

DISTRIBUCION ESPACIAL DE POZOS EN UN YACIMIENTO DE PETROLEO

Melio Sáenz¹ y José Castro
Unidad de Investigación y Desarrollo Tecnológico
PETROECUADOR

INTRODUCCIÓN

En muchos fenómenos de la naturaleza es importante conocer las características de continuidad de las funciones o de las variables relevantes que sirven para describirlo o para describir propiedades del medio en el que se realizan. La estadística clásica no orienta herramientas al tratamiento de datos geográficos, los mismos que pueden ser procesados mediante adaptaciones como el kriging que nos permite acondicionar la información para aplicar principios de correlación y de regresión normales. Bajo ciertas suposiciones, datos que se encuentran cercanos en el espacio y en el tiempo pueden ser considerados homogéneos. A medida que se alejan, las características cambian. En este trabajo nos interesa estudiar variables relevantes de los medios porosos, específicamente de yacimientos, que tienen un comportamiento similar en un dominio dado: las *variables regionalizadas*.

BASES CONCEPTUALES

Un medio poroso es un sólido de estructura discontinua constituido por una matriz sólida llamada, también, esqueleto, y por intersticios llamados poros, los que pueden estar conectados entre sí y que contienen, generalmente, una o más fases fluidas. Los fluidos que ocupan los poros pueden ponerse en movimiento. Eventualmente, pueden ocurrir intercambios de masa y de energía entre ellos.

Consideremos un dominio tridimensional, cerrado y convexo Ω en el que se encuentra ubicado el yacimiento de petróleo Y . El yacimiento es un sistema formado por el medio poroso (roca) y los fluidos (agua, petróleo, gas) que ocupan esos poros. El objetivo de nuestro trabajo consiste en identificar la región que, desde el punto de vista de una propiedad de interés o relevante, nos permita identificar con menos incertidumbre la presencia de petróleo. La variable relevante es la porosidad efectiva de la roca pues consideramos que mientras mayor es la porosidad, mayor probabilidad existe de que los poros estén ocupados por hidrocarburos.

Sea Ω el volumen total del medio poroso, si Ω_ϕ es el volumen total de vacíos o volumen de poros, entonces el índice de porosidad total, o simplemente porosidad total es igual a $\phi = \frac{\Omega_\phi}{\Omega}$. Si consideramos únicamente los poros accesibles, la porosidad efectiva es igual a la relación entre el volumen efectivo ocupado por los poros y el volumen total de la roca.

Sea p_j el pozo exploratorio ubicado en el punto M_j de coordenadas $X_j = (x_j, y_j, z_j)$. El problema consiste en determinar el conjunto $P = p_j$ tal que las variables i medidas en la coordenada j sean ordenadas mediante una relación de equivalencia que nos permita afirmar que $X(P) \subset \Omega$.

¹ msaenz@petroecuador.com.ec

Si los poros están conectados, forman un sistema de conductos a lo largo de los cuales se moverá el fluido. Esta distribución no es homogénea, pero suponemos que el medio es continuo. Para resolver este problema tenemos métodos determinísticos como las ecuaciones diferenciales ordinarias, y las ecuaciones diferenciales en derivadas parciales, donde de no existir soluciones exactas podemos recurrir a soluciones aproximadas. Además de estos métodos tenemos los métodos probabilísticos, como el kriging, que es un estimador lineal insesgado de mínima varianza.

RESULTADOS

En el presente trabajo partimos de un conjunto de puntos en los que están ubicados pozos petroleros. En ellos medimos la porosidad efectiva y con estos datos aplicamos el siguiente esquema de procesamiento de datos:

- Determinar el semivariograma experimental.
- Estimar el semivariograma.
- Estimar la variable relevante (porosidad efectiva)
- Validar el modelo, comparando los datos calculados con aquellos obtenidos de la observación.

Mediante el cálculo del semivariograma experimental determinamos la variabilidad y correlación espacial de la porosidad efectiva. Es interesante anotar que esta herramienta nos permite constatar la presencia de valores aberrantes y la presencia de zonas que podemos considerarlas como homogéneas. El semivariograma mide la disimilaridad para una variable aleatoria regionalizada. Cuando la distancia entre dos puntos aumenta, esperamos que la variabilidad también aumente. Intuitivamente sabemos que puntos que se encuentran cercanos comparten propiedades porque se encuentran bajo las mismas condiciones, y conforme se van distanciando los puntos las propiedades que comparten entre sí disminuyen. Con el semivariograma podemos cuantificar la distancia a la cual las propiedades desaparecen.

Una vez determinado el semivariograma experimental, es importante cuantificarlo y generalizar su valor para todo el dominio (yacimiento) en estudio. Existen varios tipos de variogramas. En nuestro trabajo hemos estimado el semivariograma anidado formado por un modelo esférico y un modelo de efecto hoyo o efecto seno. Los modelos correspondientes al efecto esférico y al efecto hoyo son los siguientes:

Modelo de semivariograma esférico

$$\gamma(h) = 300 \left(\frac{3}{2} \frac{h}{24} - \frac{1}{2} \left(\frac{h}{24} \right)^3 \right), \quad 0 < h < 24$$

Modelo de efecto hoyo

$$\gamma(h) = 300 \left(1 - \frac{\text{sen}\left(\pi \frac{h}{24}\right)}{\pi \frac{h}{24}} \right)$$

El semivariograma experimental (color negro) y su estimación (color rojo) se presenta en la figura 1.

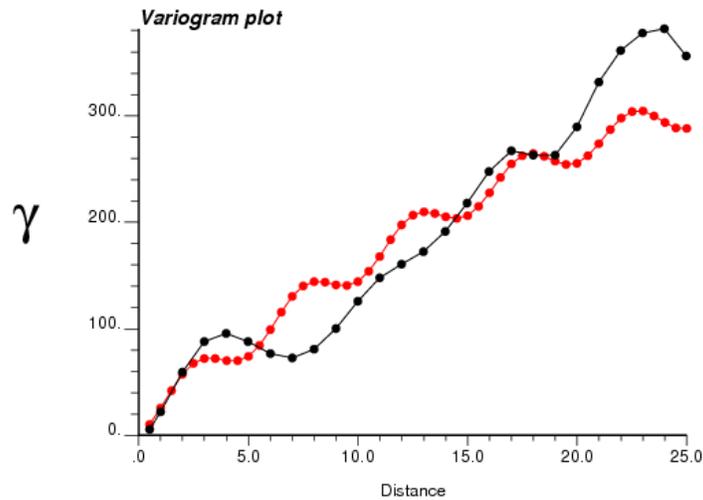


Figura 1: Semivariograma experimental (más espaciados). Semivariograma estimado (menos espaciados).

Una vez estimado el semivariograma experimental, se estimó la variable porosidad efectiva, donde los resultados presentan un error despreciable, y la varianza de estimación $\sigma^2 = 7.69$. Esto ratifica el supuesto teórico del kriging (interpolador insesgado de mínima varianza). Los valores reales de porosidad efectiva (color negro), y los valores estimados (color rojo) se presentan para cada ubicación en la figura 2.

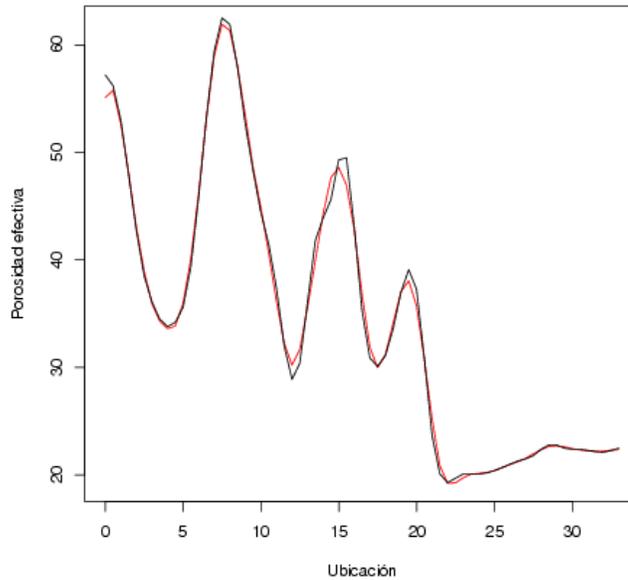


Figura 2. Valores reales y estimados de porosidad efectiva.

CONCLUSIONES

- El pozo de petróleo en estudio, correspondiente al yacimiento frontera, es isotrópico.
- El kriging es una técnica geoestadística que permite estimar valores de las variables relevantes sin la necesidad de realizar procesos costosos como de incrementar la perforación de pozos.
- El 82% de las observaciones presentan un error de estimación inferior a una unidad.
- La varianza de estimación es 7.69.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Chilés Jean, Delfiner Pierre. GEOSTATISTICS: Modeling Spatial Uncertainty, 1998.
- Isaaks Edward, Srivastava Mohan. Applied Geostatistics, 1989.
- Cressie Noel. Statistics for Spatial Data, 1993.
- Ripley, Brian. Spatial Statistics, 1981.
- Olea Ricardo. Geostatistics for engineers and earth scientists, 2003.
- Loeve Michel. Teoría de la probabilidad, 1962.
- Ross Sheldon. Stochastic Processes, 1983.
- Lamperti Jhon. Stochastic Processes, 1977.
- Kolmogorov, Fomin. Elementos de la teoría de funciones y el análisis funcional, 1978.
- Deutsch Clayton, Journel Andre, and GSLIG: Geostatistical Software Library, 1998.
- Melendez Bermudo, Fuster José, Geología, 1978.