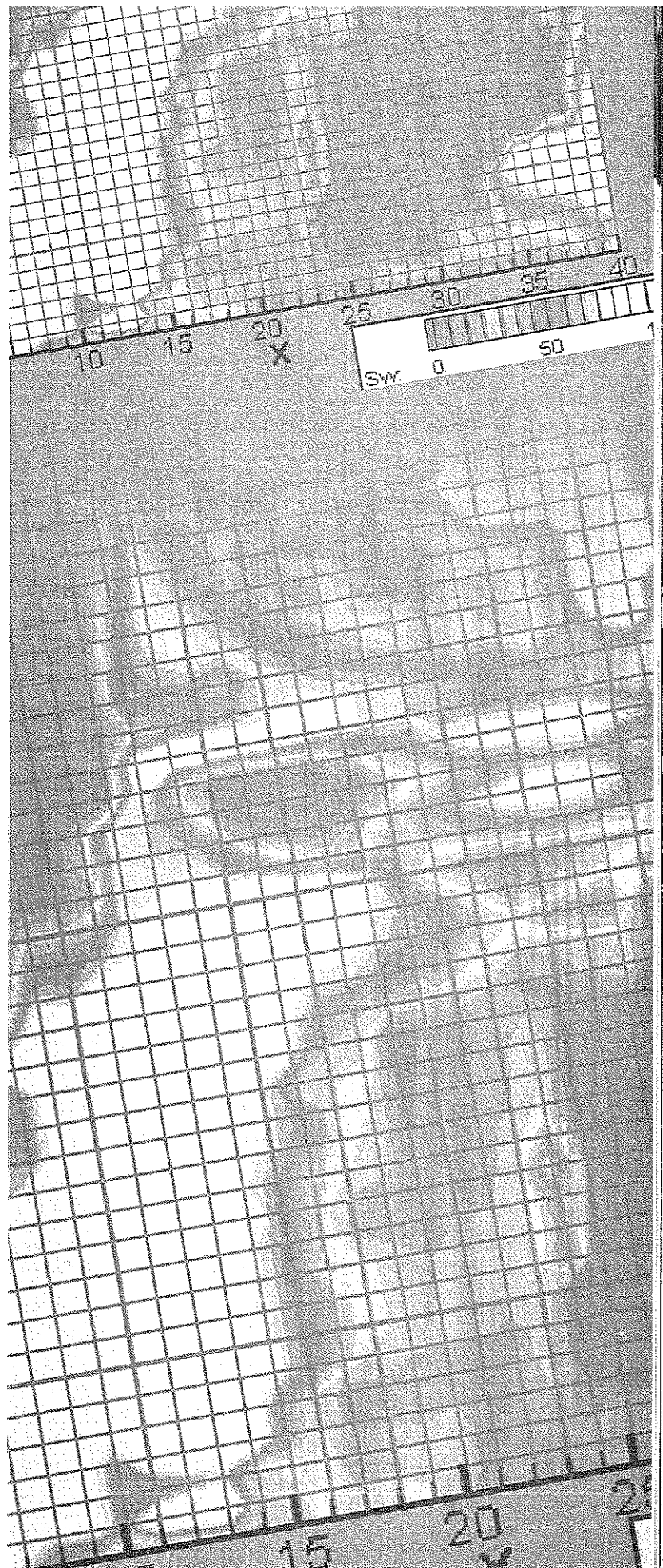
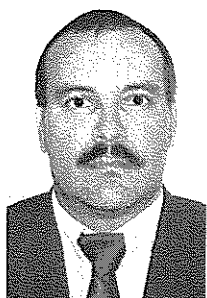


JOSÉ ARNOBIO VARGAS MEDINA*

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

* Ingeniero de Petróleos Universidad Surcolombiana,
Tesis de grado para optar al título de MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos UIS
E-mail: javargas@eeopetrof.com.co





José Arnobio Vargas Medina

Resumen

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. 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, fue aplicada exitosamente en un modelo sintético 2D de un yacimiento altamente heterogéneo.

Introducción

Técnicas de simulación numérica son comúnmente usadas para estudiar el comportamiento de los yacimientos bajo diferentes condiciones de operación (Thomas, 1982), para lo cual se requiere disponer de modelos geológicos del yacimiento que representen de la mejor manera posible sus características geológicas y que además respondan a su comportamiento histórico. Tradicionalmente, los yacimientos son caracterizados o modelados, a través de mallas representadas por una serie de celdas discretas, cada una con propiedades petrofísicas normalmente desconocidas.

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*).

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, Yoon y Datta - Gupta, 1998).

La simulación tradicional, basada en diferencias finitas, presenta limitaciones para manejar modelos grandes, básicamente por los altos requerimientos computacionales (Hadjipieris y Blunt, 2000). La simulación *streamline* ofrece 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, Yoon y Datta-Gupta (1998), Wang y Kovscek (2000) y las extensiones de éstos (Agarwal y Blunt, 2001 y Caers, Wang y Kovscek, 2001).

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, Yoon y Datta Gupta (1998), con lo cual se obtiene el modelo dinámico de permeabilidad del yacimiento.

Descripción del Método

La metodología utilizada combina la simulación Gaussiana Secuencial, la simulación *streamline*, y la inversión dinámica de datos para la optimización del modelo de permeabilidad de yacimientos heterogéneos.

1. Simulación Gaussiana Secuencial: La simulación numérica requiere discretizar el yacimiento en bloques, en cada uno de los cuales las propiedades petrofísicas deben ser conocidas. Las propiedades del modelo del yacimiento se conocen, con razonable grado de precisión en los pozos, los cuales sólo representan un volumen infinitesimal del yacimiento. Los pocos datos conocidos, se deben integrar para generar un modelo estático, a partir de relaciones espaciales que reflejen las características del ambiente de depositación. La simulación Gaussiana Secuencial, es un procedimiento estocástico para 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).

La figura 1 presenta el diagrama de flujo generalizado de la simulación Gaussiana Secuencial.

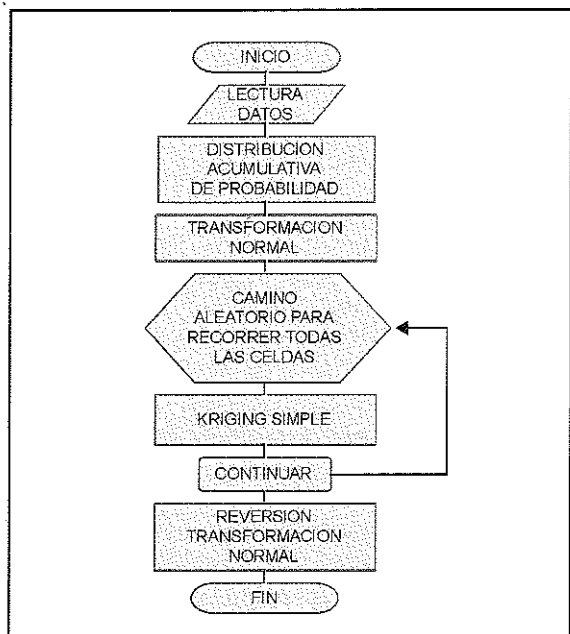


Figura 1.

Diagrama de flujo generalizado para la simulación Gaussiana Secuencial

2. Simulación *streamline*: la simulación *streamline* 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 simulación *streamline* todavía no puede simular eficientemente procesos difusivos, dominados por presión capilar y fluidos altamente compresibles.

Tiempo de vuelo: La variable fundamental en la simulación *streamline* es el *tiempo de vuelo* t_v , que simplemente es el tiempo de viaje de una partícula a lo largo de la línea de flujo hasta alcanzar un punto dado. El tiempo de vuelo puede definirse como:

$$t_v = \sum_1^{nDt} \Delta t_v = \int_0^L \frac{\phi}{|v_T|} dl \quad (1)$$

El modelo de líneas de flujo se basa en reemplazar el modelo 3D por múltiples modelos 1D a lo largo de las líneas de flujo usando como coordenadas el *tiempo de vuelo* (Datta-Gupta y King, 1995).

$$\phi \frac{\partial}{\partial t} (S_w) + v_T \nabla \cdot f_w(S_w) = \sum_1^{NLF} \frac{\partial}{\partial t} S_w + \frac{\partial}{\partial t} t_w = q^w \quad (2)$$

La ecuación 2 en función del *tiempo de vuelo*, es una ecuación diferencial parcial hiperbólica de primer orden que se puede solucionar analítica o numéricamente y es la base de los simuladores *streamline*.

Trazado de las líneas de flujo: El trabajo inicial para el trazado de las líneas de flujo en 3D, fue presentado por Pollock en 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.

La figura 2, esquematiza el trazado de una línea de flujo a través de un bloque de la malla de simulación. Si v es la velocidad intersticial, entonces la velocidad en cualquier punto en la dirección x , de acuerdo con la aproximación lineal, es:

$$v_x = v_{xe} + g_x(x - x_e) \quad (3)$$

Donde, v_{xe} es la velocidad en la cara de entrada en la dirección x , v_{xs} es la velocidad en la cara de salida en la dirección x y g_x es el gradiente de velocidad en la dirección x dado por:

$$g_x = \frac{v_{xs} - v_{xe}}{\Delta x} \quad (4)$$

De manera similar, se obtienen las expresiones para v_y y v_z . Despejando e Integrando las expresiones de velocidad en cada coordenada, es posible obtener el tiempo que tardaría una partícula para atravesar el bloque en cada dirección y como *tiempo de vuelo* se toma el menor valor de los tres. Si se conocen las coordenadas de entrada de una línea de flujo en el bloque (x_e, y_e, z_e) , mediante la ecuación 3 se puede calcular las coordenadas de salida (x_s, y_s, z_s) .

Algoritmo de simulador basado en líneas de flujo: La simulación *streamline* es básicamente un procedimiento IMPES que utiliza los mismos principios de la simulación en diferencias finitas, pero resuelve el problema de la saturación en un espacio de tiempo de vuelo en lugar de utilizar la malla cartesiana. El diagrama de flujo generalizado se presenta en la figura 3.

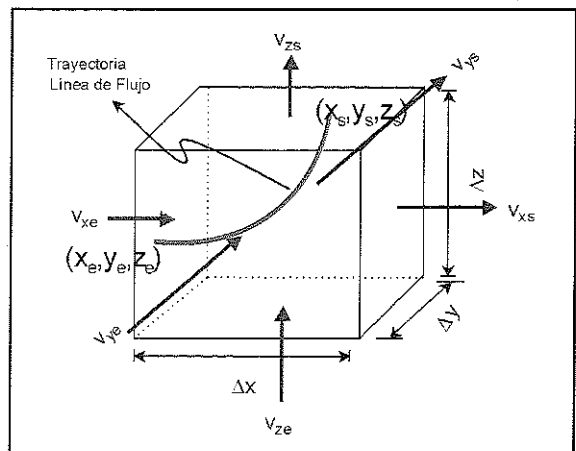


Figura 2. Trazado de líneas de flujo

3. Modelamiento inverso: Scales y Sneider (2000) presentan una visión moderna del problema de modelamiento inverso, la cual es presentada en la figura 4. En el caso de la ingeniería de yacimientos, el problema directo es el proceso de predecir el comportamiento de la producción de un yacimiento, partiendo de las características del modelo del yacimiento. Esto es lo que normalmente se efectúa, a través de la simulación de yacimientos.

El problema inverso consiste, en este caso, en la predicción del modelo de yacimientos a partir de un comportamiento dinámico observado.

La solución del problema inverso involucra una técnica de optimización, que generalmente requiere muchas soluciones del "problema directo" lo que puede resultar computacionalmente exigente y por lo tanto, la eficiencia del simulador a usar se constituye en un aspecto crítico a considerar. En este aspecto, la simulación *streamline* resulta altamente ventajosa sobre la simulación tradicional.

Inversión dinámica de datos: La técnica propuesta por Vasco, Yoon y Datta-Gupta (1998), permite el cálculo de 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, en la cual se emplea un proceso iterativo de 2 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*).

El diagrama de flujo generalizado del programa de inversión dinámica se presenta en la figura 5.

En la figura 6 se presenta el diagrama de flujo del método propuesto.

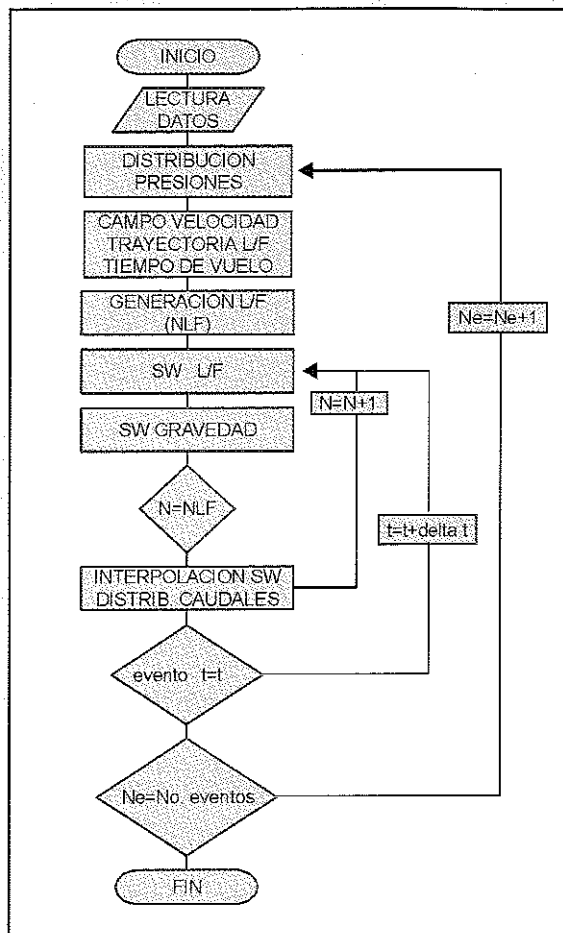


Figura 3. Diagrama de flujo generalizado para la simulación *streamline*

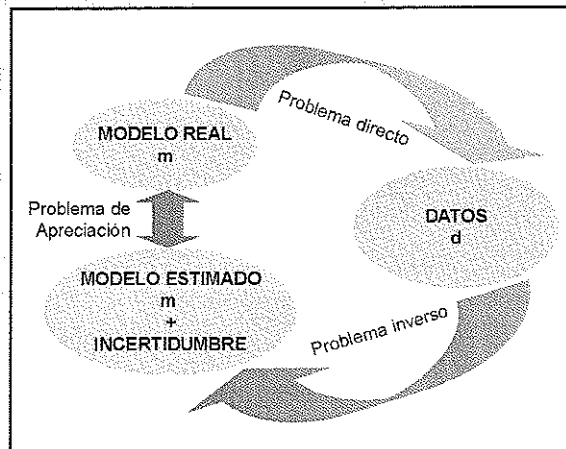


Figura 4. Trazado de líneas de flujo

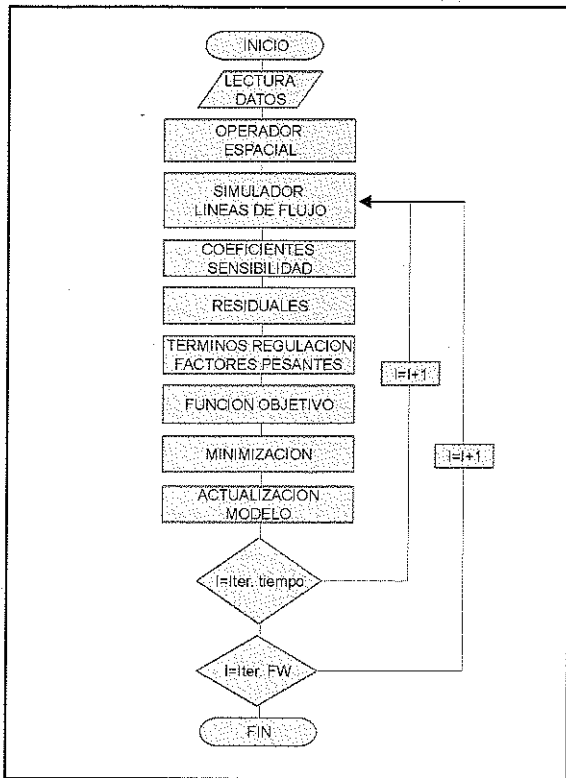


Figura 5.

Diagrama de flujo generalizado del programa de inversión dinámica de datos

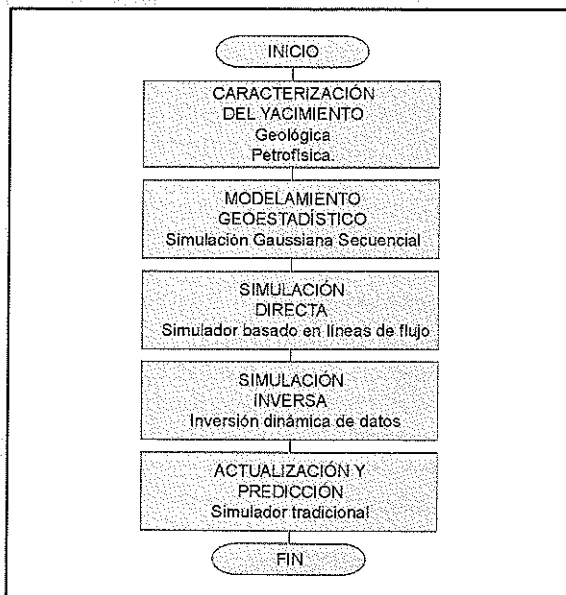


Figura 6.

Esquema de la metodología para optimización del modelo de permeabilidad de un yacimiento

Aplicación

Para validar el algoritmo propuesto, se utilizó un modelo sintético en dos dimensiones. El modelo 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 en una malla de 40 por 40 celdas (Ver figura 7). Como se observa, es altamente heterogéneo con tres zonas de flujo preferencial (alta permeabilidad) y dos barreras de flujo (baja permeabilidad).

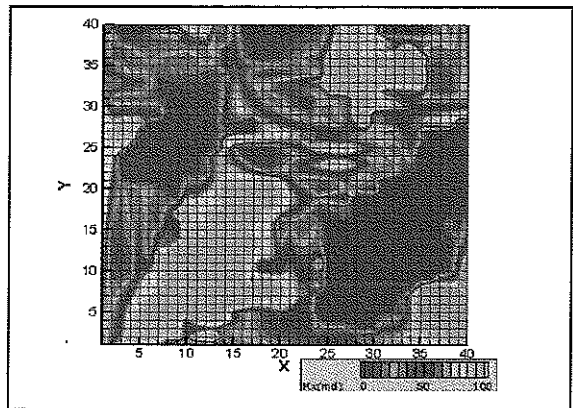


Figura 7. Modelo sintético de permeabilidad

Con el modelo sintético, se efectuó la inversión dinámica de datos 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 las figuras 8 y 9. El ajuste se obtiene rápidamente (dos iteraciones) y en términos generales, el modelo correlaciona bastante bien con el modelo de referencia, lo que muestra la potencialidad y efectividad del método.

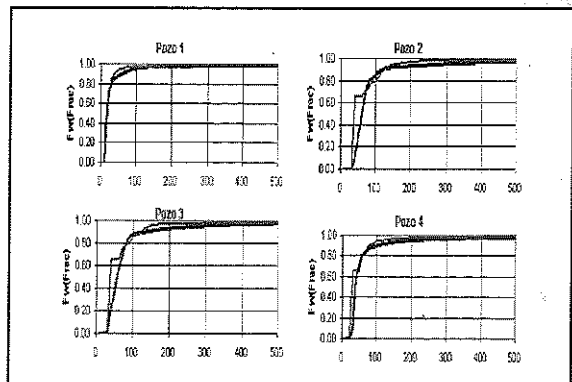


Figura 7. Ajuste de los tiempos en los cortes de agua de los pozos productores del modelo sintético

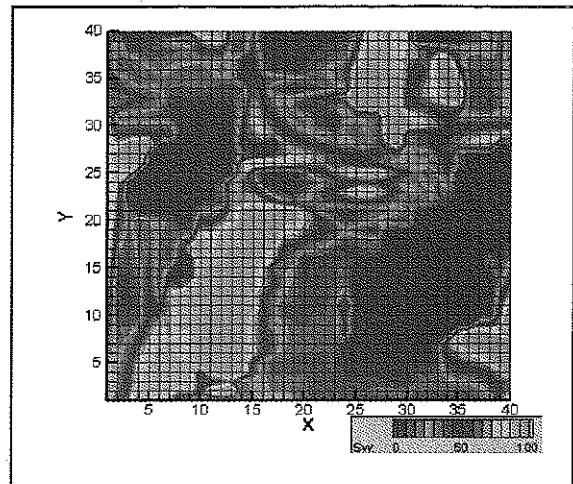


Figura 7.
Modelo de permeabilidad generado después del ajuste en los cortes de agua de los pozos productores del modelo sintético

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. Esto permite, la apropiación para la industria petrolera nacional de una tecnología de punta útil en la caracterización de nuestros yacimientos.
- Con la incorporación de la información dinámica, es posible determinar en el modelo de permeabilidad del yacimiento aspectos característicos, 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 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, Yoon y Datta-Gupta (1998), para la optimización del modelo de permeabilidad efectiva.
- Se recomienda sistematizar el algoritmo integrándolo en un sólo programa que incluya la simulación geoestadística, 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.

Nomenclatura

ϕ	=	Porosidad.
fw	=	Corte de agua.
K	=	Permeabilidad efectiva.
nDt	=	Número de bloques atravesados por una línea de flujo.
qw	=	Caudal de agua
S_w	=	Saturación de agua.
S_{wi}	=	Saturación de agua inicial.
t	=	Tiempo.
t_v	=	Tiempo de vuelo.
\bar{v}_i	=	Velocidad Darcy total.

Agradecimientos

El autor expresa sus agradecimientos a ECOPEPETROL por la financiación y al Dr. Eduardo A. Idrobo por la dirección del presente trabajo.

Referencias

- AGARWAL, B. and BLUNT, J. M. "Full-Physics, Streamline-Based Method for History Matching Performance Data of a North Sea Field". *SPE Reservoir Simulation Symposium*. Houston, Texas. 11-14 Feb. 2001. SPE No. 66388.
- CAERS, J. "History matching under training-image based geological model constraints". Stanford University, Department of Petroleum Engineering Stanford, Jan. 2002.
- DATTA-GUPTA, A. and KING, J. M. "A Semi-Analytic Approach to Tracer Flow Modeling in Heterogeneous Permeable Media". *Advances in Water Resources*. 1995, P. 9-24.
- DEUTSCH, C. V. and JOURNEL, A. G. "GSLIB Geostatistical Software Library and User's Guide". Second Edition, Oxford University Press, New York. 1998.
- HADJIPIERIS, P. G. and BLUNT, M. J. "Comparison of Streamline and Finite Difference Simulators". *2000 SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management*. Yokohama, Japan, 25-26 Apr. 2000.
- POLLOCK, D. W. "Semi analytical Computation of Path Lines for Finite-Difference Models". *Ground Water*, Nov-Dec 1988. P. 743-750.
- SCALES, J. A. and SNIEDER, R. "The Anatomy of Inverse Problems". *Geophysics*. Vol. 65, No. 6. Nov-Dec. 2000, P. 1708-1710.
- SERGEY, F. "Travel time computation with the linearized eikonal equation". University of Stanford. Stanford Exploration Project, Nov. 2000.
- THIELE, M. R., BATYCKY, R. P. and BLUNT M. J. "A Streamline-Based 3D Field Scale Compositional Reservoir Simulator". *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio, Texas: 5-8 Oct. 1997. SPE No. 38889.
- THOMAS, G. W. "Principles of Hydrocarbon Reservoir Simulation". *International Human Resources Development Corporation*. Boston 1982.
- VASCO, D. W., YOON, S. and DATTA-GUPTA, A. "Integrating Dynamic Data into High-Resolution Reservoir Models Using Streamline-Based Analytic Sensitivity Coefficients". *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, Louisiana. 27-30 Sep. 1998. SPE No. 49002.
- WANG, Y. and KOVSCEK, A. R. "Streamline Approach for History-Matching Production Data": *2000 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma. 3-5 Apr. 2000. Stanford University. SPE No.59370.

Autor:

JOSÉ ARNOBIO VARGAS MEDINA
javargas@ecopetrol.com.co

Ingeniero de petróleos Universidad Surcolombiana. Candidato al título de MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos de la UIS. Ingeniero de Proyectos y Seguimiento en la Gerencia Centro Oriente de Ecopetrol S.A.
