

Artículo No. 0203



Evaluación de métodos geoestadísticos para la generación de campos de permeabilidad de yacimientos de petróleo

Claritza Bohórquez, Nestor V. Queipo y Salvador Pintos¹

Instituto de Cálculo Aplicado, Facultad de Ingeniería, Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela.

Tel - fax: : 58-261-7598411. e-mails: [claritza, nqueipo, spintos]@ica.luz.ve;

¹<http://www.nitg.tno.nl/punq/index.htm>

Resumen

La geoestadística ofrece diversos métodos que permiten extender a partir de una muestra, campos de una propiedad petrofísica de un yacimiento. El método de estimación usado comúnmente es Kriging, el cual posee la ventaja de honrar la muestra; sin embargo, ofrece una representación suavizada de los campos de la propiedad. Esta debilidad es superada por los métodos de simulación, entre los que se encuentran la simulación condicional y la incondicional. En este trabajo se presenta una metodología que mediante la aplicación de tests estadísticos permite: i) determinar si métodos de simulación y/o estimación generan campos de permeabilidad cuya diferencia con el campo de permeabilidad real es atribuible al azar y ii) seleccionar cuáles métodos generan campos de permeabilidad más similares al real. Dicha metodología se probó con data de un reconocido caso de estudio (PUNQ-S3). Los métodos geoestadísticos considerados fueron: Kriging, Simulación Secuencial Gaussiana, Simulación Gaussiana Condicionada por Kriging y Simulación Incondicional. Las pruebas se realizaron considerando dos tamaños muestrales, que representan yacimientos con diferentes niveles de madurez de explotación. Los resultados obtenidos muestran que los métodos que generan realizaciones cuya diferencias con el campo real son atribuibles al azar para ambos tamaños muestrales son Simulación Secuencial Gaussiana y Simulación Gaussiana Condicionada a Kriging y no hay uno que supere al otro.

Palabras clave: geoestadística, simulación condicional, simulación incondicional , Kriging

Evaluation of geostatistical methods for permeability field generation

Abstract

Geostatistics offers different methods for extending from a sample, a reservoir's petrophysical property fields. The commonly used estimation method is Kriging, which has the advantage of honoring the sample; however, this method offers a smooth representation of the property's field. This weakness is overcome with simulation methods, which include Conditional and Inconditional

Copyright: La reproducción total o parcial de este documento por cualquier medio está prohibida, sin la autorización del (los) autor (es) y/o las autoridades del congreso CICTI – 2007.

Simulation. This paper presents a methodology that allows through the application of statistical tests: i) to determine whether simulation/estimation methods generate permeability fields whose difference with the true field is due to random factors and ii) to select which methods generate permeability fields more similar to the real one. This methodology was tested with a recognized study case (PUNQ-S3). The Geostatistical methods applied were: Kriging, Sequential Gaussian Simulation, Gaussian Simulation Conditioned by Kriging and Inconditional Simulation. The tests were made considering two sample sizes, which represent reservoirs with different maturity levels of exploitation. Results show that the methods that generate realizations whose differences with the true field are due to random for both sample sizes are Sequential Gaussian Simulation and Gaussian Simulation Conditioned by Kriging and neither method is better than the other.

Keywords: geostatistics, conditional simulation, unconditional simulation, Kriging

Introducción

La industria petrolera nacional se ha planteado para los próximos años, las metas de aumentar el factor de recobro y reducir el ciclo de explotación de los yacimientos en Venezuela. Para alcanzar estas metas es necesario disponer de modelos petrofísicos (e.g. permeabilidad y porosidad) de los yacimientos a partir de los cuales puedan definirse planes de explotación. Estas propiedades se representan como variables continuas correlacionadas distribuidas espacialmente, de las cuales solo se conoce su valor real en ciertos lugares del yacimiento. En virtud de esto, se hace necesario aplicar métodos que permitan generar valores de las propiedades petrofísicas en todo el yacimiento, bien sea de acuerdo con los valores más probables o como resultado de simulaciones estocásticas.

La geoestadística provee métodos, técnicas y herramientas que permiten crear un modelo espacial de propiedades petrofísicas, así como generar múltiples realizaciones que respeten la variabilidad espacial de la propiedad. El uso de esta disciplina en el área de modelado espacial de propiedades a partir de muestras es amplio, reportándose aplicaciones en diversas áreas tales como: minería [1]-[4], hidrología [5]-[7], salud [8]-[11], medio_ambiente [12,13], meteorología [14,15], petróleo [16]-[19], entre otros. En esta última área, la aplicación de métodos geoestadísticos ha mostrado valiosos resultados y su utilización es cada vez más frecuente.

Uno de los métodos geoestadísticos utilizados comúnmente en la industria petrolera para modelar propiedades petrofísicas es Kriging, cuya principal bondad consiste en ser el mejor estimador lineal insesgado. Si bien este método genera como resultado un mapa que honra la muestra (es interpolante), dicho mapa es más suave que la realidad, no reproduce la dispersión real de los datos y, por ende, no refleja la heterogeneidad presente en el yacimiento [20][16][21]. En contraste, existen otros métodos geoestadísticos de simulación (condicional o incondicional) estocástica, tales como: simulación gaussiana secuencial, simulación gaussiana condicionada por Kriging, entre otros, que no presentan esta debilidad [20]-[22][16].

En este trabajo se evalúa el desempeño relativo de métodos geoestadísticos de simulación (tanto condicional como incondicional) y de estimación (Kriging) para la caracterización petrofísica de yacimientos con diferentes niveles de madurez. Para ello, se considera data de referencia asociada a un reconocido caso de estudio (PUNQ-S3¹) y a partir de una muestra de datos petrofísicos se aplican los distintos métodos considerados para generar campos de la permeabilidad horizontal de un modelo del yacimiento. Estos campos son comparados con el campo de referencia mediante estadísticos que permiten determinar si las diferencias entre la data simulada y la data de referencia son atribuibles al azar.

Definición del problema

Dado un modelo de yacimiento del cual se conoce las propiedades petrofísicas en toda su extensión, seleccionar muestras de diferente tamaño y aplicar los métodos de Kriging, simulación incondicional (SI), simulación secuencial gaussiana (SSG) y simulación gaussiana condicionada por Kriging (SGCK) para generar el valor de la permeabilidad horizontal en el resto del modelo del yacimiento, y 1) establecer cuáles métodos generan campos de permeabilidad similares al campo de

¹ En general, la heterogeneidad del yacimiento está asociada fundamentalmente con la permeabilidad horizontal.

referencia, determinándose si las diferencias entre aquellos y el de referencia son atribuibles al azar;

2) entre los métodos seleccionados en el punto anterior, determinar cuál es el que mejor satisface las pruebas estadísticas utilizadas. Para ambos objetivos la toma de decisiones se realiza comparando la distribución de frecuencia acumulada, media, mediana e índice de Dykstra-Parsons aplicando sendas pruebas de hipótesis.

Métodos utilizados

Método de Estimación

Kriging: Kriging proporciona el mejor estimador lineal insesgado (BLUE), en el sentido de los mínimos cuadrados. Entre sus características se encuentra que es un método de estimación interpolante (respeto la muestra) pero el campo de la propiedad generado por este método es más suave que el campo real.

Métodos de Simulación

Considere Z una propiedad conocida en N puntos de la muestra, $X = \{x_i, i=1,2,3,\dots,N\}$, que se supondrá estacionaria en el yacimiento. Se desea extender Z a un conjunto $Y = \{y_j, j=1,\dots,M\}$.

Simulación Incondicional: Se basa en la generación de una distribución normal multivariada con media μ y varianza Σ , sobre el conjunto extendido Y . A partir de la muestra es posible estimar μ como la media muestral, mientras que la estructura de covarianza se infiere a partir del estudio y modelado de variogramas. Este método, si bien respeta las propiedades estadísticas de la data original, no honra la data.

Simulación Gaussiana Condicionada por Kriging (SGCK) : El método consiste en generar sobre Y una simulación incondicional S independiente de Z , pero con la misma estructura de covarianza que Z . Luego, se obtiene el valor estimado por Kriging $Z^*(y)$ y $S^*(y)$, el valor

estimado por Kriging en todos los puntos de Y considerando que los valores de la muestra son los que previamente se han obtenido por Simulación Incondicional pero restringidos al conjunto X.

Se obtiene entonces $T(y)$, el valor simulado de la propiedad, definido como:

$$T(y) = \begin{array}{l} Z^*(y) \\ \text{Valor estimado} \\ \text{por Kriging} \end{array} + \begin{array}{l} [S(y) - S^*(y)] \\ \text{Simulación del error} \\ \text{de Kriging} \end{array}$$

Este método tiene las virtudes del método de simulación incondicional pero además honra la data, lo cual es deseable al momento de obtener realizaciones de los campos de propiedades petrofísicas.

Método de Simulación Secuencial Gaussiana: Para cada y_j (seleccionado sólo una vez y al azar) se obtiene el valor estimado por Kriging Simple $Z^*(y)$ así como la varianza del estimador $V^*(y)$. Luego, se genera un valor simulado $S(y)$ de la distribución normal con media igual a $Z^*(y)$ y varianza $V^*(y)$. El valor obtenido $S(y)$ se integra ahora a la data, es decir que cuando se vaya a simular el valor de la propiedad en el siguiente punto, el valor obtenido para y_j se toma como si fuera parte de la muestra. Esta es justamente la razón por la cual el método es secuencial: porque los resultados obtenidos en un paso anterior, son usados en los pasos siguientes.

Metodología

Usualmente los valores de la propiedad que se desea estimar y/o simular se conocen sólo donde hay pozos, sin embargo, para este estudio se consideró un yacimiento (referenciado a lo largo del trabajo como yacimiento real) del cual se tienen los valores de la propiedad en toda el área. Debido a esto, los métodos geoestadísticos considerados pueden ser evaluados en función de cuán similares son las realizaciones o pronósticos de producción obtenidos, con los homólogos del yacimiento real. Considerando lo antes expuesto, la metodología seguida para llevar a cabo esta investigación, está conformada por los siguientes pasos:

- 1.- Realizar un muestreo totalmente al azar de la propiedad en cada capa del yacimiento.

- 2.- Determinar si los datos de la muestra provienen de una distribución normal. Si no provienen, entonces se debe normalizar la data muestral.
- 3.- Realizar para cada capa un estudio de la variabilidad espacial cuyas etapas son:
 - 3.1.- Determinar el variograma experimental.
 - 3.2.- Ajustar modelos alternativos al variograma experimental.
 - 3.3.- Seleccionar el modelo que mejor capte la variabilidad espacial.
- 4.- Utilizar Kriging para generar estimaciones de la propiedad para cada una de las capas, considerando el modelo seleccionado en el paso anterior.
- 5.- Generar varias realizaciones de los campos mediante los métodos de simulación seleccionados (simulación incondicional, simulación secuencial gaussiana y simulación gaussiana condicionada por Kriging).
- 6.- Si la data se normalizó, transformar los valores resultantes de la estimación y/o simulación para retornarlos a su escala original.
- 7.- Seleccionar al azar realizaciones de las capas y unir las para conformar realizaciones del yacimiento completo.
- 8.- Calcular para cada una de las realizaciones del yacimiento los siguientes indicadores: i) estadístico de Kolmogorov-Smirnov, ii) media, iii) mediana, iv) índice de Dykstra-Parsons para medir la heterogeneidad del yacimiento. Para cada uno de ellos realizar una prueba estadística (calculando intervalos de confianza o p-values) para determinar si la diferencia entre la realización y el yacimiento real es atribuible al azar.
- 9.- Comparar los métodos geoestadísticos a partir de los resultados obtenidos para cada uno de los indicadores.
- 10.- Repetir las etapas del 1 al 9 para muestras de distinto tamaño (madurez del yacimiento).
- 11.- Comparar los métodos de acuerdo a los resultados obtenidos para cada tamaño muestral.