

OPTIMIZACIÓN DEL MODELO DE PERMEABILIDAD DE UN YACIMIENTO HETEROGÉNEO MEDIANTE INVERSIÓN DINÁMICA DE DATOS BASADA EN SIMULACIÓN *STREAMLINE*

José-Arnobio Vargas*¹ y Eduardo-Alejandro Idrobo*²

¹Ecopetrol S.A. – GCO, El Centro, Santander, Colombia

²Ecopetrol S.A. – Instituto Colombiano del Petróleo, A.A. 4185 Bucaramanga, Santander, Colombia
e-mail: javargas@ecopetrol.com.co e-mail: aidrobo@ecopetrol.com.co

(Recibido Mayo 9 de 2003; Aceptado Noviembre 11 de 2003)

La caracterización de yacimientos tiene como objetivo primordial establecer el modelo del yacimiento mediante la integración de toda la información aprovechable. El enfoque tradicional incluye el modelamiento basado principalmente en la información estática, teniendo como etapa final del proceso la validación del modelo con la información dinámica disponible. El término validación involucra un procedimiento que solo busca asegurar que a las zonas productoras modeladas correspondan propiedades del yacimiento adecuadas. Las nuevas tendencias en la caracterización de yacimientos muestran que a los modelos del yacimiento se debe integrar la información dinámica disponible. Este proceso no es trivial pues incluye un proceso de optimización enmarcado en un proceso continuo de simulación liviana.

En este trabajo se presenta una solución semianalítica producto de la combinación de técnicas geoestadísticas con algoritmos de simulación *streamline* y de inversión dinámica de datos para la optimización del modelo de permeabilidad de yacimientos heterogéneos, verificando la efectividad del esquema de inversión dinámica en dos fases: ajuste en tiempos de irrupción, seguido por ajuste en la amplitud de los cortes de agua.

La metodología propuesta se aplicó exitosamente en modelos sintéticos y en un ejemplo de campo. Los modelos sintéticos fueron usados para validar la eficiencia del procedimiento sobre los métodos clásicos de caracterización de yacimientos. El ejemplo de campo corresponde a un yacimiento altamente heterogéneo: las arenas A2 del bloque VII del campo Casabe. Este ejemplo incluye 22 pozos productores y 19 pozos inyectores en un yacimiento, de origen fluvial constituido por geometrías estratigráficamente complejas, tales como estratificación cruzada, canales de flujo preferencial, cambios laterales de facies y espesores, entre otras. La conclusión más importante de este trabajo es que los patrones de inyección regulares de cinco puntos, preestablecidos, no resultan eficientes para optimizar el proceso de recobro secundario, por lo que se recomienda establecer modelos irregulares con base en la trayectoria de las líneas de flujo.

Palabras claves: simulación *streamline*, inversión dinámica de datos, simulación gaussiana secuencial.

* A quien debe ser enviada la correspondencia

The main objective of oilfield characterization is to establish the oilfield's model through the integration of all usable information. The traditional scope includes the modeling based primarily on static information, having as a final stage of the process, the validation of the model with the dynamic information available. The term validation involves a procedure that only tries to guarantee that the productive zones being modeled feature adequate oilfields properties. The new trends in oilfield characterization show that the dynamic information available should be integrated to the oilfield's model. This process is not trivial, since it includes an optimization process framed by a continuous process of light simulation.

In this paper, a semi-analytical solution is proposed, as a product of the combination of geostatistical techniques with streamline simulation algorithms and of dynamic inversion of data for the optimization of the permeability model for heterogeneous oilfields, while verifying the effectiveness of the dynamic inversion scheme in two phases: adjustments to irruption times, followed by adjustments to the amplitude of the water cuts.

The methodology proposed was successfully applied to synthetic models and to a field case. The synthetic models were used to validate the efficiency of the procedure on classical methods of oilfield characterization. The field case corresponds to a highly heterogeneous oilfield: the A2 sands of block VII of the Casabe field. This example includes 22 productive wells and 19 injecting wells in an oilfield of fluvial origin, made up of stratigraphically complex geometries, such as cross-stratification, preferential flow channels, and lateral changes to facies and thicknesses, among others. The most important conclusion from this paper is that the regular injection patterns, of five pre-established points, are not efficient enough to optimize the secondary recovery process; therefore, suggestion is made to establish irregular models based on the trajectory of the flow lines.

Keywords: *streamline simulation, dynamic data inversion, sequential gaussian simulation.*

INTRODUCCIÓN

Generalmente, los yacimientos de tipo fluvial están constituidos por depósitos sedimentarios con geometrías estratigráficamente complejas, tales como estratificación cruzada, canales de flujo preferencial, cambios laterales de facies y espesores, entre otras. Lo anterior hace que éste tipo de yacimientos presenten un alto grado de heterogeneidad.

Un reto en la caracterización de los yacimientos consiste en obtener modelos que respondan tanto a sus características estáticas como dinámicas. Es decir, que no sólo representen adecuadamente la información geológica (modelo estático) sino también que correspondan con el comportamiento histórico del yacimiento (modelo dinámico).

El tamaño adecuado de los modelos de yacimiento, está directamente relacionado con el grado de heterogeneidad de los mismos, de tal manera que los yacimientos estratigráficamente complejos, difícilmente se pueden simular eficientemente a través de modelos pequeños.

Actualmente existen técnicas geoestadísticas que permiten la generación de modelos estáticos de alta resolución (Deutsch y Journel, 1998). Sin embargo, la integración de datos dinámicos, conlleva a un proceso de ajuste histórico, que involucra necesariamente un problema de optimización multivariada, que resulta computacionalmente intensivo y prácticamente imposible en modelos de alta resolución (Vasco *et al.*, 1998).

La simulación tradicional, basada en diferencias finitas, presenta limitaciones para manejar modelos grandes, básicamente por los altos requerimientos computacionales (Hadjipieris y Blunt, 2000). Recientemente, la simulación *streamline*, se ha utilizado con éxito, en yacimientos heterogéneos sometidos a inyección de agua (Thiele *et al.*, 1996), con flujo multifásico (Peddibhotla *et al.*, 1997; Batycky *et al.*, 1997), sistemas multicomponentes y a escala de campo (Batycky *et al.*, 1997; Thiele *et al.*, 1997; Peddibhotla *et al.*, 1997; Baker *et al.*, 2002), las cuales ofrecen mejoras sustanciales en la velocidad de cómputo, reducción en la difusión numérica y en los efectos de orientación de las celdas. Estos beneficios se obtienen principalmente en procesos eminentemente convectivos con marcada

influencia de las heterogeneidades, básicamente porque el problema de flujo de fluidos en 3D es desacoplado y resuelto como una combinación de ecuaciones diferenciales en 1D siguiendo la línea de flujo, lo que resulta mucho más eficiente y rápido.

La integración de datos dinámicos (ajuste histórico) se puede lograr mediante la solución de un problema de modelamiento inverso. Recientemente, se han publicado algunos trabajos que presentan metodologías para automatizar el proceso de ajuste histórico a partir de la técnica de simulación *streamline*. Dentro de estos métodos se destacan los trabajos presentados por Vasco *et al.* (1998), Wang y Kovscek (2000), Agarwal y Blunt (2001), Caers (2002) y He *et al.* (2001).

En general, las metodologías propuestas se basan en el concepto de simulación *streamline*, con el propósito de inferir la distribución de la permeabilidad en el modelo del yacimiento, mediante derivación analítica de los coeficientes de sensibilidad, necesarios para resolver el problema inverso involucrado en el ajuste histórico, y posterior ajuste de la curva de flujo fraccional resultante de los datos de producción.

Este trabajo presenta una metodología para tratar el problema de optimización del modelo de permeabilidad en yacimientos heterogéneos, combinando técnicas de simulación geoestadística con simulación *streamline* e inversión dinámica de datos. La técnica sugerida, utiliza la Simulación Gaussiana Secuencial para generar un modelo estático inicial, teniendo en cuenta variables continuas como: contenido de arcilla (*VSH*), porosidad efectiva, permeabilidad y saturación de agua y como variable categórica el tipo de roca. Seguidamente se efectúa la predicción o modelamiento directo utilizando simulación *streamline*. A partir de las predicciones y del comportamiento histórico de producción, se soluciona el problema inverso mediante la técnica propuesta por Vasco *et al.* (1998), con lo cual se obtiene el modelo dinámico de permeabilidad del yacimiento.

He *et al.* (2001) publicaron una metodología similar con la diferencia en que no utilizan directamente los datos de producción (corte de agua) sino el cambio en el tiempo de vuelo resultante de maximizar la correlación entre las respuestas de producción observadas y calculadas en cada pozo. El concepto que utilizan lo denominaron “tiempo de viaje generalizado” y es

particularmente útil para aplicaciones de campo a gran escala con condiciones de producción cambiantes.

DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO

Simulación Gaussiana Secuencial (SGS)

La primera parte del método propuesto para optimizar el modelo de permeabilidad de un yacimiento heterogéneo consiste en la obtención del modelo estático inicial del yacimiento utilizando la SGS. La SGS es un procedimiento estocástico que permite generar el modelo estático del yacimiento, haciendo honor a los datos disponibles en las localizaciones de los pozos. Detalles del método se pueden consultar en Deutsch y Journel (1998).

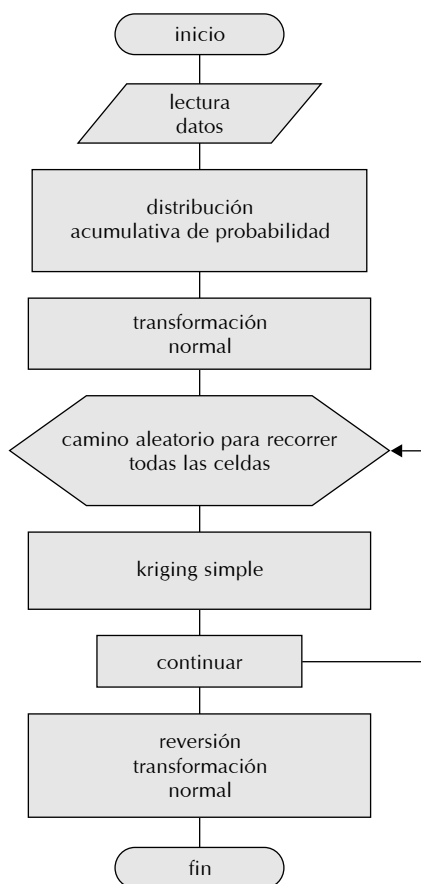


Figura 1. Diagrama de flujo generalizado para la simulación gaussiana secuencial

A grandes rasgos, el algoritmo de la SGS presentado en la Figura 1 es el siguiente:

1. Lectura de la malla de simulación geoestadística y la información conocida con su respectiva localización.
2. Cálculo la distribución acumulativa de probabilidad (*cdf*) a partir de todos los datos conocidos.
3. Efectuar la transformación normal partiendo de la distribución acumulativa de probabilidad.
4. Definir un camino aleatorio de tal manera que todas las celdas de la malla sean barridas una sola vez.
5. En cada nodo, con base en la información de los nodos vecinos que puede ser original o previamente simulada y el modelo de variograma definido, usar kriging simple para estimar los parámetros simulados.
6. Repetir el paso 5 hasta que todos los nodos sean simulados.
7. Revertir la transformación normal y reportar los valores simulados en todos los nodos.

Simulación *Streamline* (SS)

La siguiente etapa consiste en definir un modelo de SS para el yacimiento utilizando como dato de entrada el modelo estático definido en la etapa inicial. La SS es básicamente un procedimiento IMPES (Implícito en presión y explícito en saturación) que utiliza los mismos principios de la simulación en diferencias finitas pero resuelve el problema de la saturación en un el espacio tiempo de vuelo en lugar de utilizar la malla cartesiana.

La SS ofrece mejoras sustanciales en la velocidad de cómputo, reducción en la difusión numérica y en los efectos de orientación de las celdas debidas al desacoplamiento del problema de flujo de fluidos de 3D a 1D. Sin embargo, es conveniente precisar que la SS todavía no puede simular eficientemente procesos difusivos, dominados por presión capilar y fluidos altamente compresibles.

El modelo de líneas de flujo se basa en reemplazar el modelo 3D descrito por la ecuación de conservación de masa (Buckley-Leveret) en términos de múltiples modelos 1D a lo largo de las líneas de flujo (Datta-Gupta y King, 1995), de acuerdo con la *Ecuación 1*.

$$\phi \frac{\partial}{\partial t} (S_w) + \bar{v}_T \bar{\nabla} \cdot f_w (S_w) = \sum_1^{NLF} \frac{\partial}{\partial t} S_w + \frac{\partial}{\partial t_v} f_w = q_v \quad (1)$$

La variable fundamental en la SS es el tiempo de vuelo t_v que simplemente es el tiempo de viaje de una partícula a lo largo la línea de flujo hasta alcanzar un punto dado. El tiempo de vuelo puede definirse mediante la Ecuación 2 (Datta-Gupta y King, 1995):

$$t_v = \sum_1^{nDt} \Delta t_v = \int_0^L \frac{\phi}{|v_T|} dl \quad (2)$$

Desde otro punto de vista, el tiempo de vuelo refleja la propagación del frente de fluidos a varios tiempos, por lo tanto, existe una conexión directa entre el tiempo de vuelo y la eficiencia de barrido volumétrica. Idrobo *et al.* (2000) presentan la metodología para estimar dicha eficiencia de barrido en función del tiempo de vuelo.

Datta-Gupta y King (1995), presentaron la solución analítica de la Ecuación 1 en términos del tiempo de vuelo t_v mediante la Ecuación 3 la que constituye el fundamento matemático de la SS.

$$\frac{t_v(x, y, z, t)}{t} = \frac{\partial f_w}{\partial S_w} \quad (3)$$

El trazado de las líneas de flujo es un aspecto esencial en la SS. El trabajo inicial para el trazado de las líneas de flujo en 3D fue presentado por Pollock (1988). El algoritmo se centra en determinar el punto de salida de una línea de flujo dado un punto de entrada, asumiendo una aproximación lineal en el campo de velocidad en cada coordenada.

Si v es la velocidad intersticial, entonces la velocidad en cualquier punto en la dirección x , de acuerdo con la aproximación lineal es:

$$v_x = v_{xe} + g_x (x - x_e) \quad (4)$$

Donde:

v_{xe} : Velocidad en la cara de entrada en la dirección x

v_{xs} : Velocidad en la cara de salida en la dirección x

g_x : Gradiente de velocidad en la dirección x

De manera similar se pueden obtener las expresiones para las velocidades en las direcciones y y z .

Despejando e integrando las expresiones para v_x , v_y y v_z , se obtiene el tiempo que tardaría una partícula para atravesar el bloque en cada dirección y teniendo en cuenta que la línea de flujo debe salir a través de la cara cuyo tiempo de tránsito sea menor, entonces el delta de tiempo de vuelo de la línea de flujo en el bloque es dado por:

$$\Delta t_v = \text{Mínimo} (\Delta t_x, \Delta t_y, \Delta t_z) \quad (5)$$

Con el tiempo de vuelo t_v y las coordenadas de entrada a la celda (x_e, y_e, z_e) conocidos se puede calcular las coordenadas de salida (x_s, y_s, z_s) . Ver Figura 2.

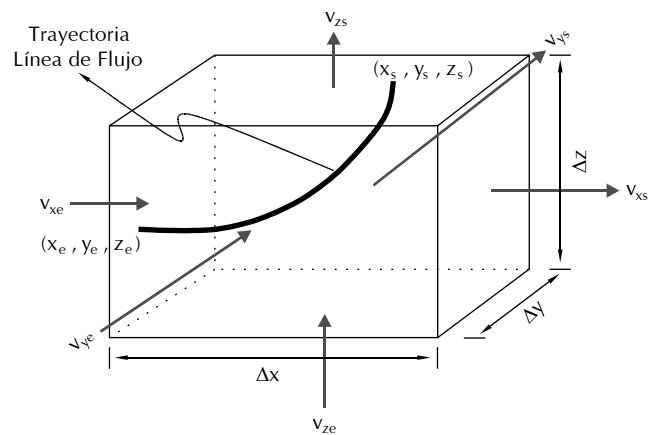


Figura 2. Trazado de líneas de flujo

Solución numérica de la ecuación de continuidad

La solución analítica presentada en la ecuación 3 es válida bajo condiciones iniciales uniformes. Sin embargo, los procesos de inyección de agua a menudo involucran perforaciones de pozos de relleno, reconversión y cierre de pozos o cambios en la movilidad de las fases, que hacen que las condiciones iniciales no se mantengan uniformes durante toda la vida del proyecto. En estos casos resulta beneficioso utilizar soluciones numéricas. Las soluciones numéricas fueron primero introducidas por Bommer y Schechter (1979), para resolver problemas de lixiviación de uranio. Posteriormente

fueron utilizadas por Batycky *et al.* (1997) y Peddibhotla, Datta-Gupta y Xue (1997) para manejar el problema de flujo a lo largo de las *streamline* (líneas de flujo).

Los detalles acerca de las soluciones numéricas y las técnicas utilizadas para evitar la difusión numérica y prevenir las oscilaciones se encuentran en Peddibhotla, Datta-Gupta y Xue (1997).

En síntesis el algoritmo de la SS se presenta en el diagrama de flujo de la Figura 3 cuyos pasos principales son:

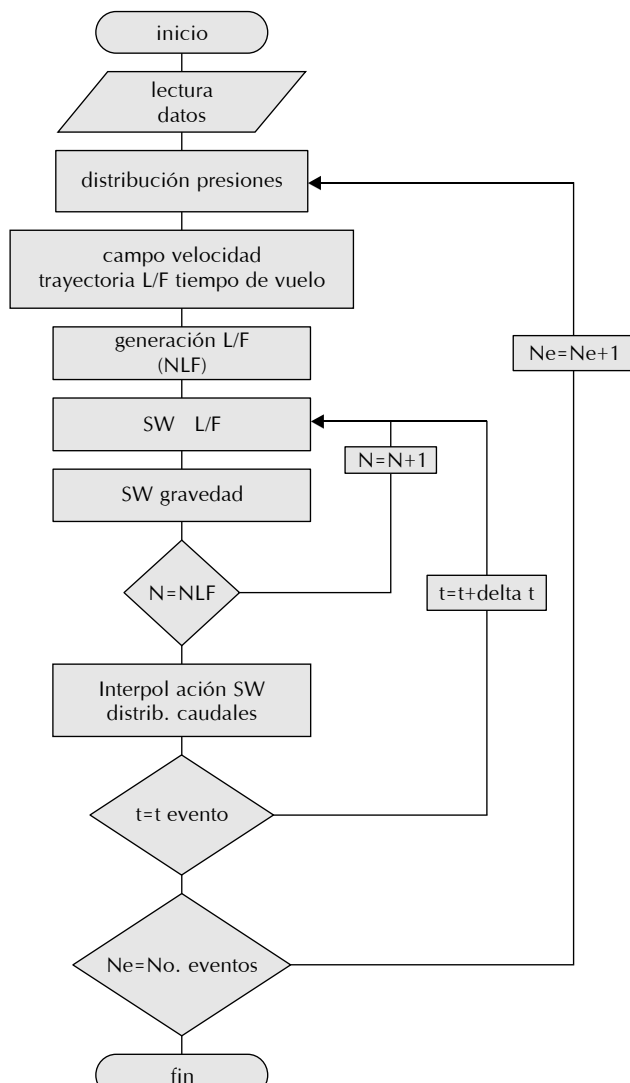


Figura 3. Diagrama de flujo generalizado para la simulación *streamline*

1. Lectura de los datos del yacimiento y los parámetros de simulación.
2. Determinación de la distribución de presiones en la malla de simulación. Esta subrutina involucra un modelo de pozos inyectoros y productores para la determinación de los caudales y presiones de fondo de acuerdo con las condiciones de límite internas (restricción por presión o caudal) y un modelo de condiciones de frontera.
3. Cálculo de velocidades, trayectoria de líneas de flujo y *tiempo de vuelo* en cada bloque de la malla de simulación.
4. Generación de líneas de flujo y transformación de coordenadas espaciales de 3D a 1D a lo largo de las mismas.
5. Asignación de la saturación de agua inicial a lo largo de las líneas de flujo a partir de la saturación inicial en los bloques de la malla de simulación.
6. Cálculo numérico de las saluciones a lo largo de las líneas de flujo.
7. Determinación de saturación final a lo largo de las líneas incluyendo el efecto de segregación gravitacional mediante el concepto de operador de fraccionamiento.
8. Repetir los pasos 6 y 7 para el total de líneas de flujo generadas.
9. Determinación de la saturación de agua equivalente en los bloques de la malla de simulación mediante interpolación 3D basada en el método cuadrático modificado.

10. Repetir los pasos del 6 al 9 para cada intervalo de tiempo de simulación siempre y cuando se mantengan las condiciones de operación (un mismo evento).

11. Repetir los pasos del 1 al 9 para todos eventos.

Inversión dinámica de datos (IDD)

El último paso de la metodología es la optimización del modelo de permeabilidad del yacimiento a partir del comportamiento dinámico observado. Lo anterior involucra la solución de un problema inverso. Vasco *et al.* (1998) publicaron una metodología de IDD utilizando como variable dinámica el comportamiento del corte de los pozos productores que se fundamenta en la SS para calcular los coeficientes de sensibilidad en términos de funciones integrales 1D a lo largo de las líneas de flujo, requiriendo una sola corrida de simulación. Se basa en la analogía entre el trazado de líneas de flujo y la propagación de ondas sísmicas la cual es modelada mediante la ecuación Eikonal (Sergey, 2000).

La integración de datos dinámicos se efectúa de manera similar a la inversión sísmica utilizada en geofísica (Nole, 1987) en la cual se emplea un proceso iterativo de dos pasos: primero ajuste de los tiempos de irrupción (primer arribo) en los pozos productores y segundo el ajuste del corte de agua o flujo fraccional (amplitud). La inversión en dos pasos mejora sustancialmente la velocidad de cómputo y evita que la solución sea atrapada en picos secundarios de la respuesta de producción (mínimo local). Además, como utiliza las potencialidades de la SS es perfectamente aplicable en yacimientos heterogéneos.

Los detalles de la formulación matemática de la IDD pueden ser consultar en la referencia Vasco *et al.* (1998). Adicionalmente, Cobeñas *et al.* (1998) presentan una amplia disertación sobre las técnicas utilizadas para corregir la no unicidad y la inestabilidad numérica en los problemas de inversión dinámica de datos aplicados en la caracterización de yacimientos.

El algoritmo de la IDD se presenta en el diagrama de flujo de la Figura 4, en resumen consta de los siguientes pasos:

1. Lectura de los datos del yacimiento, la información dinámica y los parámetros de inversión.

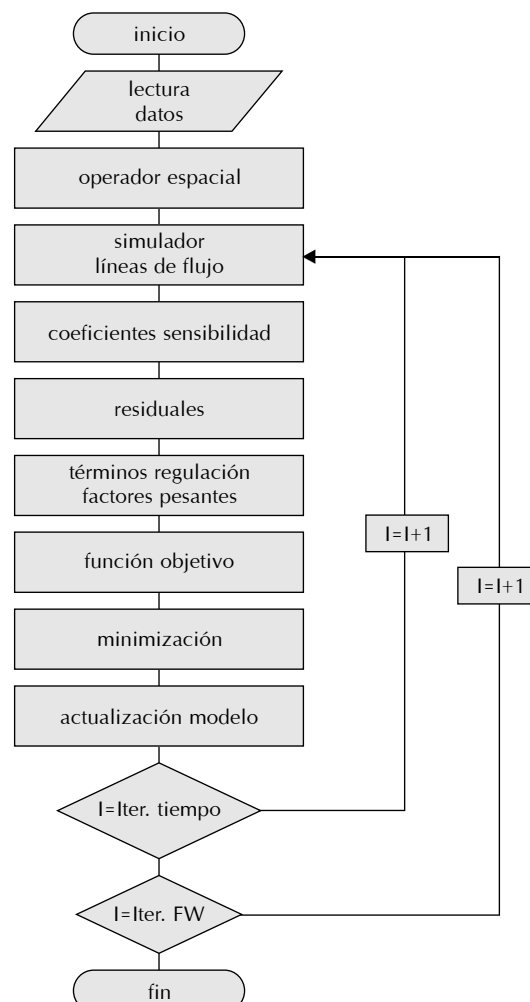


Figura 4. Diagrama de flujo generalizado para la Inversión dinámica de datos

2. Cálculo de los operadores espaciales de segundo orden horizontal y vertical.
3. Predicción de las condiciones de operación mediante el simulador basado en líneas de flujo (solución del problema directo).
4. Cálculo de los coeficientes de sensibilidad a lo largo de las líneas de flujo.
5. Cálculo de los residuales o errores cuadráticos medios.
6. Determinación de los términos de regulación y los factores pesantes del problema inverso.
7. Formulación de la función objetivo.

8. Minimización de la función objetivo (solución del problema inverso).
9. Actualización del modelo invertido a partir de las perturbaciones obtenidas.
10. Repetir los pasos del 3 al 9 el número de iteraciones especificadas para el ajuste del tiempo de irrupción (primer arribo).
11. Repetir los pasos del 3 al 9 el número de iteraciones especificadas para el ajuste del corte de agua (amplitud).

APLICACIONES

Para validar el método se efectuó un ejemplo en un modelo sintético y una aplicación de campo en un área piloto del campo Casabe.

Modelo sintético

Con esta aplicación se validó la potencialidad del algoritmo de IDD para optimizar el modelo de permeabilidad de un yacimiento altamente heterogéneo. Se utilizó un modelo sintético en dos dimensiones que consiste de un patrón de inyección de 5 puntos invertidos: un pozo inyector localizado en el centro y cuatro pozos productores localizados en las esquinas. El modelo de permeabilidad se discretizó mediante una malla de 40 por 40 celdas (Figura 5); como se observa, es extremadamente heterogéneo con tres zonas de

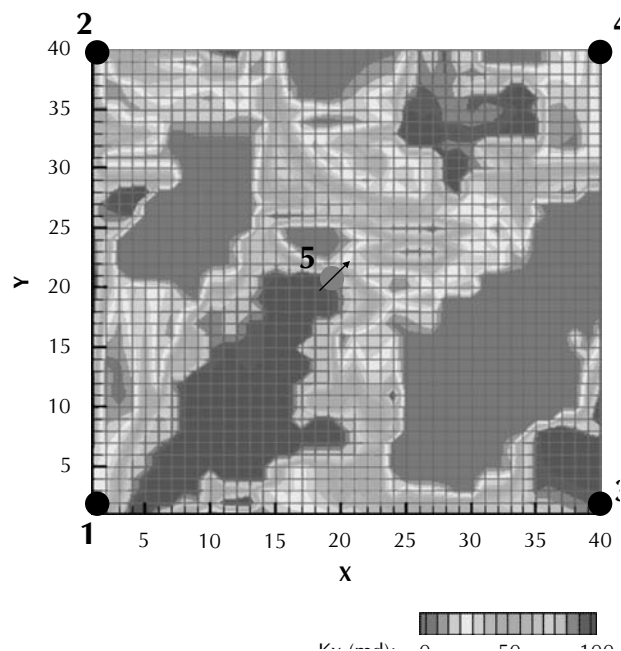


Figura 5. Modelo sintético de permeabilidad

alta permeabilidad (zonas de flujo preferencial): una elíptica al suroccidente, una al nororiente y otra más pequeña al suroriente. También presenta dos barreras de permeabilidad una al noroccidente y otra al suroccidente. Este modelo servirá de referencia para efectuar la inversión dinámica.

El comportamiento de los cortes de agua en los pozos productores se obtuvo mediante la corrida de un modelo de SS sobre el modelo sintético propuesto.

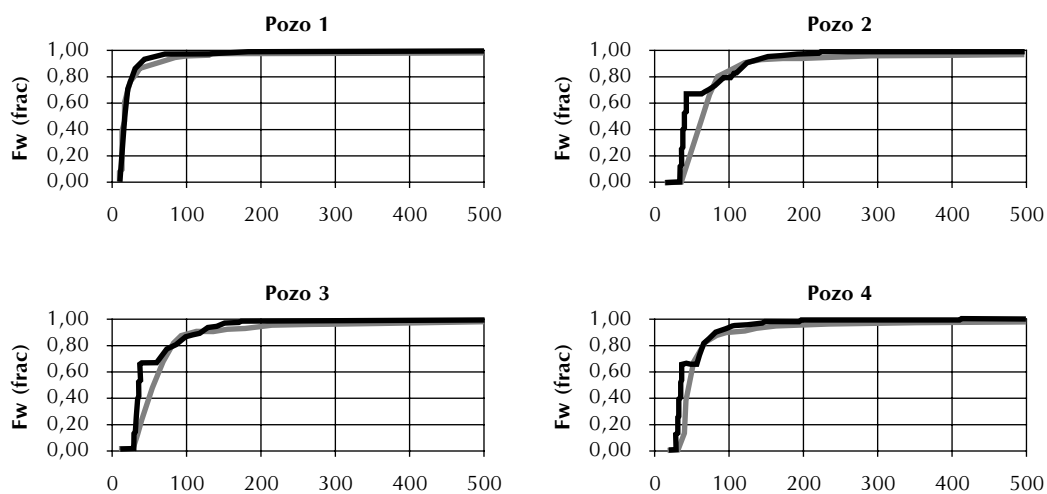


Figura 6. Ajuste en los cortes de agua de los pozos productores del modelo sintético

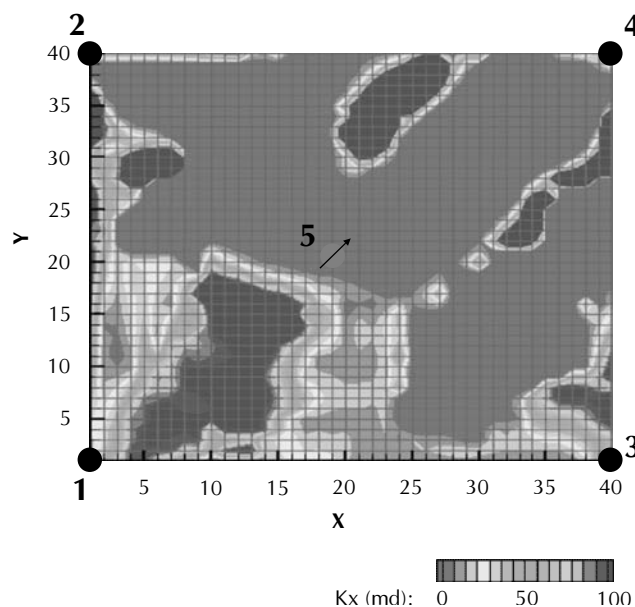


Figura 7. Modelo de permeabilidad generado después del ajuste en tiempos de irrupción de los pozos productores del modelo sintético

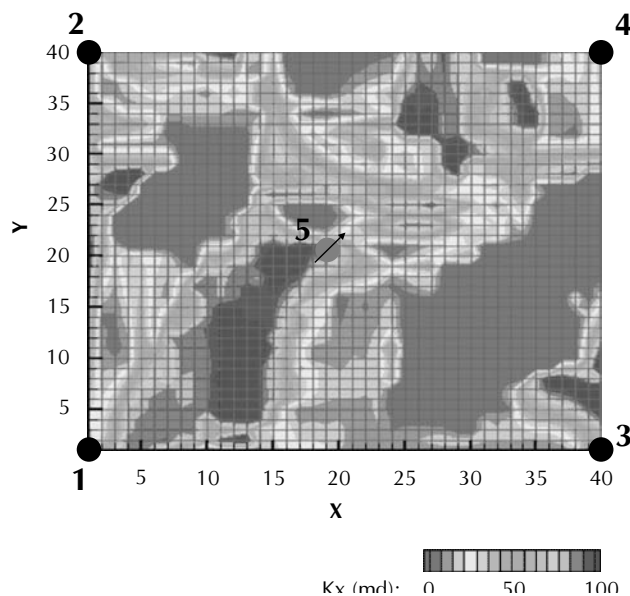


Figura 8. Modelo de permeabilidad generado después del ajuste en los cortes de agua de los pozos productores del modelo sintético

Los resultados presentados en la Figura 6, sirvieron de información dinámica para efectuar el proceso de inversión dinámica, partiendo de un modelo de permeabilidad uniforme.

El proceso de IDD se efectuó utilizando el modelo de dos fases: ajuste en tiempos de irrupción seguido por el ajuste en los cortes de agua. Los resultados finales se presentan en los Figuras 7 y 8 respectivamente. El ajuste en los tiempos de irrupción se obtiene rápidamente (dos iteraciones) y el modelo de permeabilidad resultante (Figura 7) se aproxima ligeramente el modelo de referencia pero todavía no es el óptimo. El ajuste en los cortes de agua se obtuvo después de cinco iteraciones y en términos generales el modelo resultante (Figura 8) correlaciona bastante bien con el modelo de referencia.

Aplicación de campo

Como área de estudio se escogieron las arenas A2 del bloque VII del campo Casabe que corresponden con los intervalos intermedios de la formación Colorado. Dichas arenas fueron depositadas en un ambiente fluvial de corrientes meandriformes por lo que se presenta una alta heterogeneidad en la distribución de sus propiedades petrofísicas.

En la Figura 9 aparece el mapa estructural el tope de las arenas A2 del bloque VII del campo Casabe. Estructuralmente, corresponde a un anticlinal asimétrico con buzamientos de 11° hacia el este y 7° hacia el oeste.

Teniendo en cuenta solamente los pozos productores que tienen completamiento en las arenas A2 y los pozos inyectores de dichas arenas en total se consideran 48 pozos distribuidos así: 29 pozos productores y 19 pozos inyectores.

Zonificación

Las arenas A2 están constituidas por 13 niveles arenosos los cuales de tope a base son: A2a1, A2a2, A2a3, A2a4, A2a5, A2a6, A2a7, A2b1, A2b2, A2b3, A2b4. En la Tabla 1 aparece las propiedades petrofísicas promedias por unidad.

Modelo estático del yacimiento

La construcción del modelo estático del yacimiento involucra dos pasos: primero la construcción del modelo geológico mediante el ensamblaje del marco

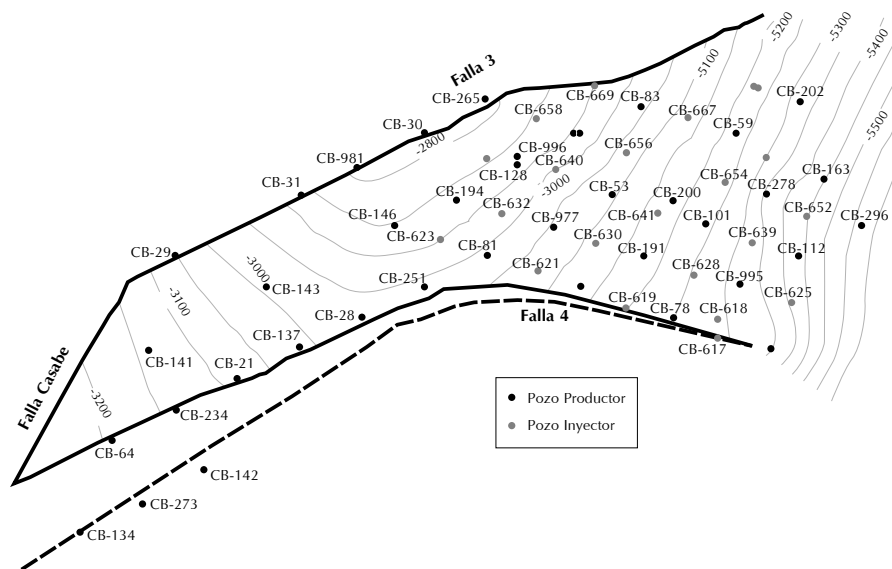


Figura 9. Mapa estructural topográfico arenas A2a1 campo Casabe bloque 7

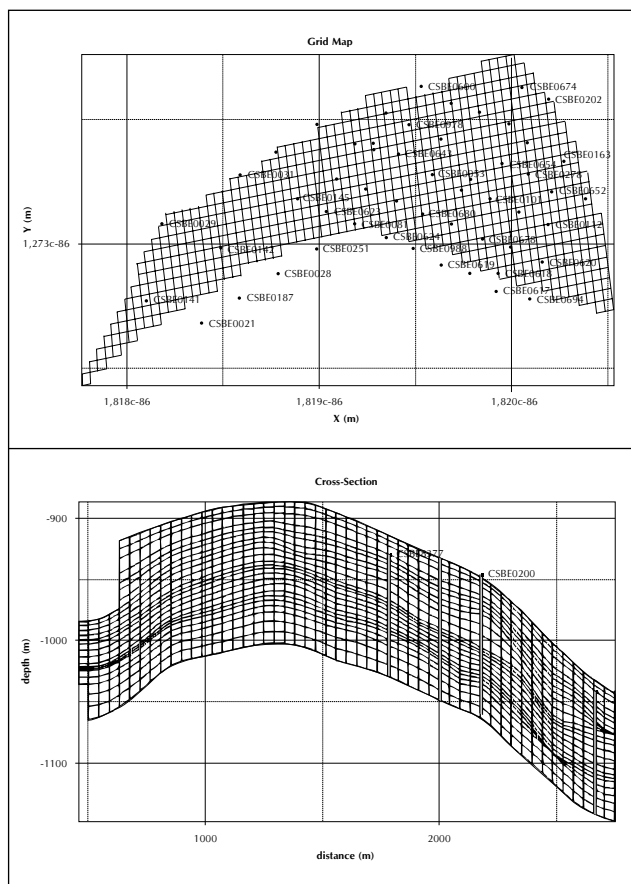


Figura 10. Vistas superior y frontal de la malla de simulación

estructural y la definición de superficies paramétricas de los horizontes de mayor continuidad. El segundo paso es el modelamiento geoestadístico para obtener la distribución de las propiedades petrofísicas en los bloques de la malla de simulación. Como se mencionó previamente, para este propósito se utilizó la SGS, inicialmente la simulación geoestadística se corrió en una malla de referencia de alta resolución tomando como variable categórica de tipo de roca la litología, definida por intermedio de las electrofacies, y como variables continuas el contenido de arcilla, la porosidad efectiva, la permeabilidad y la saturación de agua antes de iniciar el proceso de inyección de agua. Posteriormente, se efectuó un proceso de escalamiento a la malla de simulación escogida. La malla de simulación consta de 41860 bloques distribuidos así: 65 bloques en la dirección x, 25 en la dirección y, y 23 en la dirección z (Figura 10).

La Figura 11 presenta el modelo estático de permeabilidad efectiva obtenido y que constituye el modelo inicial para establecer el modelo de SS el cual es el punto de partida para efectuar el proceso de IDD.

Modelo de Simulación *Streamline*

Para el desarrollo de este trabajo se utilizó el simulador S3D versión 2.0 desarrollado en la Universidad de Texas A&M por el doctor Datta-Gupta y su grupo de investigación.

OPTIMIZACIÓN DEL MODELO DE PERMEABILIDAD DE UN YACIMIENTO

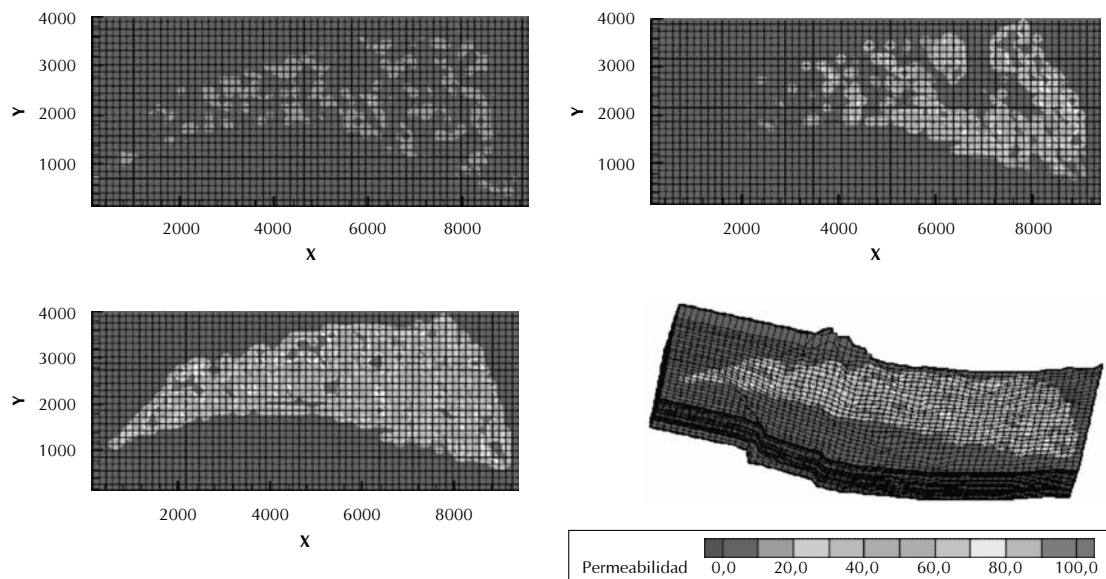


Figura 11. Modelo de permeabilidad inicial

Tabla 1. Propiedades petrofísicas promedias por unidad

Unidad	Espesor Neto (Pies)	VSH (%)	Porosidad (%)	Permeabilidad (Md)	SW (%)
A2a1	14	22,50%	7,86%	7,51	42,25%
A2a2	13	27,50%	6,15%	2,44	43,78%
A2a3	18	27,60%	6,74%	4,76	31,78%
A2a4	24	18,50%	5,75%	2,24	32,28%
A2a5	19	15,20%	7,47%	10,15	34,74%
A2a6	20	17,00%	9,31%	42,33	26,44%
A2a7	14	15,30%	8,79%	25,87	31,64%
Subtotal A2a	122	20,13%	7,38%	13,75	33,93%
A2b1	21	12,00%	6,63%	7,04	41,57%
A2b2	25	13,00%	8,32%	23,98	41,82%
A2b3	59	8,20%	10,02%	22,67	37,81%
A2b4	33	5,10%	10,53%	49,79	37,36%
Subtotal A2b	138	8,91%	9,32%	27,01	39,00%
Total	260	14,17%	8,41%	20,79	36,62%

La historia de producción secundaria e inyección, para efectos de la SS, se dividió y escaló en nueve eventos principales. Las Figuras 12 y 13 muestra las historias de producción e inyección respectivamente.

Los parámetros generales utilizados en la simulación se presentan en la Tabla 2. Como condiciones de límite interno los pozos se restringieron por caudal y como

condición de límite externo se consideraron fronteras tipo Neuman es decir, fronteras cerradas al flujo.

Líneas de flujo

Antes de cada uno de los nueve eventos en los cuales se dividió la historia de producción, se efectúa la actualización de las líneas de flujo. La Figura 14

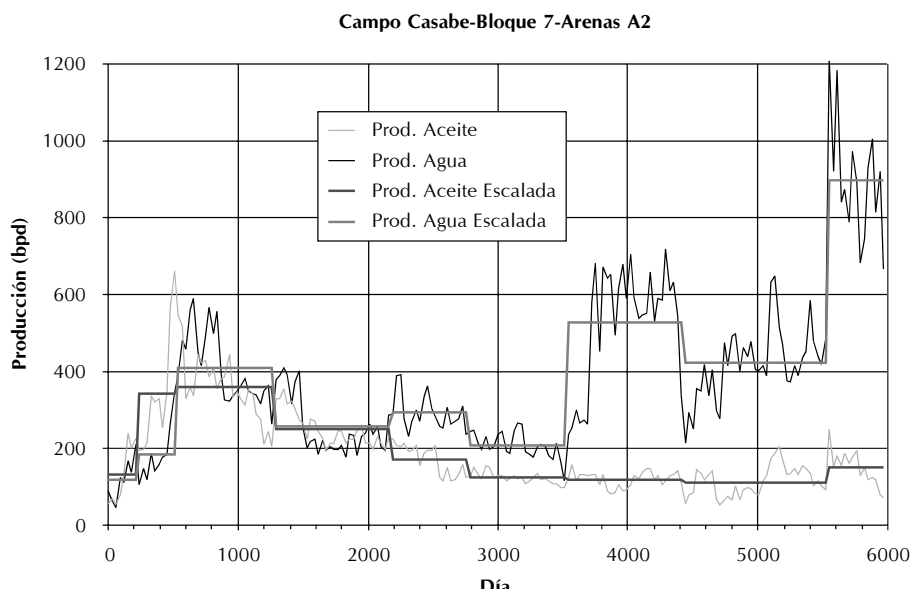


Figura 12. Historia de producción secundaria de aceite y agua, arenas A2-bloque 7

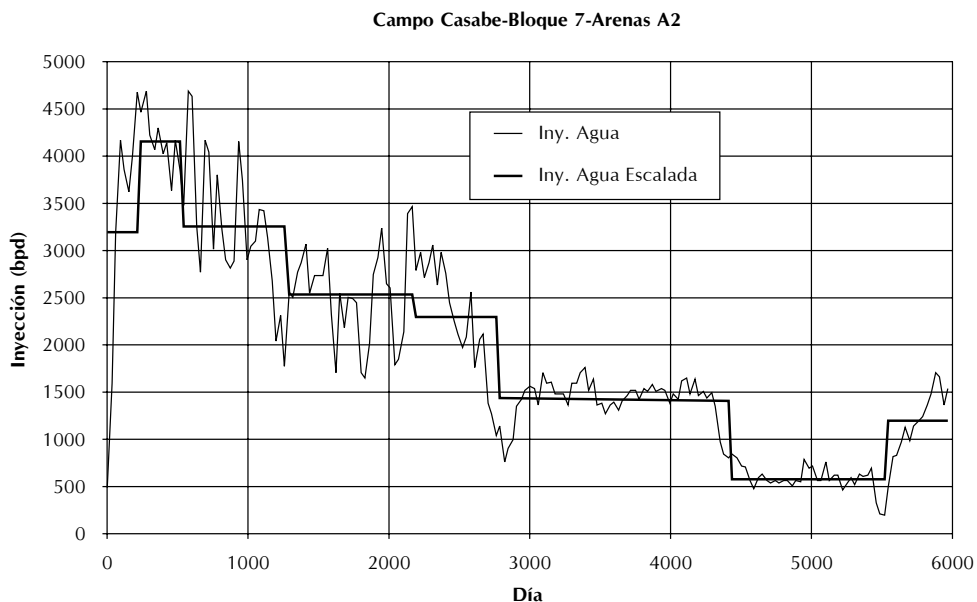


Figura 13. Historia de inyección de agua, arenas A2-bloque 7

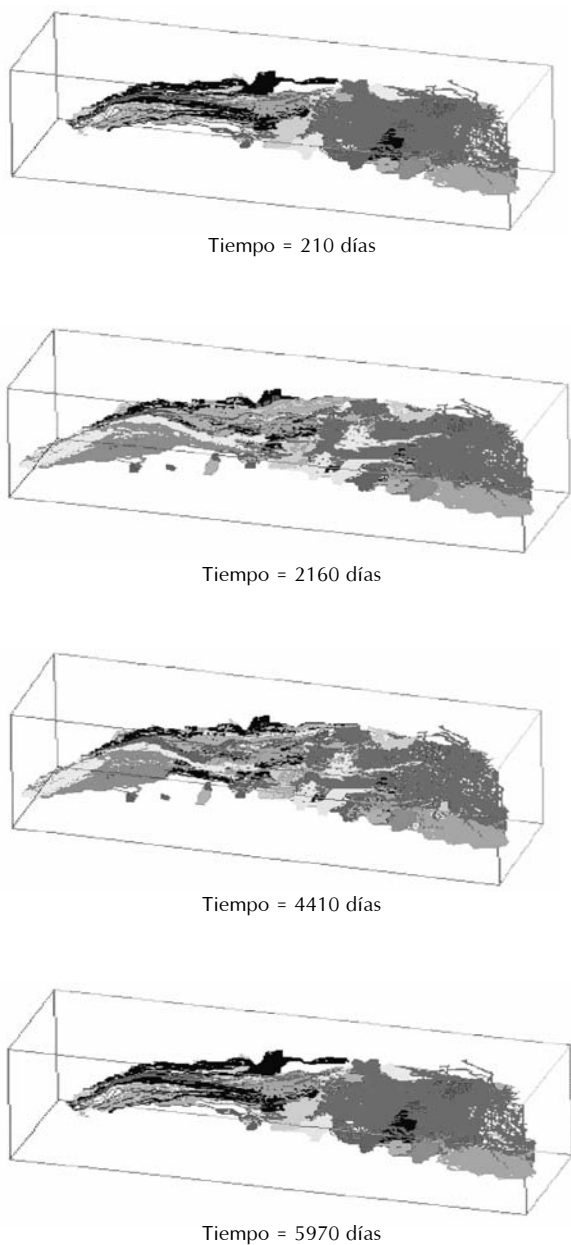


Figura 14. Trazado de líneas de flujo a diferentes tiempos de simulación

presenta el trazado a 210, 2160, 4410 y 5970 días de simulación. Dicho trazado permite visualizar las zonas drenadas por cada pozo productor. Se observa que no responden a los patrones de inyección regulares de cinco puntos establecidos, presentando direcciones de flujo preferencial. Esta información es muy importante para administrar eficientemente el proceso de recobro secundario en el campo.

Tabla 2. Parámetros de simulación

Parámetros	Valor
No. de fases	2
No. máximo de pozos prod.	29
No. máximo de pozos iny.	19
Restricción pozos productores	Caudal
Restricción pozos inyectores	Caudal
No. de eventos	8
No. máximo de líneas de flujo	50000
No. de pasos de tiempo	597
Delta de tiempo (días)	10
Factor de aceleración	0,3
Fronteras	Cerradas

Tiempo de vuelo

Como se explicó previamente, la variable fundamental en la SS es el tiempo de vuelo. Su trazado en cada bloque de la malla de simulación indica cualitativamente el barrido volumétrico por el proceso de inyección de agua, en cada evento. La Figura 15 esquematiza los tiempos de vuelo en cuatro eventos, se aprecian las áreas barridas y no barridas en cada caso. Como era de esperarse, se observa buen barrido en el sector oriental donde tiene mayor influencia el proceso de inyección de agua.

Inversión dinámica de datos

Se efectuó utilizando el modelo de inversión dinámica en dos fases obteniendo los siguientes resultados:

Ajuste del tiempo de irrupción

El ajuste del tiempo de irrupción de todos los pozos productores se obtuvo después de dos iteraciones. En la Figura 16 se muestra el comparativo entre el ajuste inicial y final de los tiempos de irrupción. Se observa que el factor de correlación pasa de 0,6329 a 0,9944.

En la Figura 17 se muestra el ajuste en el corte de agua de todos los pozos productores después de esta primera fase de inversión.

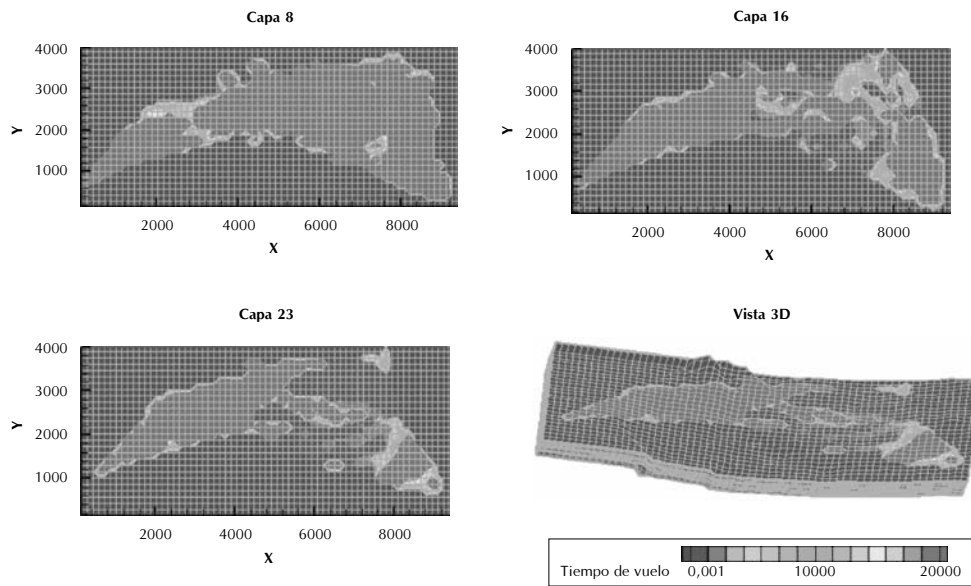


Figura 15. Tiempos de vuelo a diferentes tiempos de simulación

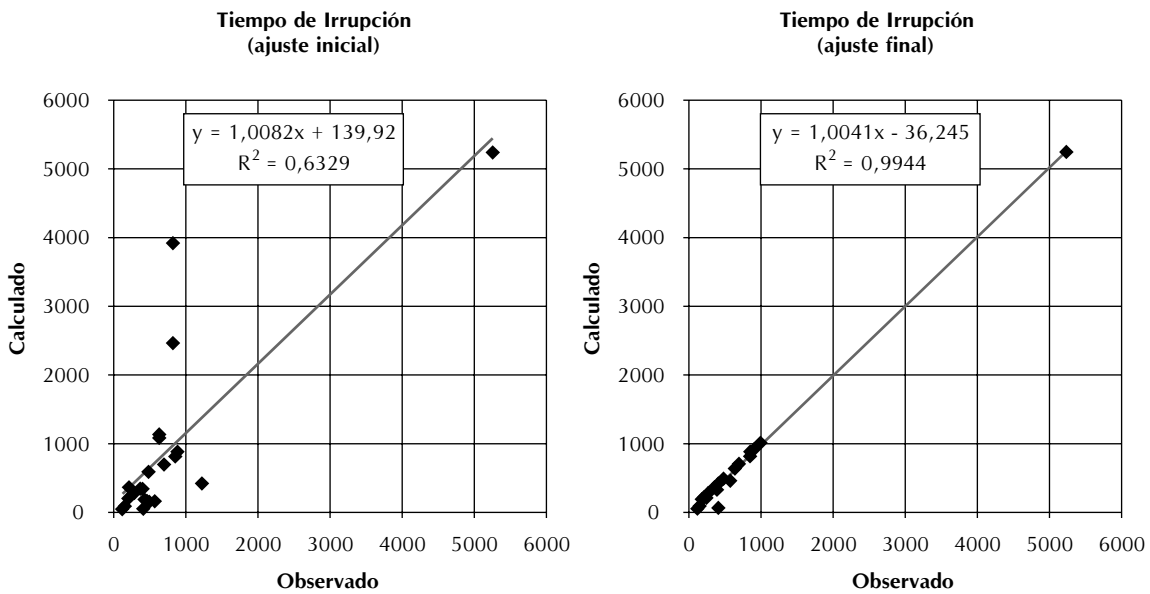


Figura 16. Comparativo entre tiempos de irrupción observados y calculados

OPTIMIZACIÓN DEL MODELO DE PERMEABILIDAD DE UN YACIMIENTO

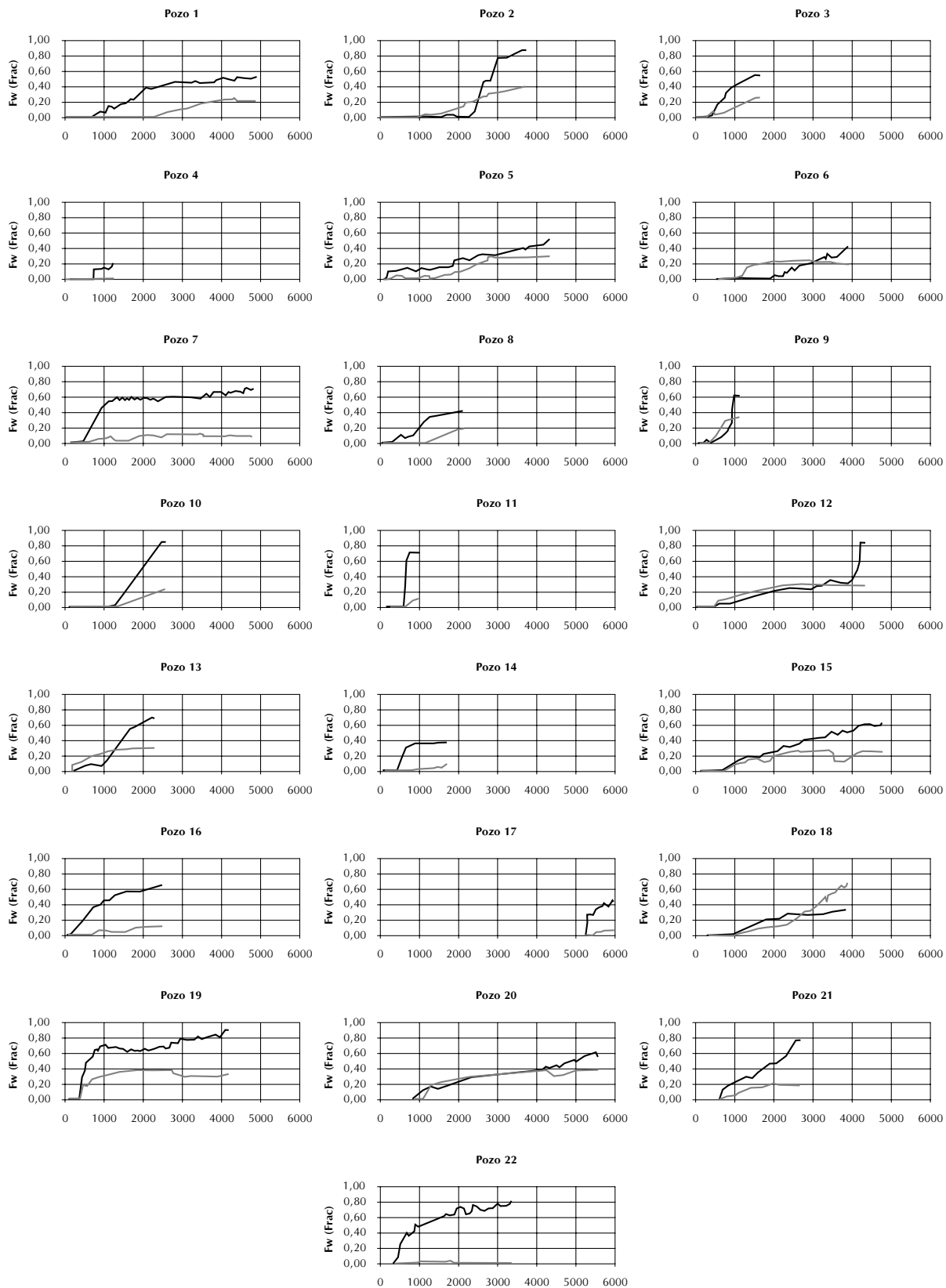


Figura 17. Ajuste en tiempo de irrupción después de la primera fase de inversión

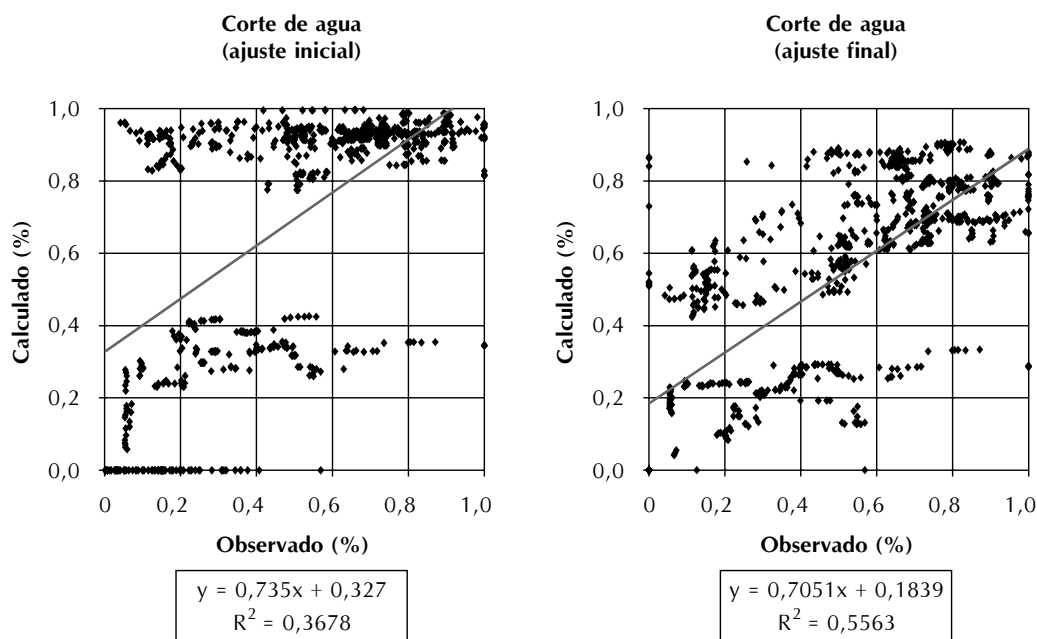


Figura 18. Comparativo entre cortes de agua observados y calculados

Ajuste en cortes de agua

De manera similar a como se efectuó el ajuste en el tiempo de irrupción, se hizo el ajuste en el corte de agua. Inicialmente se efectuaron múltiples corridas con diferente número de iteraciones, encontrándose que el menor error cuadrático medio se obtiene a 68 iteraciones.

En la Figura 18 se presenta el comparativo entre los cortes de agua observados y calculados, al comienzo y la final de la inversión dinámica. Se observa que en este caso el ajuste no es tan eficiente. El factor de correlación pasa de 0,3678 a 0,5563 y el ajuste en los cortes de agua obtenido en todos los pozos se muestra en la Figura 19.

Modelo optimizado

En la Figura 20 se presenta un comparativo entre el modelo de permeabilidad inicial y el obtenido después de la segunda fase de inversión en algunas capas del

modelo del yacimiento. En el modelo obtenido se han resaltado las diferencias, algunas pueden parecer sutiles debido a la escala utilizada para facilitar una visualización global. Sin embargo, algunas celdas presentan diferencias apreciables con variaciones en términos absolutos entre 65 y 718 md.

En general se observan dos zonas de mayor permeabilidad en la parte central del yacimiento, constituyéndose en canales de flujo preferencial y una zona en la parte nororiental con más baja permeabilidad lo que puede constituir una barrera de flujo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Combinando técnicas geoestadísticas con algoritmos de simulación *streamline* y de inversión dinámica de datos, es posible optimizar el modelo de permeabilidad de yacimientos heterogéneos.

OPTIMIZACIÓN DEL MODELO DE PERMEABILIDAD DE UN YACIMIENTO

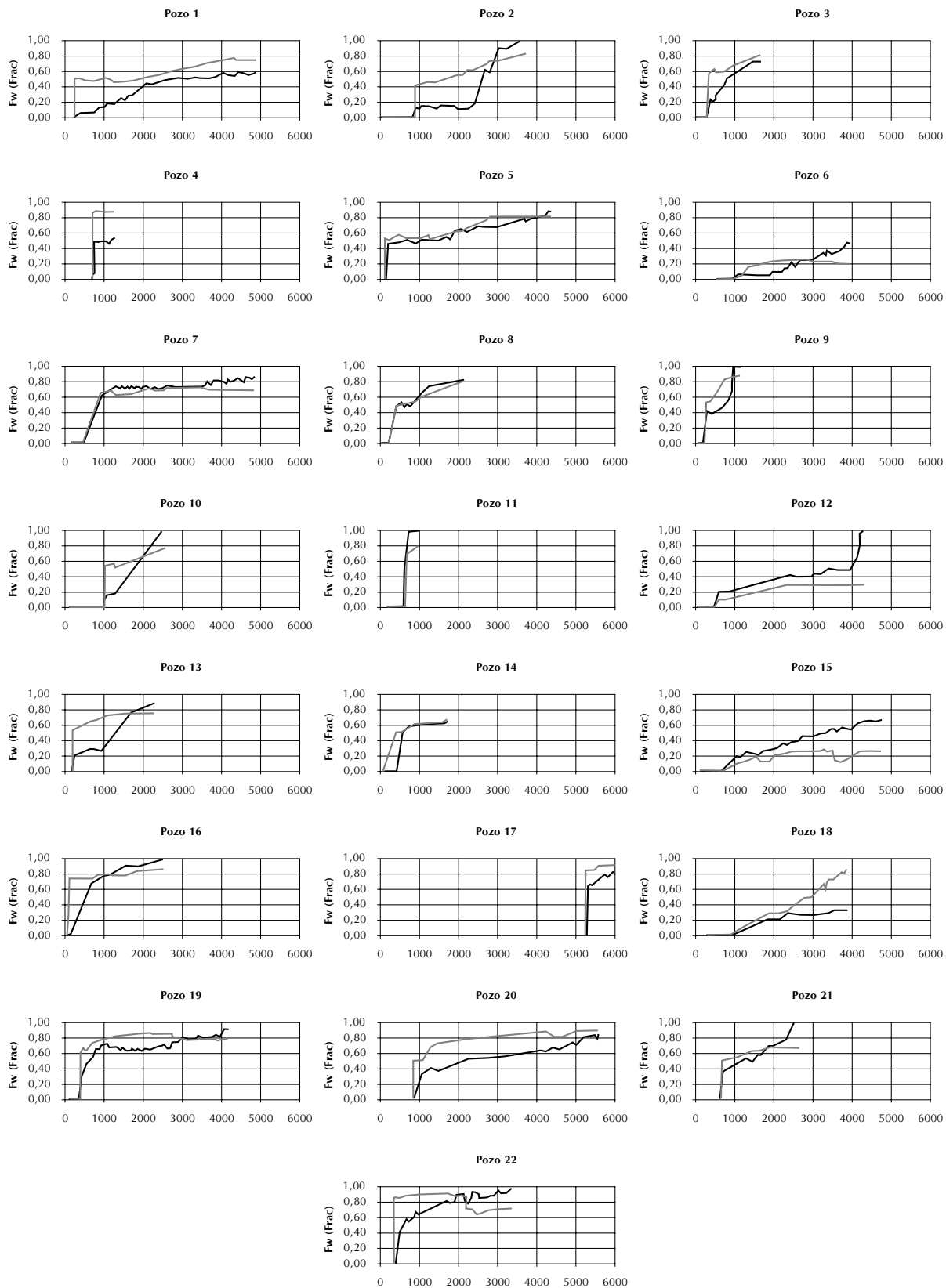


Figura 19. Ajuste en corte de agua después de la segunda fase de inversión

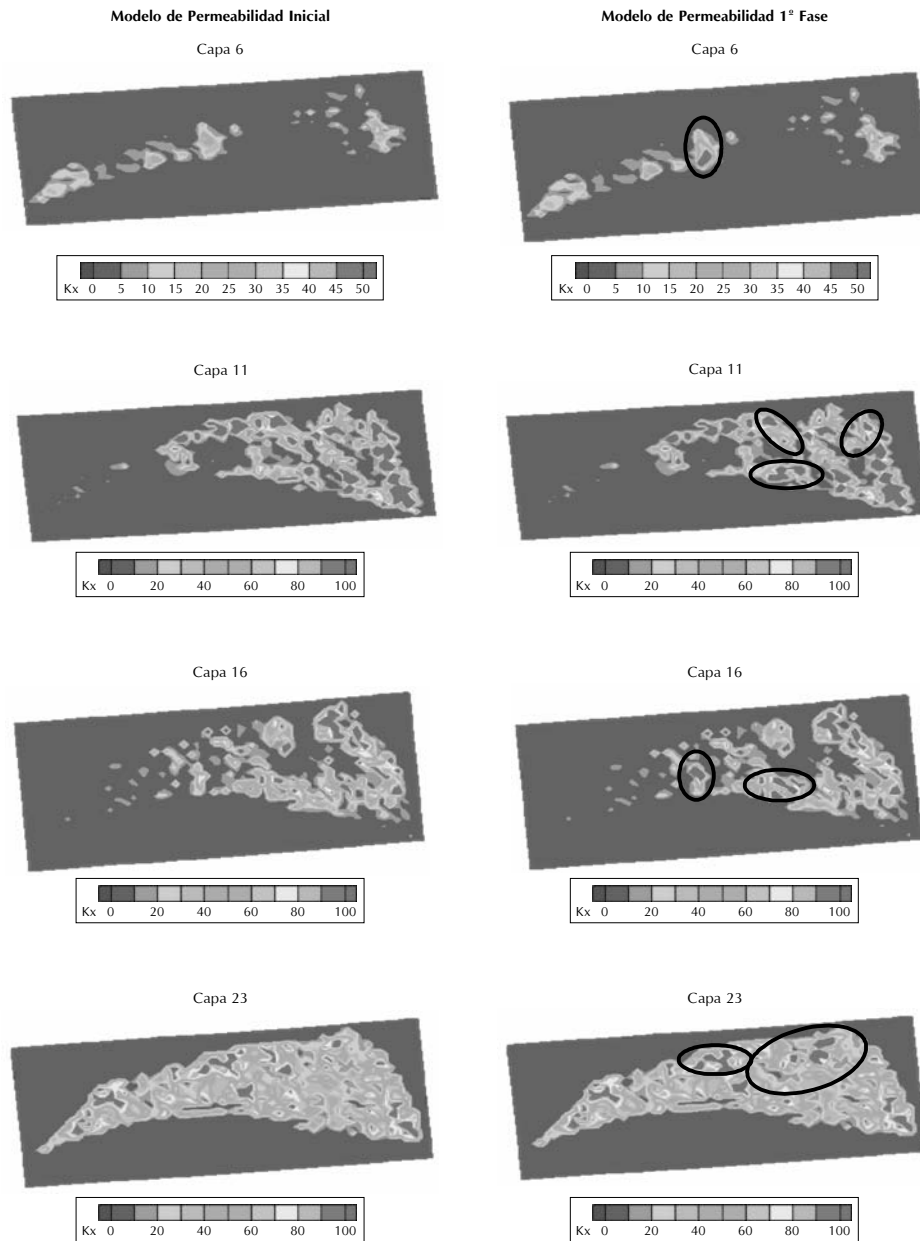


Figura 20. Comparativo entre modelos de permeabilidad inicial y después de la segunda fase de inversión

- Las características específicas de la SS, permiten el cálculo analítico de los coeficientes de sensibilidad de los datos dinámicos de producción a los parámetros del modelo petrofísico del yacimiento. Por lo tanto, el problema inverso que plantea el proceso de ajuste histórico, se simplifica sustancialmente.
- En general, en un modelo de yacimiento heterogéneo, existen muchos más parámetros en el modelo

a optimizar que datos de producción observados. Por lo tanto, el problema inverso planteado para la integración dinámica no tiene respuesta única ni presenta estabilidad numérica. Sin embargo, con la introducción de términos de regulación, tales como la función de tamaño normal y el operador espacial de segundo orden (Cobeñas *et al.*, 1998), se reduce el grado de incertidumbre y se mejora la convergencia.

- Con la incorporación de la información dinámica, es posible determinar aspectos característicos en el modelo de permeabilidad del yacimiento, tales como barreras de permeabilidad o canales de flujo preferencial.
- La metodología se aplicó exitosamente en la optimización del modelo de permeabilidad efectiva de un modelo sintético 2D lo que permitió evidenciar el potencial de la técnica.
- Se efectuó una aplicación de campo optimizando el modelo de permeabilidad de las arenas A2 del bloque VII del campo Casabe, estableciendo una malla 3D de 41860 celdas con 48 pozos, 29 productores y 19 inyectores, integración de la información de los cortes de agua de 22 pozos.
- Se verificó la efectividad del esquema de inversión dinámica de dos fases: ajuste en tiempos de irrupción, seguido por ajuste en cortes de agua, propuesto por Vasco *et al.* (1998), para la optimización del modelo de permeabilidad efectiva.
- Los patrones de inyección regulares de cinco puntos, establecidos en el área de estudio, no resultan eficientes para optimizar el proceso de recobro secundario, es conveniente establecer modelos irregulares con base en la trayectoria de las líneas de flujo.
- Los resultados indican que el modelo de permeabilidad inicial es bueno, sin embargo, con la inversión dinámica se logra una mejora en términos porcentuales del orden del 45,7% con respecto al estimativo de producción acumulada.
- Se recomienda sistematizar el algoritmo integrándolo en un solo programa que incluya la simulación geostadística, la simulación *streamline* y el esquema de inversión dinámica de tal manera que resulte mucho más eficiente computacionalmente, evitando manipulación y transferencia manual de información entre las subrutinas.
- Es recomendable, en el área de estudio y con la ayuda de la simulación *streamline*, explorar estrategias de explotación tendientes a mejorar el factor de recobro último.
- En el caso específico del campo Casabe, se recomienda aplicar la metodología a la totalidad de las arenas productoras y a los demás bloques del campo, con miras a entender mejor el comportamiento del proceso de inyección de agua y establecer esquemas de producción tendientes a mejorar al recobro.

NOMENCLATURA

ϕ	:	Porosidad
μ	:	Viscosidad
$\ t\ $:	Norma del vector t
f_w	:	Corte de agua
K	:	Permeabilidad efectiva
nDt	:	Número de bloques atravesados por una línea de flujo
q_w	:	Caudal de agua
S_w	:	Saturación de agua
t	:	Tiempo
t_v	:	Tiempo de vuelo
\bar{v}_i	:	Velocidad Darcy total

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a Ecopetrol por la financiación del presente trabajo y al doctor Datta-Gupta y su grupo de investigación, por permitir la utilización de su simulador *streamline* y el algoritmo de inversión dinámica de datos.

BIBLIOGRAFÍA

- Agarwal, B. and Blunt, J. M., 2001. "Full-physics, streamline-based method for history matching performance data of a north sea field". *SPE Reservoir Simulation Symposium*. Houston, Texas, SPE 66388 : 11-14.
- Baker, R. O., Kuppe, F., Chugh, S., Bora, R., Stojanovich, S. and Bactycky, R., 2002. "Full-field modelling using

- streamline-based simulation: four case studies". *SPE Reservoir Evaluation & Engineers*, 126-134.
- Batycky, R. P., Blunt, J. M. and Thiele, M. R., 1997. "A 3D field-scale streamline-based reservoir simulator". *SPE Reservoir Engineering*, 246-254.
- Batycky, R. P., Blunt, J. M. and Thiele, M. R., 1996. "A 3D field scale streamline simulator with gravity and changing well conditions". *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Denver, Colorado, SPE 36726 : 6-9.
- Bommer, P. M. and Schechter, R. S., 1979. "Mathematical modelling of in-situ uranium leaching". *SPE Journal*, 393-400.
- Caers, J., 2002. "History matching under training-image based geological model constraints". Stanford University, Department of Petroleum Engineering, Stanford, California, 1-39.
- Cobeñas, R. H., Aprilian, S. S. and Datta-Gupta, A., 1998. "A closer look at non-uniqueness during dynamic data integration into reservoir characterization". *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, Oklahoma, SPE 39669 : 19-22.
- Datta-Gupta, A. and King, J. M., 1995. "A semi-analytic approach to tracer flow modeling in heterogeneous permeable media". *Advances in Water Resources*, 9-24.
- Deutsch, C. V. and Journel, A. G., 1998. "GSLIB Geostatistical Software Library and user's guide". *Oxford University Press*, Second Edition, New York, 369p.
- Hadjipieris, P. and Blunt, M., 2000. "Comparison of streamline and finite difference simulator". *SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management*, Yokohama, Japan.
- He, Z., Datta-Gupta, A. and Yoon, S., 2001. "Streamline-based production data integration under changing field conditions". *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, SPE 71333.
- Idrobo, E. A., Manoj, K. C. and Datta-Gupta, A., 2000. "Swept volume calculations and ranking of geostatistical reservoir models using streamline simulation". *2000 SPE/AAPG Western Regional Meeting*, Long Beach, California, SPE 62557 : 19-23.
- Nole, G., 1987. "Seismic wave propagation and seismic tomography". *Seismic Tomography*, 1-23.
- Peddibhotla, S., Datta-Gupta, A. and Xue, G., 1997. "Multi-phase streamline modeling in three dimensions: further generalizations and a field application". *SPE Reservoir Simulation Symposium*, Dallas, Texas, SPE 38003 : 8-11.
- Peddibhotla, S., Spath, J and Batycky, R. P., 1997. "An efficient PC based streamline simulator for immiscible and miscible displacements". *SPE Petroleum Computing Conference*, Dallas, Texas, SPE 38129 : 8-11.
- Pollock, D. W., 1988. "Semi analytical computation of path lines for finite-difference models". *Ground Water*, 743-750.
- Sergey, F., 2000. "Travel time computation with the linearized eikonal equation". University of Stanford, Exploration Project Stanford, California, 337-347.
- Thiele, M. R., Batycky, R. P. and Blunt M. J., 1997. "A streamline-based 3D field scale compositional reservoir simulator". *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, SPE 38889 : 5-8.
- Thiele, M. R., Batycky, R. P., Blunt M. J. and Orr, F. M., 1996. "Simulation flow in heterogeneous systems using streamtubes and streamlines". *SPE Reservoir Engineering*, 10, No. 1, 5-12.
- Vasco, D. W., Yoon, S. and Datta-Gupta, A., 1998. "Integrating dynamic data into high-resolution reservoir models using streamline-based analytic sensitivity coefficients". *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, SPE 49002 : 27-30.
- Wang, Y. and Kovscek, A. R., 2000. "Streamline approach for history-matching production data". *2000 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*, Stanford University, Tulsa, Oklahoma, SPE 59370 : 3-5.