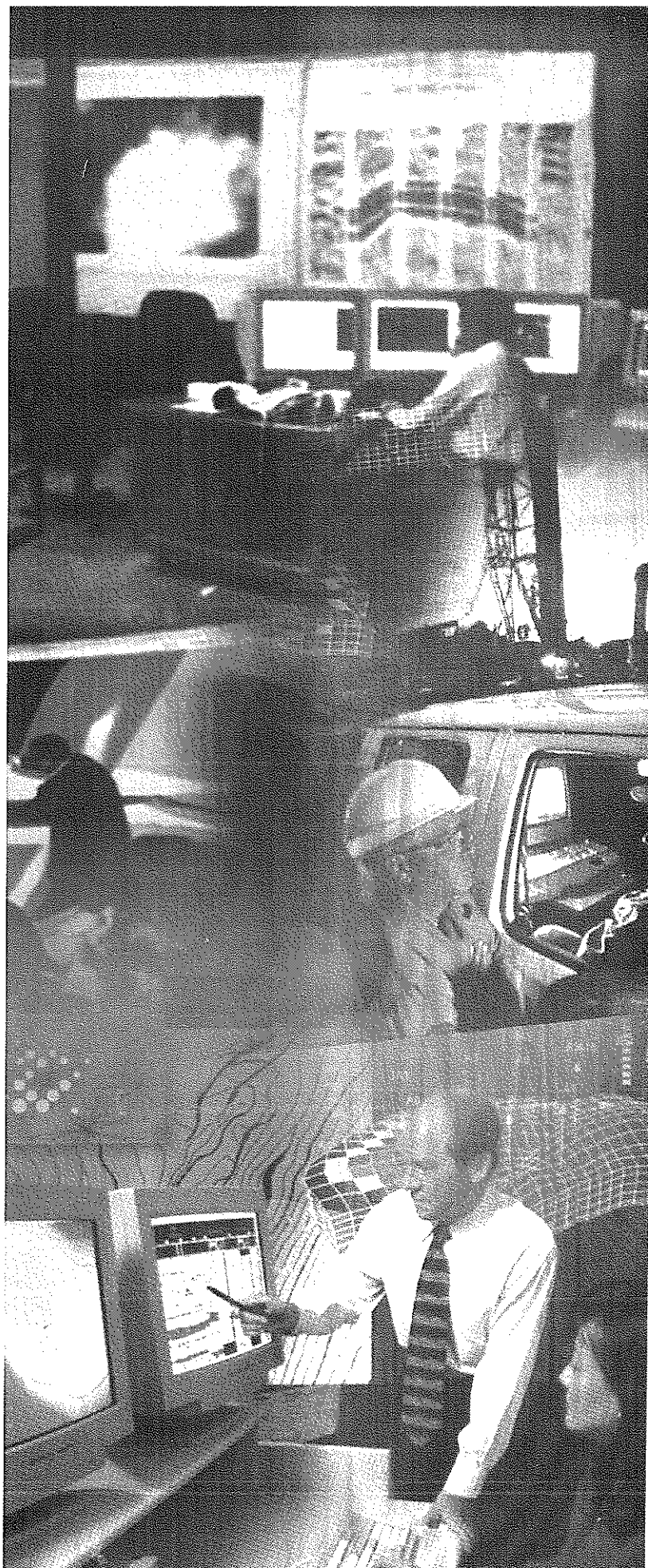
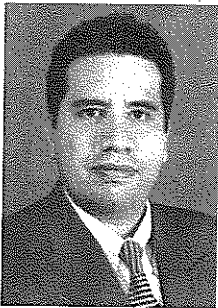


SANTIAGO GONZÁLEZ FERNÁNDEZ*

**INVERSIÓN DINÁMICA
DE DATOS PARA
CARACTERIZAR UN
YACIMIENTO FLUVIAL
USANDO
GEOSTADÍSTICA Y
ALGORITMOS
ENERGÉTICOS**

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





Santiago González Fernández

Resumen

En este trabajo se presenta una metodología novedosa para la caracterización de yacimientos altamente heterogéneos, mediante la integración de la información dinámica del yacimiento al modelo estático actualizado.

El proceso de caracterización de yacimientos, tiene como objetivo construir un modelo

del yacimiento, lo más realista posible, mediante la incorporación de toda la información disponible. El enfoque clásico consiste en elaborar un modelo que se fundamenta en la información estática del yacimiento, teniendo como etapa final del proceso, la validación del modelo con la información dinámica disponible. Es importante aclarar, que el término validación implica un proceso por naturaleza puntual, generalmente asociado a asegurar solamente la coherencia requerida entre zonas productoras y propiedades petrofísicas.

El objetivo de la metodología propuesta, es mejorar la capacidad de predicción del modelo del yacimiento, mediante la integración a priori de los parámetros intrínsecos a la dinamicidad de los fluidos del yacimiento, mediante un proceso de inversión dinámica de datos a través de un procedimiento de optimización basado en computación evolutiva.

La metodología propuesta parte de la construcción del modelo estático del yacimiento de alta resolución, el cual es escalado mediante técnicas híbridas buscando preservar la heterogeneidad del yacimiento. Posteriormente, usando como marco de referencia un simulador analítico, el modelo escalado es metódicamente modificado mediante un proceso de optimización, que usa algoritmos genéticos y como información condicional, los datos de producción. El Producto final de este proceso, es un modelo que respeta las condiciones estáticas y dinámicas del yacimiento, con capacidad de minimizar el impacto económico que genera el ajuste histórico de producción en las tareas de simulación.

Keywords: Reservoir Characterization, Geostatistics Simulation, Streamline Simulation, Genetic Algorithms, Global Optimization, Automatic History Matching

Abstract

In this work a novel methodology is presented for highly heterogeneous Reservoir Characterization by integrating the dynamic information from the reservoir to the up-to-date static model.

The process of reservoir characterization has as objective to build a reservoir model, as realist as possible, by involving whole available information. The classic focus consists on elaborating a model that is based in the static information of the reservoir, having as final stage, the validation of the model with the available dynamic information. It is important to clarify that the term validation implies a process by nature punctual, generally associated to assure only the required coherence between producing areas and petrophysical properties.

The objective of the proposed methodology is to improve the capacity of prediction of the reservoir model by means of the a priori integration from the intrinsic parameters to the dynamics of the reservoir fluids, using an inverse dynamic process of data through a procedure based in an optimization using evolutionary calculations.

The proposed methodology needs a high resolution static model, as start point, which is upscaled using hybrid techniques looking for to preserve the heterogeneity of the location. Later, using like reference mark an analytic simulator, the model is, methodically, modified by an optimization process that uses genetic algorithms and as constrained information, the production data. The final result, of this process, is a model that respects the static and dynamic conditions of Reservoir with capacity of minimizing the economic impact that generates the historical adjustment of production in the simulation tasks.

Introducción

El proceso de caracterización de yacimientos, tiene como objetivo construir un modelo del yacimiento, lo más realista posible, mediante la incorporación de toda la información disponible. El enfoque clásico, consiste en elaborar un modelo que se fundamenta en la información estática del yacimiento, teniendo como etapa final del proceso la validación del modelo con la información dinámica disponible. En este trabajo se presenta una metodología novedosa para la caracterización de yacimientos altamente heterogéneos, mediante la integración de la información dinámica del yacimiento, al modelo estático actualizado.

El objetivo de la metodología propuesta es mejorar la capacidad de predicción del modelo del yacimiento, mediante la integración *a priori* de los parámetros intrínsecos a la dinamicidad de los fluidos del yacimiento, mediante un proceso de inversión dinámica de datos a través de un procedimiento de optimización basado en computación evolutiva. Esta tesis se enfoca en la aplicación de los Algoritmos Genéticos (AGs) a la caracterización de yacimientos de hidrocarburos.

La metodología utiliza un Algoritmo Genético (AG) especialmente diseñado para buscar descripciones del yacimiento, que hacen honor tanto a los datos de los pozos, como a sus historias de producción, siempre y cuando se tengan los modelos geológico, estratigráfico y petrofísico previamente definidos. Este AG se combina con el modelamiento Geoestadístico para generar múltiples descripciones del yacimiento. El resultado es un conjunto de posibles soluciones (correspondientes a diferentes realizaciones del modelo del yacimiento), a partir de las cuales se puede seleccionar la más apta para análisis posteriores.

Los yacimientos de hidrocarburos están compuestos, por lo general, de rocas sedimentarias heterogéneas que contienen dependiendo del caso: aceite, gas y agua. Para conocer cómo estos fluidos se comportan en el yacimiento, se utilizan los simuladores. Para su

uso, el yacimiento debe estar dividido en celdas discretas que conforman una gran malla. Por lo general, las propiedades en estas celdas son desconocidas. Posteriormente, se debe llevar a cabo un proceso de calibración en el cual los resultados son comparados con la información histórica del yacimiento. Esta calibración la hace el ingeniero mediante la variación de algunas de las propiedades de las celdas hasta obtener un ajuste adecuado. Esta metodología automatiza este proceso, minimizando el impacto económico que genera el ajuste histórico de la producción, en las tareas de simulación, y el modelo resultante incorpora toda la información disponible (estática y dinámica), por lo tanto será el más realista posible. Esta automatización se logra al considerar el ajuste histórico, como un proceso de optimización multivariable (el cual puede tener varios óptimos). Teniendo en cuenta esta última reflexión, se impone como requerimiento un método de optimización global, dentro de los cuales, los AGs han demostrado una alta eficiencia en la solución de este tipo de problemas.

Los AGs usan ideas de la teoría de evolución de las especies de Darwing, donde sólo los organismos (individuos) más fuertes, sobreviven adaptándose a las diferentes condiciones que el medio les imponga (más aptos). Estos organismos tienen una información genética que los hace únicos, y por lo tanto, cambios pequeños en estos códigos los hacen más fuertes o por el contrario, más vulnerables.

Los resultados obtenidos superan las expectativas que se tenían en relación con esta metodología, la cual, sólo había sido probada en un yacimiento sintético, proveyendo un procedimiento que se puede aplicar aún cuando se tenga una alta incertidumbre, en cuanto a parámetros tales como: propiedades petrofísicas determinadas con registros "viejos", datos de producción e inyección de agua. Otra ventaja que se tiene, es que se puede utilizar en yacimientos tanto en producción primaria como en recobro secundario; sin embargo, los tiempos de cómputo serán mayores para los casos de campos en producción primaria.

Para demostrar la aplicabilidad de la metodología se hizo un programa en Visual Basic 6 (*INVERDIMANICA*®), el cual se encarga de controlar (manejar) todas las aplicaciones adicionales, necesarias para automatizar el proceso de ajuste histórico. Estas aplicaciones son: Microsoft Excel, S3D® (Simulador de Streamline) y SGSIM® (Simulador Geoestadística). Para comprobar los resultados obtenidos se utilizó el STREAMLINE (Simulador Numérico). Todo el programa corre en plataforma PC ambiente Microsoft Windows®, lo cual le permite sacar provecho de: uso en cualquier equipo y se puede utilizar la última tecnología en PC para acortar los tiempos de cómputo y el costo de los equipos es menor que el de las equipos en plataforma UNIX.

Descripción proceso caracterización 1, 7, 14, 23, 35

A continuación se hace una presentación y descripción general de la secuencia que realiza el programa *INVERDIMANICA*®. El software fué desarrollado, en particular, para automatizar el proceso de ajuste histórico de un modelo de yacimiento en plataforma PC.

Cada corrida involucra: cargar los datos básicos del yacimiento, hacer simulaciones de flujo de fluidos (*Streamline*), definir los *Puntos Piloto*, aplicar los *AGs* (optimización), hacer simulaciones Geoestadísticas (*SGSIM*) para cada propiedad y actualizar la población de

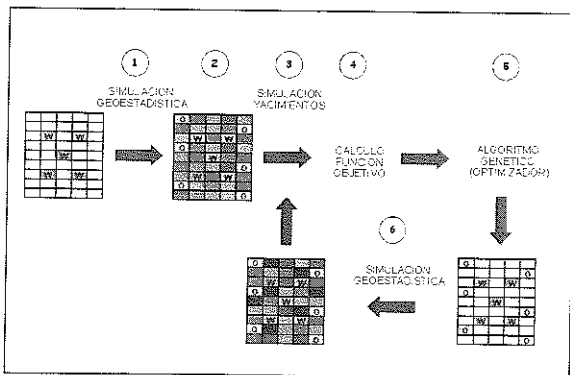


Figura 1.

Esquema General Metodología Propuesta

individuos. La Figura 1 presenta un diagrama que resume toda la secuencia que hace el programa durante su ejecución.

Selección Grid Simulación 9,10,17,22,23

Una vez seleccionado el modelo litológico más representativo para el área utilizada en la definición del modelo estratigráfico²¹, se hicieron 20 descripciones petrofísicas de dicho modelo. Posteriormente y por razones prácticas, se hizo una reducción del modelo a caracterizar. Para seleccionar esta área se escogieron tres (3) patrones de inyección / producción, los cuales delimitaron un nuevo *grid*.

Una vez definido este nuevo *grid*, se optó por deshabilitar algunas de las celdas que componen este enmallado; estas, no se tuvieron en cuenta porque hacen parte del área de influencia de otros pozos que no fueron considerados dentro de este estudio.

En la Figura 2 se pueden observar, marcadas con X y sombreadas, las celdas que finalmente quedaron activas dentro del desarrollo del presente trabajo.

Para resumir los ajustes que se le han hecho al enmallado, se presentan los siguientes datos: *grid* de referencia, 60 x 60 x 1000; *grid* de Geoestadística, 60 x 60 x 347; y *grid* de simulación escalado teniendo en cuenta tanto celdas activas como inactivas, 19 x 28 x 25.

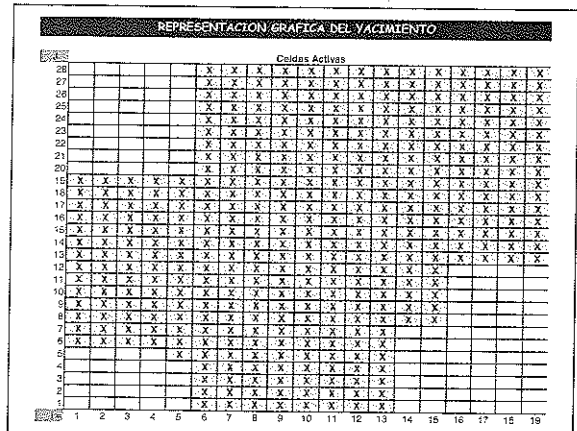


Figura 2.

Representación Gráfica del Yacimiento

Simulación Streamline 4, 5, 12, 34

Para definir la "estratificación social" de cada individuo y, por ende, los operadores genéticos a aplicar, es necesario determinar la Función Objetivo y para esto, es necesario tener una producción de aceite simulada. Esta curva se obtiene utilizando un simulador Streamline, el cual, es muy conveniente para esta metodología debido a su gran velocidad de convergencia.

Para correr el simulador, este se debe configurar. Los nombres y rutas de los archivos de entrada y salida se deben especificar en el archivo "stream.dat". Existen cinco archivos de entrada y cinco de salida. A continuación se presenta la definición de cada uno de los archivos especificados en "stream.dat" usado para la simulación del área.

Archivos de entrada:

- Grid_Pozos.prn: Tamaño del modelo e información de pozos.
- Files.prn: Geometría del modelo (profundidad, espesores y dimensiones de las celdas) y propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidades en X, Y y Z, Saturación de Agua, y NTG).
- Field.prn: Tiempo de simulación y pasos de tiempo usados.
- Fluid.prn: Propiedades de roca, fluidos y límites del modelo.
- Production.prn: Archivo de eventos de los pozos.

Archivos de resultados:

- output11.out: Respuesta de los pozos a los trazadores (no aplica).
- output12.out: Solución de presión.
- output13.out: Resultados de cálculos intermedios (no aplica).
- output14.out: Información de tasas de producción e inyección.
- output21.out: Información de streamlines.

Los archivos "Grid_Pozos.prn", "Field.prn" y "Production.prn" no cambian durante el proceso de ajuste histórico; por el contrario, los archivos "Files.prn" y "Fluid.prn" deben ser actualizados

para cada individuo (realización), ya que las propiedades petrofísicas y de los fluidos (permeabilidades relativas)¹⁵, son cromosomas dinámicos, por lo tanto, en cada generación, van siendo modificados por el AG.

Los datos de las propiedades se encuentran organizados en archivos texto. Existe un archivo de este tipo por propiedad y por individuo. En total, se tienen 60 archivos para las tres propiedades petrofísicas consideradas y los 20 individuos. Adicionalmente, los puntos finales de las permeabilidades relativas de encuentran en otro archivo plano.

Tal como se evidencia, el programa diseñado hace uso de la dependencia que existe entre las permeabilidades y sólo se almacenan los datos de permeabilidad horizontal en X; los datos de permeabilidad en Y y las permeabilidades en Z, son calculadas por el simulador, utilizando la información de anisotropías suministrada (K_y/K_x y K_z/K_x).

Definición Puntos Piloto^{8,16}

La metodología utilizada para disminuir la cantidad de datos a manejar en el AG (upscaling), se denomina Método de los *Puntos Piloto*.

Los *Puntos Piloto* deben considerarse como *pseudopozos* y se utilizan como los parámetros a variar durante el desarrollo del proceso de optimización con AGs, tal como se describe en la Figura 1. Estos *pseudopozos* y los pozos del modelo final, son utilizados como datos de entrada del Simulador de Geoestadística para asignarle valores a todo el *grid* de simulación numérico. Estos puntos serán ubicados por coordenadas (X,Y), de forma análoga a las localizaciones de los pozos verdaderos dentro de un *grid* de simulación.

Una vez determinadas las coordenadas (X,Y) para todos los *Puntos Piloto*, se deben formar arreglos bidimensionales (uno por cada propiedad petrofísica en consideración), donde se almacena el *pseudopozo* y la información

petrofísica disponible para las celdas en dirección Z que componen la coordenada (X,Y) seleccionada.

De acuerdo con el conocimiento Heurístico del comportamiento de las Simulaciones Geoestadísticas, se determinó que un muestreo equivalente al 5% de las celdas del modelo, sin incluir las celdas de los pozos, era suficientemente representativo para reconstruir el modelo de simulación numérico.

De tal forma, el programa se encarga de:

1. Calcular la cantidad de celdas que equivalen al 5% del modelo del yacimiento.
2. Seleccionar aleatoriamente, en la etapa de inicialización del proceso de optimización, las celdas que servirán como *Puntos Piloto*.
3. Crear arreglos bidimensionales, uno por cada propiedad petrofísica, ir a los archivos planos que contienen los datos petrofísicos y cargarlos dentro de estas matrices.
4. Aplicar los operadores genéticos a que haya lugar en cada individuo.
5. Salvar los nuevos valores de los arreglos.
6. Generar los archivos de entrada de datos al Simulador de Geoestadística *SGSIM*, esto involucra organizar los datos en los formatos de entrada de dicho programa; en esta generación se incluyen los datos de los pozos reales, los cuales no han sido modificados, ya que una de las condiciones esenciales de la Geoestadística, es que debe hacerle honor a los datos de pozo.

Formulación del Algoritmo Genético Modificado^{2, 3, 11, 13, 18, 24, 27, 28, 29, 30, 31, 32}

Muchas características hacen de los Algoritmos Genéticos (AGs), una técnica conveniente para realizar el ajuste histórico en yacimientos de hidrocarburos, una vez este se formula como un problema de optimización.

Primero, los AGs pueden ser usados eficazmente para la optimización de funciones "ruidosas", porque no requieren información adicional (tales

como derivadas) de la función que va a ser maximizada o minimizada.

La segunda característica está muy ligada a la primera. Porque los AGs usan búsquedas aleatorias, por lo tanto, no siguen reglas determinísticas y pueden escapar a mínimos locales. Esta característica les da el potencial para alcanzar óptimos globales.

La capacidad para manejar muchos parámetros es otra característica importante de los AGs. Dependiendo de la complejidad y nivel de detalle necesario, una simulación completa de un yacimiento, puede requerir el cálculo de muchos parámetros, generalmente del orden de miles o algunas veces de cientos de miles.

La cuarta característica de los AGs son sus atributos de paralelismo. Por una parte, los AGs tienen un paralelismo implícito porque ellos trabajan con una población de soluciones y no con una sola solución. De esta manera, varias soluciones propuestas son evaluadas y combinadas durante el proceso de optimización. Adicionalmente, las soluciones propuestas son basadas en la evaluación de soluciones previas. En otros términos, los AGs hacen uso de todas las experiencias exitosas anteriores, gracias a la llamada "memoria implícita". Esto es particularmente importante, cuando una función es muy costosa para ser evaluada, como es el caso del ajuste histórico en los yacimientos. De otro lado, los AGs tienen el potencial de retornar un conjunto de posibles soluciones, es decir, la población final puede ser usada para evaluar parámetros y predecir la incertidumbre.

Estructura del Genoma y Genotipo

El primer paso en la definición de la estructura de un genoma, es la selección de las variables que van a ser incluidas en la optimización. Estrictamente, el genoma debe ser dividido en partes: el *genoma dinámico*, con las estructuras que cambiarán durante el proceso de optimización y el *genoma estático*, con la información que contribuirá a la conformación de los modelos numéricos, pero permanecerá

inalterable a lo largo de la optimización (pero puede evolucionar después).

Los modelos numéricos de yacimientos requieren especificar un gran número de variables. Para este caso en particular, se han seleccionado las siguientes variables para ser incluidas en la optimización: propiedades petrofísicas (permeabilidad horizontal, porosidad y saturación de agua) tanto en los *Puntos Piloto* como en los pozos; parámetros que controlan el proceso geoestadístico (rango en la dirección de máxima correlación, rango en la dirección de mínima correlación y rango de correlación vertical) y permeabilidad relativa en los puntos finales¹⁵.

La información restante no incluida en el *genoma dinámico*, tal como: propiedades de los fluidos (PVT), estructura geológica, contacto de fluidos, etc., que es necesaria para una descripción completa del modelo de simulación del yacimiento, está contenido en el *genoma estático* y permanece ahí a lo largo de todo el proceso. De aquí en adelante, el término "genoma" hará referencia al genoma dinámico.

El genotipo sólo provee la información a partir de la cual el fenotipo es construido. Este tipo de mapeo es conocido como "Embriogenia" porque el genotipo sólo establece las reglas para el desarrollo de las características fenotípicas, las cuales son producidas por la interacción de varios genes. En este caso, el genotipo contiene las propiedades petrofísicas de los bloques de los *Puntos Piloto* y de pozos, además de parámetros para el control del proceso geoestadístico y permeabilidades relativas en los puntos finales. Cada modelo se construye bajo la interacción de estos parámetros. Un solo genotipo puede producir una variedad de fenotipos, dependiendo de los elementos aleatorios de los métodos Geoestadísticos.

En este trabajo, una estructura no estándar para el genoma fue escogida por razones ya descritas. Las variables han sido divididas en cinco grupos, y a cada grupo de variables tridimensionales se le asignó un cromosoma

separado (porosidad, permeabilidad y saturación de agua). Cromosomas individuales, para cada una de las variables que componen los grupos de parámetros restantes, fueron construidos: parámetros geoestadísticos y permeabilidades relativas para los puntos finales.

Cromosomas de Propiedades Petrofísicas

Los tres cromosomas de propiedades petrofísicas, tienen la estructura que se presenta en la Figura 3. Estos son arreglos tridimensionales con inserciones para los pozos. Con esta estructura, los elementos vecinos en los arreglos tienen la misma relación espacial a los *Puntos Piloto* equivalentes en el fenotipo (Carter, 1997).

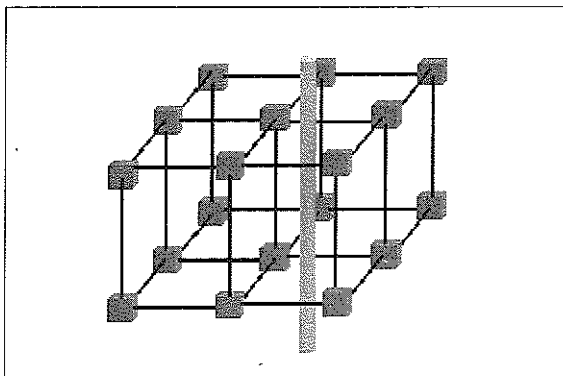


Figura 3.
Arreglo Tridimensional para los Puntos Piloto
(Romero, 2000)

Los valores de las propiedades petrofísicas son representados por números reales, en lugar de formas binarias. Esto se hace para reducir la complejidad del manejo de los datos.

Cromosomas Misceláneos

Las variables misceláneas están contenidas en cinco (5) cromosomas unidimensionales. Cada variable es codificada dentro de una cadena de *bits* binarios con una longitud determinada.

Para este trabajo, el número de *bits* osciló entre 4 y 5 por parámetro, de esta manera las variables fueron discretizadas entre 16 y 32 intervalos, dependiendo de la precisión que se les quisiera

dar. Las cadenas binarias permanecen estándar durante todo el desarrollo de la metodología.

El cromosoma para los datos geoestadísticos contiene tres parámetros: rango en la dirección de máxima correlación, rango en la dirección de mínima correlación y rango de correlación vertical. Para este trabajo, un conjunto sencillo de parámetros controla las simulaciones geoestadísticas en todas las capas.

El cromosoma, que incluye los parámetros de las permeabilidades relativas en los puntos finales, fue codificado usando números binarios. Este cromosoma se incluyó en el estudio para dar integridad al modelo, aunque su variabilidad se mantuvo al mínimo.

Habiendo definido la estructura del genoma y el procedimiento para codificar las variables dentro de los cromosomas, otro conjunto de estructuras deben ser definidas: las estrategias de selección y apareamiento. La Figura 4 muestra una ilustración simplificada del genoma no-estándar, implementado en este trabajo.

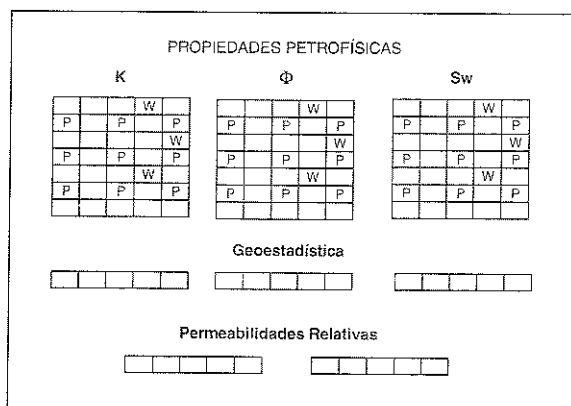


Figura 3. Estructura del Genoma No-estándar

Simulación Gaussiana Secuencial 20, 25, 26

Una vez generados los archivos de entrada al Simulador Geoestadístico (SGSIM), es necesario leer el archivo texto que contiene los parámetros Geoestadísticos considerados y generar un número aleatorio impar de 5 cifras.

Estos datos se utilizan para generar el archivo llamado "SGSIM.prn", el cual contiene la siguiente información: nombres y rutas para los archivos de entrada de datos y salida de resultados, valores mínimo y máximo permitidos, número de celdas en todas las direcciones (X, Y y Z) que componen el modelo, "semilla" a utilizar en la simulación, rango en la máxima dirección de correlación, rango en la mínima dirección de correlación, rango vertical de correlación, ángulos de anisotropía, tipo de estructura del variograma, tipo de Kriging, nugget y sill.

Tal como se puede evidenciar, los nombres de los archivos de entrada y salida, y la información proveniente del cromosoma de parámetros Geoestadísticos, son los únicos datos que se actualizan constantemente; los demás se mantienen constantes.

De acuerdo con el análisis de anisotropía hecho, el ángulo de la elipse de búsqueda es de 92° (358° en azimut); el tipo de estructura del variograma seleccionado fue el modelo exponencial; el tipo de Kriging utilizado fue *Ordinary Kriging* (OK); el *nugget* se definió igual a cero (0) y el *sill* es uno (1) por defecto, ya que el programa normaliza las variables de entrada.

Actualización de la Población

Una vez se han generado los archivos texto de Geoestadística, estos deben ser convertidos a formato *Streamline* para que puedan ser utilizados por el simulador en la siguiente generación. Adicionalmente, se debe tener presente que algunas celdas del modelo total se encuentran inactivas y por lo tanto estas deben ser nuevamente deshabilitadas. Los archivos acá generados reemplazan a los existentes, lo que facilita que el proceso pueda ser cíclico completamente.

Conclusiones

En este trabajo, se muestra cómo la computación evolucionaria puede ser aplicada con éxito como herramienta para la caracterización de yacimientos de hidrocarburos, condicionando el modelo

geológico y estructural a los datos de producción.

Para aplicar la metodología se elaboró un programa llamado *INVERDINAMICA* ©, desarrollado en plataforma PC y bajo ambiente Windows; el programa fue compilado y presentado posteriormente como un ejecutable.

El concepto utilizado para diseñar la metodología de los Algoritmos Genéticos, es tan universal que permite ser modificada fácilmente, y se adecúa a las condiciones del problema propuesto.

La combinación de los Algoritmos Genéticos (método de optimización global), el método de los *Puntos Piloto*, la Simulación Gaussiana Secuencial (modelamiento Geoestadístico) y la simulación Streamline (simulador numérico) proporcionan una herramienta robusta para ser utilizada en la solución de problemas inversos aplicados a la industria del petróleo. Se genera de esta forma una solución muy económica en términos de costo computacional, eficiente y totalmente automática (no requiere la supervisión continua del ingeniero).

La técnica definida en este trabajo puede ser aplicada tanto a yacimiento en producción primaria, como en yacimientos sometidos a la inyección de agua; sin embargo, los tiempos de cómputo aumentarán considerablemente en el primer caso, ya que se deberá implantar el uso de un simulador convencional.

La metodología mostró ser una técnica apropiada para encontrar descripciones de yacimientos que hacen honor a los datos de producción, información de los pozos y a los rasgos geológicos; además, es capaz de manejar gran cantidad de parámetros, lo cual es un problema cuando se trabaja en modelos de simulación de yacimientos.

Esta metodología ayudará, a los ingenieros de yacimientos, a realizar la calibración (ajuste histórico) del modelo propuesto, disminuyendo las horas - hombre requeridas para realizar este proceso.

El análisis de la conectividad de las arenas es un método efectivo para clasificar las realizaciones litológicas y de esta forma se puede hacer una selección rápida de modelos ubicados en algún percentil en particular. En esta tesis el percentil utilizado fue el P-50.

Se hicieron trece (13) corridas del software, encontrando un total de trece (13) diferentes soluciones, esto se explica debido a que este es un proceso totalmente aleatorio y seguramente no repetible entre corridas.

Recomendaciones

En este trabajo se utilizó una población de 20 individuos; se recomienda aumentar el número de realizaciones, con el ánimo de mejorar las capacidades de exploración del Algoritmo Genético en el espacio.

Se deben evaluar técnicamente los diferentes factores que afectan la convergencia del método. Por ejemplo, hacer que en cada generación, aleatoriamente se seleccionen diferentes Puntos Piloto, establecer una semilla fija en el momento de hacer la Simulación Gaussiana Secuencial, etc.

Evaluar la efectividad de la metodología en un yacimiento más homogéneo, por ejemplo de ambiente marino de barras de arena.

Evaluar el comportamiento de la técnica en yacimientos naturalmente fracturados.

No se evaluaron los beneficios de aplicar un método de optimización local en el individuo Rey, al terminar la ejecución del Algoritmo Genético. Se recomienda evaluar la implementación de un método de optimización local al finalizar la ejecución del Algoritmo Genético.

La versión actual del software *INVERDINAMICA* © es la 2003.2. Se recomienda continuar trabajando en el mejoramiento de este programa implementando más características que lo hagan más flexible, introducir la posibilidad de hacer un ajuste final con un

método de optimización local; implementar la opción de utilizar un simulador convencional (BOAST), etc.

Se necesita una investigación extensa al respecto para mejorar la estructura del genoma. La información geológica podría incorporarse en la embriogénesis, sacando provecho de la repetición, la jerarquía, etc., de los datos geológicos.

Aumentar las propiedades petrofísicas en consideración, incluyendo el volumen de arcilla como variable; incorporar parámetros adicionales tales como la presión capilar, propiedades PVT, características del acuífero, etc.

Se recomienda hacer varias corridas rápidas del programa, como mínimo diez (10) y luego realizar una corrida extensa con los mejores individuos de cada corrida.

Referencias

1. ANTERION, F., EYMARD, R., y KARCHER, B., (1989): «Use of Parameter Gradients for Reservoir History Matching», paper SPE 18433 presented at the SPE Symposium on Reservoir Simulation, Houston, Texas, February 6-8.
2. BÄCK, T., (1996): "Evolutionary Algorithms in Theory and Practice". Oxford University Press, New York.
3. BAKER, J. E., (1985): "Adaptive Selection Methods for Genetic Algorithms". Grefenstette, J. J. (ed.), Proceedings of the First International Conference on Genetic Algorithms and their Applications. Lawrence Erlbaum Associates, Hillsdale, New Jersey.
4. BATYCKY, R. P. (1997): "A Three-Dimensional Two-Phase Field Scale Streamline Simulator", PhD Thesis, Stanford University, Dept. of Petroleum Engineering, Stanford, CA.
5. BATYCKY, R. P., BLUNT, M. J., y THIELE, M. R. (November 1997): "A 3D Field Scale Streamline-Based Reservoir Simulator", SPE Reservoir Engineering, 246-254.
6. BISSELL, R. C., SHARMA, Y., y KILLLOUGH, J. E., (1994): "History Matching Using the Methods of Gradients: Two Case Studies", paper SPE 28590 presented at the SPE 69th Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, Sept. 25-28, (1994).
7. BISSELL, R., (1996): "History Matching A Reservoir Model by the Positioning of Geological Objects", Proceedings of fifth European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, Leoben, Austria, Sept. 3-6 (1996).
8. BISSELL, R. C., DUBRULE, O., LAMY, P., SWABY, P. y LEPINE, O., (1987): "Combining Geostatistical Modelling With Gradient Information for History Matching: The Pilot Point Method," paper SPE 38730, presented at the 1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, Oct. 5-8 (1987).
9. BRADLEY, H., (1987): "Petroleum Engineering Handbook", Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas.
10. BUCKLEY, S. E. y LEVERETT, M. C. (1942): "Mechanisms of Fluid Displacement in Sands" Trans., AIME 146, 107-116.
11. BUSH, M. D. y CARTER, J. N., (1996): "Application of a Modified Genetic Algorithm to Parameter Estimation in the Petroleum Industry", Dagli et al. (eds.), Intelligent Engineering Systems through Artificial Neural Networks 6, ASME Press, New York (1996), 397-402.
12. CAERS, J., KRISHNAN, S., WANG, Y.-D., y KOVSCEK, A. R. (May 2001): "A geostatistical approach to streamline-based history matching", in proceedings of the Stanford Center for Reservoir Forecasting, Stanford, CA.
13. CALVETE, F. et al, (2001): "Computación Evolutiva: Algoritmos Genéticos y Simulated Annealing, Técnicas Meta-Heurísticas de Optimización en Ingeniería de Petróleos". IX Congreso Colombiano del Petróleo. Bogotá: Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos (ACIPET).
14. CHEN, W. H., GAVALAS, G. R., SEINFELD, J. H., y WASSERMAN, M. L., (1974): "A New Algorithm for Automatic History Matching", SPEJ (Dec. 1974), 593-608.
15. COREY, A. T. (Nov. 1954): "The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities", Producers Monthly, 38-41.
16. CUYPERS, M., DUBRULE, O., LAMY, P. y BISSELL, R., (1998): "Optimal Choice of Inversion Parameters for History-Matching with the Pilot Point Method," Proceeding of the Sixth European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, (1998).
17. DAKE, L. P., (1978): "Fundamentals of Reservoir Engineering", Developments in Petroleum Science 8, Elsevier, Amsterdam.
18. Davis, L., (1991): "Handbook of Genetic Algorithms", Van Nostrand Reinhold, New York.
19. DE JONG, K. A., (1975): "An Analysis of the Behavior of a Class of Genetic Adaptive Systems", Ph.D. dissertation, University of Michigan, Ann Arbor.
20. DEUTSCH, C. V. y JOURNEL, A. G. (1998): "GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide", second edition, Oxford University Press, New York.
21. DEUTSCH, C. V. (1998): "Fortran Programs for Calculating Connectivity of Three-Dimensional Numerical Models and for Ranking Multiple Realizations", Computers & Geosciences 24(1), 69.

22. DYKSTRA, H. y PARSONS, H.L. (1950): "The Prediction of Oil Recovery by Waterflooding", Secondary Recovery of Oil in the United States, 2nd ed., API, New York, 160-174.
23. GOMEZ, S., GOSSELIN, O., y BARKER, J. W., (1999): "Gradient-Based History-Matching with a Global Optimization Method", paper SPE 56756 presented at the 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, October 3-6.
24. HOLLAND, J. H., (1975): "Adaptation in Natural and Artificial Systems: An Introductory Analysis with Applications to Biology, Control, and Artificial Intelligence", University of Michigan Press, Ann Arbor, Michigan.
25. IDROBO, E. A. (1999): "Characterization and Ranking of Reservoir Models Using Geostatistics and Streamline Simulation," PhD Dissertation, Texas A&M University.
26. JENSEN, J., LAKE, L., CORBETT, P., y GOGGIN, D., (1997): "Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientists". Prentice Hall Petroleum Engineering Series, Englewood Cliffs, New Jersey.
27. MARTÍNEZ, J., (1990): "Fundamentos de Algoritmos Genéticos". II Congreso Colombiano de Neurocomputación. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia.
28. MITCHELL, M., FORREST, S., y HOLLAND, J. H., (1992): "The Royal Road for Genetic Algorithms: Fitness Landscapes and GA Performance". Varela, F. J. and Bourgine, P., (eds.), Towards a Practice of Autonomous Systems: Proceedings of the First European Conference on Artificial Life, MIT Press.
29. MITCHELL, M., (1996): "An Introduction to Genetic Algorithms". The MIT Press, Cambridge, Massachusetts.
30. ROMERO, C.E. et al, (2000): "A Modified Genetic Algorithm for Reservoir Characterization". SPE 64765. SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition. (2000: Beijing, China). Beijing: Society of Petroleum Engineers (Nov. 2000).
31. ROMERO, C.E. et al, (2000): "Improved Reservoir Characterization Through Evolutionary Computation". SPE 62942. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. (2000: Dallas, Texas). Dallas: Society of Petroleum Engineers (Oct. 2000).
32. ROMERO, C.E. et al, (2000): "A Genetic Algorithm for Reservoir Characterisation using Production Data". PhD Dissertation, University of London (Royal School of Mines), (Nov. 2000).
33. SATTER, A. y THAKUR, G. C., (1994): "Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach". Penn Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma.
34. WANG, Y. y KOVSCEK, A. R. (December 2000): "Streamline Approach for History Matching Production Data", SPE Journal (4), 353-362.
35. WATSON, A. T., SEINFELD, J. H., y GAVALAS, G. R., (1979): "History Matching in Two-Phase Petroleum Reservoirs," paper SPE 8250 presented at the SPE 54th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, Sept. 23-26.

Autor:

SANTIAGO GONZÁLEZ FERNÁNDEZ
 sagonzal@ecopetrol.com.co

Ingeniero de Petróleos de la fundación Universidad América y Geólogo de la Universidad Nacional de Colombia. Candidato a MSc. En Ingeniería de Hidrocarburos de la Universidad Industrial de Santander. Funcionario de ECOPETROL S.A. Gerencia Centro Oriente- División de yacimientos.
