

Modelamiento geoestadístico aplicado a la caracterización de yacimientos: modelo basado en Celdas de Alta Resolución

(Applied geostatistics for reservoir characterization: High Resolution Cells based model)

Gonzalo M. Cerón López¹

Resumen:

¿Es extremadamente fácil utilizar geoestadística para caracterizar un yacimiento? ¿Es o no capaz el *software* SGEMS de reproducir las características geológicas de un reservorio en un modelo geoestadístico de alta resolución? Al pasar los años, la geoestadística ha permitido generar modelos de mayor tamaño hasta incrementar el detalle litológico del yacimiento. El presente trabajo muestra una metodología sencilla para la elaboración de un modelo de facies condicionado a un modelo de porosidad, utilizando métodos geoestadísticos de interpolación no lineales en un *software* libre. Para la etapa de elaboración del modelo se tomaron datos de tipo de roca y porosidad de registros eléctricos de 26 pozos de un campo de la Cuenca Oriente. Estos datos fueron cargados en el *software* libre SGEMS, posteriormente, se generó una grilla 3D de alta resolución areal y vertical. Finalmente, se generaron 20 modelos equiprobables de facies y porosidad para seleccionar uno que coteje con las características del reservorio. Como resultado, se obtuvo una grilla de alta resolución que representa el condicionamiento de la porosidad con respecto al modelo de facies.

Palabras clave: Geoestadística; caracterización de yacimientos; SGEMS; variograma; SISIM.

Abstract:

Is it easy to use geostatistics for reservoir characterization or not? Is SGEMS able to reproduce reservoir geological characteristics in a 3D high resolution model? After years, Geostatistics has been allowing high resolution models generation to increase reservoir lithological detail. This work presents a straightforward methodology to create a facies model conditioned with the porosity model. Therefore, Open source geostatistics software was used to interpolate data. Rock type and porosity data, obtained from 26 well-logs of the Oriente Basin, were loaded in SGEMS. A high vertical and areal resolution 3D grid was built. Finally, 20 facies and porosity equiprobable models were generated. The model that better represents the reservoir characteristics was selected. The result is a high-resolution grid that represents the porosity conditioned to a facies model.

Keywords: Geostatistics; reservoir characterization; SGEMS; variogram; SISIM.

¹ Escuela Politécnica Nacional, Quito – Ecuador (gonzalo.ceron@epn.edu.ec)

1. Introducción

La Geoestadística tiene el objetivo de proveer descripciones cuantitativas de variables naturales distribuidas en espacio o tiempo y espacio. Dichas variables exhiben una inmensa complejidad de detalle. Además, por razones económicas, estas variables son a menudo muestreadas muy escasamente y de forma no aleatoria. El hecho que la descripción espacial de un reservorio está sujeta a incertidumbre es generalmente aceptado, pero por algún tiempo dicho hecho tenía resistencia, especialmente por ingenieros que están entrenados para trabajar de forma determinística (Chiles et al., 2012).

No hay una receta completa para la tarea requerida de caracterizar todos los tipos de yacimientos. Usualmente el flujo de trabajo se basa en la disponibilidad de datos, el tamaño anticipado de los recursos y las características del reservorio (Baker, Yarranton & Jensen, 2015). La metodología empleada por varios autores durante décadas ha sido preservada y adaptada de acuerdo con desarrollos tecnológicos (González y Reeves, 2007). Para principiantes puede ser confusa una metodología, por lo tanto, el presente trabajo muestra una simplificada metodología, basada en un flujo de trabajo generalizado, para la elaboración de un modelo de facies y porosidad mediante métodos geoestadísticos de interpolación no lineales en un *software* libre.

Durante los últimos años, se ha empleado *software* libre como una herramienta para generar modelos en 3 dimensiones que representen las características del reservorio. El *software* SGEMS de la Universidad de Stanford contiene herramientas geoestadísticas para la elaboración de un modelo basado en celdas. Las aplicaciones principales comprenden: carga de datos, análisis de datos, variogramas, estimación y simulación. El programa permite la construcción de una grilla rectangular de alta resolución, entre 1 a 100 celdas en dirección vertical. Por lo tanto, al incrementar la resolución vertical incrementa el número de celdas e incluye un mayor detalle litológico al modelo.

Varios autores han desarrollado modelos estáticos con el *software* mencionado; en aquellos trabajos no se observa la inclusión de un modelo de facies. Zhang et al., (2017) en su trabajo genera un modelo geoestadístico del campo Burbank en Oklahoma. Dicho trabajo consta de un modelo de porosidad y permeabilidad, notándose la ausencia de un modelo de facies. Ogbeiwí et al., (2017) en su trabajo realiza un modelo de porosidad y permeabilidad para un caso de estudio de recuperación secundaria de un campo. El autor no presenta resultados del modelo de facies. Finalmente, Zhao et al., (2014) realiza un modelo de espesor, porosidad y permeabilidad. De igual forma, no se incluye un modelo de facies que se encuentre condicionado al modelo petrofísico. Por lo tanto, es necesario preguntarse: ¿Es o no capaz el *software* SGEMS de reproducir las características litológicas de un reservorio en un modelo de facies condicionado a un modelo petrofísico?

2. Metodología

Se define a la geoestadística en un sentido amplio como una técnica estadística que toma en cuenta la relación espacial de variables muestreadas para estimar valores de las variables en ubicaciones no muestreadas (Kelkar. & Pérez. G, 2002).

Para realizar el presente trabajo se construyó un modelo geoestadístico en el *software* libre SGEMS (Stanford Geostatistical Modeling Software). El programa contiene las siguientes características básicas: análisis de datos, análisis variográfico, elaboración de scatterplot, QQ Plots, métodos de interpolación lineales (Kriging Simple, Kriging Ordinario) y condicionales (Simulación Secuencias Indicadora, Simulación Secuencial Gaussiana, entre otros métodos). En la *Figura 1* se describe la metodología empleada para la elaboración del presente trabajo.



Figura 1. Diagrama de Flujo de Trabajo de elaboración de modelo geoestadístico en SGEMS.

Un paso previo a la elaboración de un modelo geoestadístico es la determinación de tipos de roca existentes en el reservorio basado en la información de registros eléctricos y propiedades petrofísicas del reservorio. En este caso, se determinaron tres tipos de roca: No reservorio (0), Sandstone_A (1) y Sandstone_B (2). El tipo de roca (0) NR es de mala calidad con valores de porosidad inferiores a 8 %, el tipo de roca (1) Sandstone_A es de mediana calidad con valores de porosidad entre 7 a 17 % y el tipo de roca (2) con valores de porosidad entre 13 a 26 %.

El siguiente paso es la carga de datos: En la *Figura 2* se observa la información de datos de porosidad de facies de 26 pozos entre verticales y horizontales. Esta información proviene de los datos interpretados de registros eléctricos, posteriormente, cargados en formato gslib (*.*).

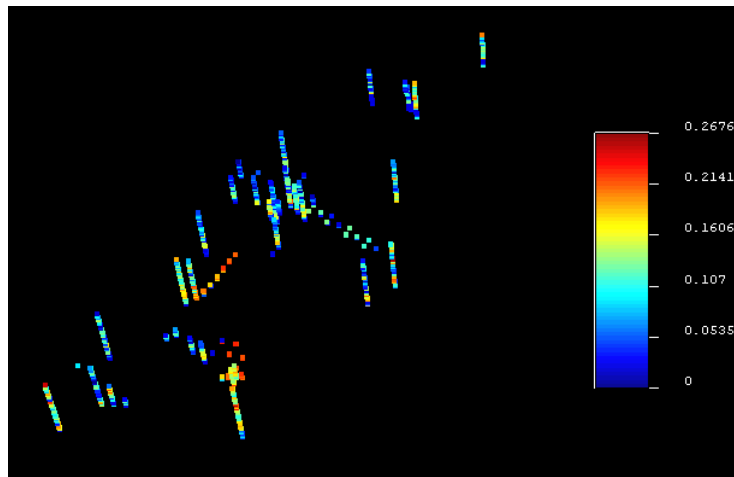


Figura 2 Datos de pozo de Porosidad cargado en SGEMS.

Análisis de datos.- Una vez validada y cargada la información, se procede a realizar un análisis univariado de datos. El principal objetivo es revisar la existencia de datos anómalos que puedan generar errores en el modelo. En este caso, se observa la proporción correspondiente a los tres tipos de roca NR (43%), Sandstone_A (40%) y Sandstone_B (13%) (Figura 3a). Además, se visualiza una distribución bivariada de datos de porosidad (Histograma-derecha), donde claramente se puede diferenciar la distribución de los datos de porosidad para los diferentes tipos de roca (Figura 3b).

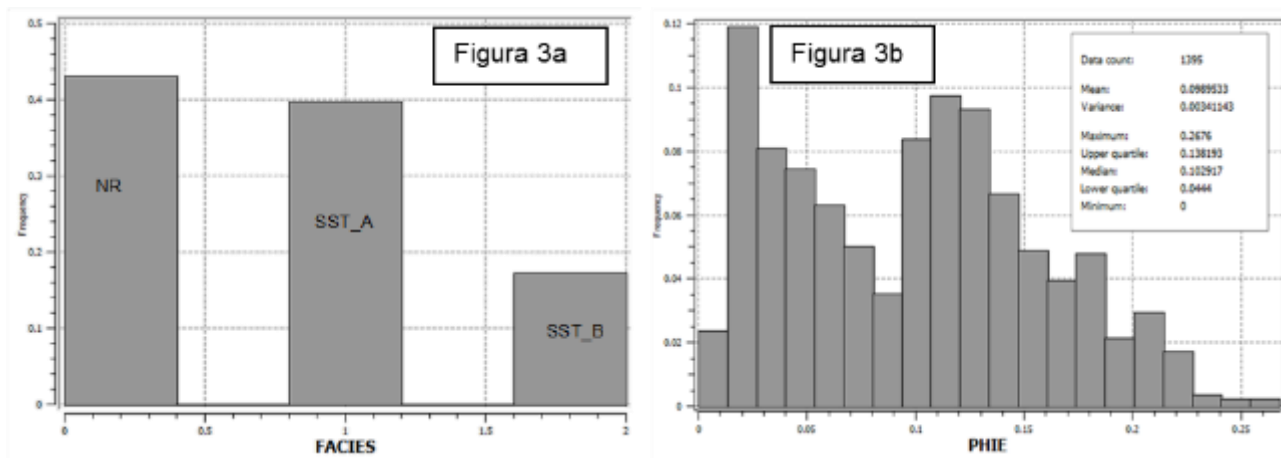


Figura 3. Análisis univariado de datos en SGEMS.

Análisis bivariado de datos.- Se realizó un análisis bivariado de datos para determinar la distribución de porosidad para cada tipo de roca. En la Figura 4 se observan las distribuciones para los diferentes tipos de roca. Indiscutiblemente, se puede concluir que la arenisca de mejor calidad Sand_B posee valores mucho más altos de porosidad, el tipo de roca Sand_A posee propiedades medias y No Reservorio valores bajos de porosidad.

Análisis variográfico.- El primer procedimiento geoestadístico es obtener un variograma relacionado con una correlación regional de los parámetros de interés (Ozturk & Nasuf, 2002). Los pasos de la metodología son: modelar variogramas experimentales en los cuales se

establecen las direcciones principales de continuidad basado en un conocimiento previo de geología. Posteriormente, se ajusta el variograma experimental a un variograma teórico. De esta manera se incorpora al modelamiento el resultado del cálculo variográfico en diferentes direcciones (Gringarten & Deutsch,1999).

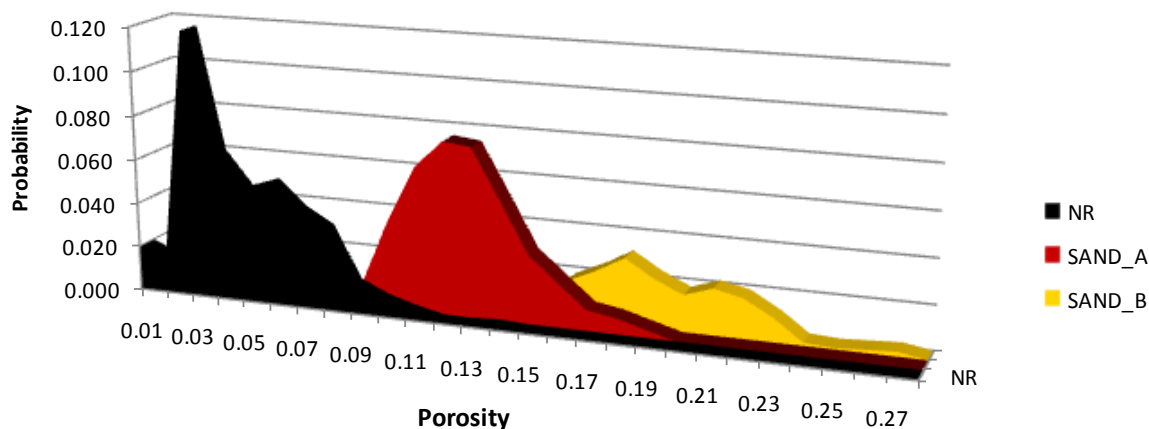


Figura 4. Análisis bivariado de datos.

En este caso, debido a la distribución espacial de los datos (*Figura 6 - Grid Boundary*), donde se observa claramente que existe tendencia en dirección norte-sur, la irregularidad en la distribución espacial de los datos no permite determinar variogramas en el resto de direcciones. Por lo tanto, se realizó el análisis variográfico en dirección norte-sur y se obtuvieron valores de rango y umbral. Dichos valores obtenidos son asumidos para el resto de direcciones y se genera así un modelo adireccional. Debido a la gran cantidad de información vertical, proveniente de los registros eléctricos, se pueden construir fácilmente variogramas verticales. La *Figura 5* muestra el modelo variográfico utilizado en la interpolación (Kriging Ordinario) para poder generar el modelo de facies y porosidad.

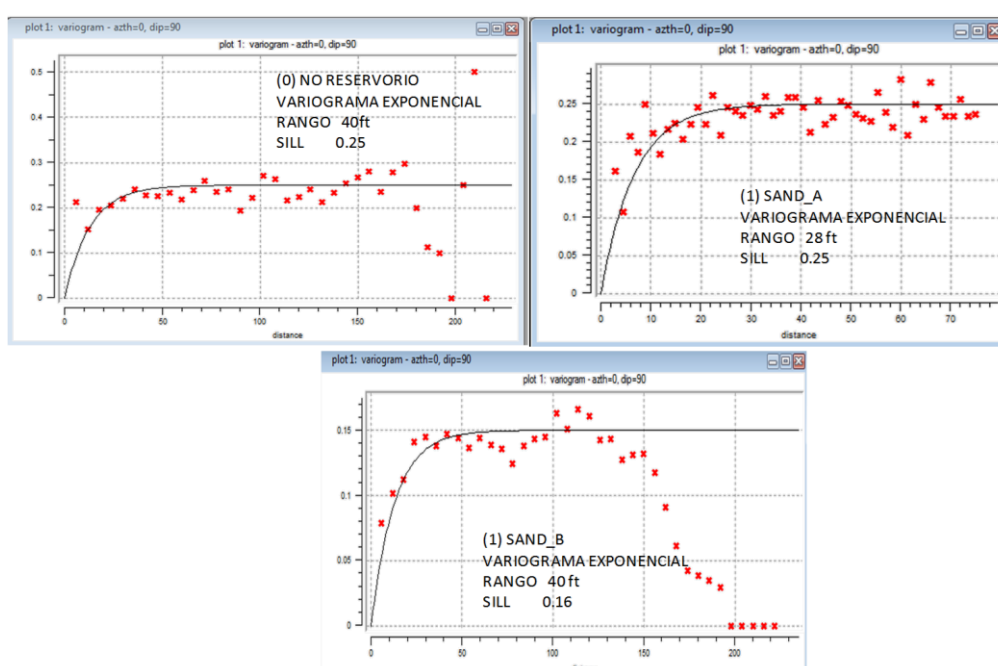


Figura 5. Análisis variográfico de datos – Variogramas Verticales.

Construcción de la grilla geostatística. - una grilla de dimensiones 140x226x50 en dirección x, y, z respectivamente, con un tamaño de 25x25 metros en forma areal y 6 ft en dirección vertical es generada. La grilla geostatística contiene aproximadamente 1'500000 celdas. Por lo tanto, se considera una extensión areal de 3500 metros x 5650 metros, además, un espesor de la formación de 300 pies, donde se asegura que la información vertical se encuentre dentro de la grilla y los datos de cada pozo contengan un espaciamiento adecuado (*Figura 6*).

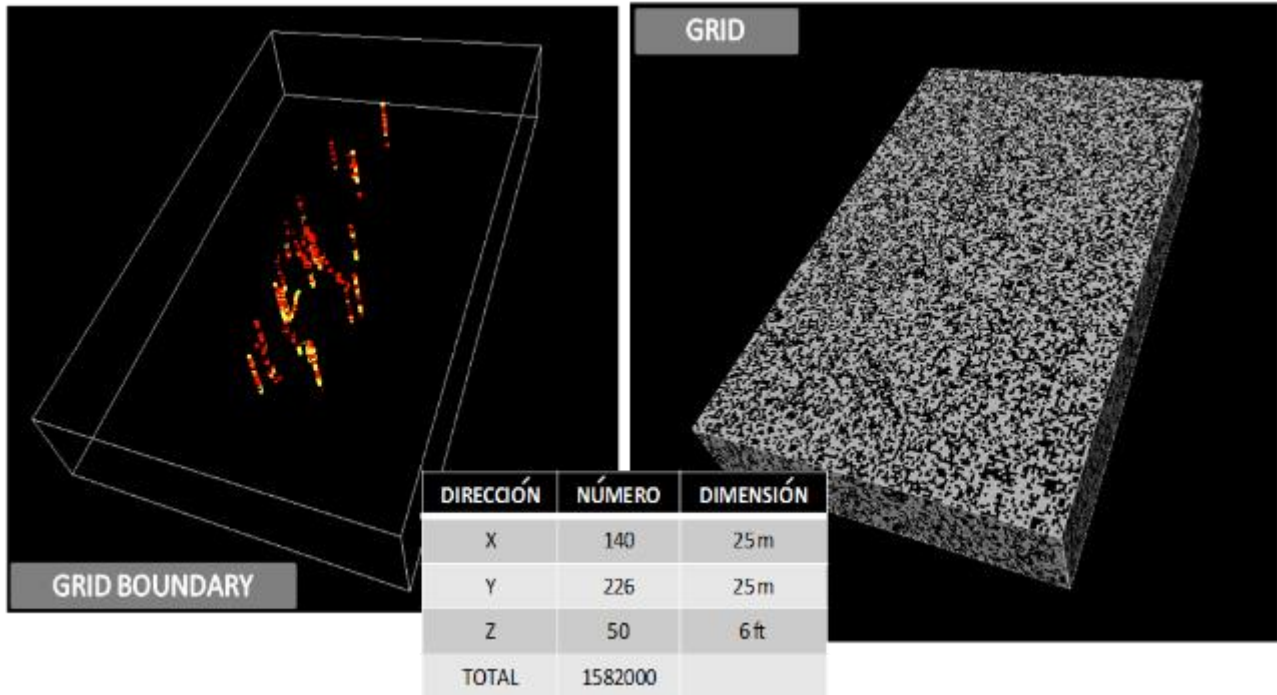


Figura 6. Boundary de la grilla (izq.) - Grilla (Der)-Celdas(Inferior) en SGEMS.

Posteriormente, se aplican los métodos de interpolación condicionales SISIM y COSGSIM. Para generar el modelo de facies, interpolación de los diferentes tipos de roca (datos discretos), se utiliza el método SISIM (Sequential Indicator Simulation). Mientras que, para elaborar el modelo de porosidad, interpolación de datos continuos, se utiliza el método COSGSIM (Sequential Gaussian co-Simulation). El método COSGSIM permite realizar el poblamiento de datos de porosidad en las celdas mediante el método de interpolación Kriging Ordinario, a su vez condiciona los datos al modelo de facies previamente generado (Remy, Boucher & Wu, 2009). En la *Figura 7* se observa el modelo de porosidad condicionado al modelo de facies.

El Kriging Ordinario es un método de interpolación que va a poblar la grilla en función de las variables aleatorias regionalizadas. Este procedimiento se lo realiza para modelar las diferentes propiedades de la roca. El proceso de Kriging interpola valores para una grilla de puntos basado en un ponderado de los puntos que rodean al valor desconocido (Syrjanen & Loven, 1999).

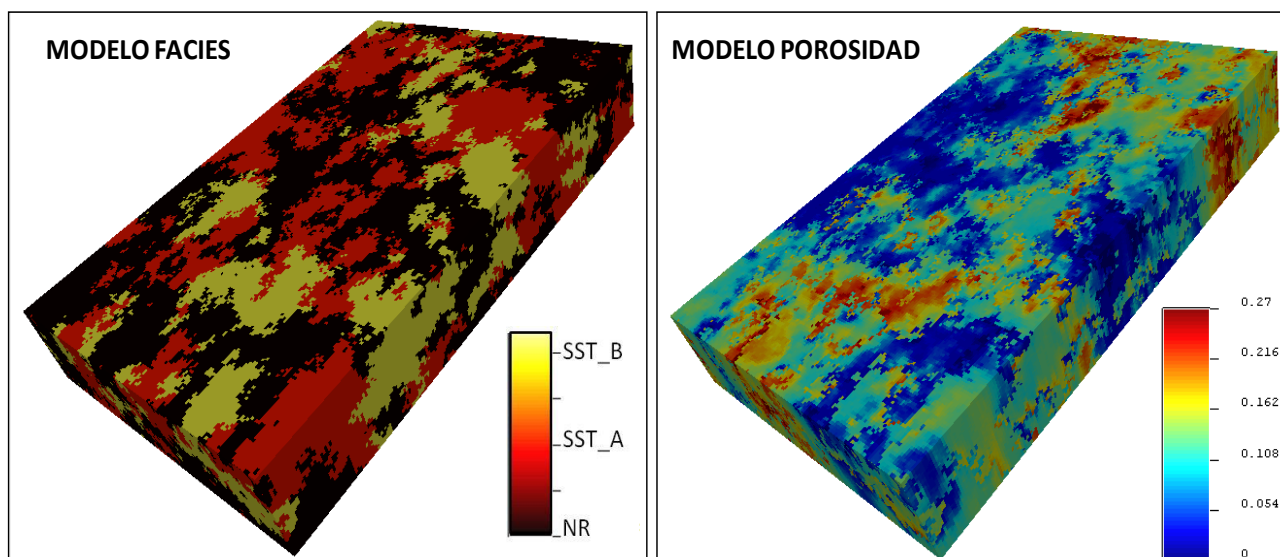


Figura 7. Modelo de facies y porosidad en SGEMS.

Finalmente, se obtiene como resultado varias simulaciones geoestadísticas. De las 20 realizaciones generadas se selecciona aquella o aquellas que logren representar los datos de tipo de roca y porosidad provenientes de los registros eléctricos. En la *Figura 8* se observan las simulaciones o realizaciones de facies generadas mediante el método de interpolación SISIM.

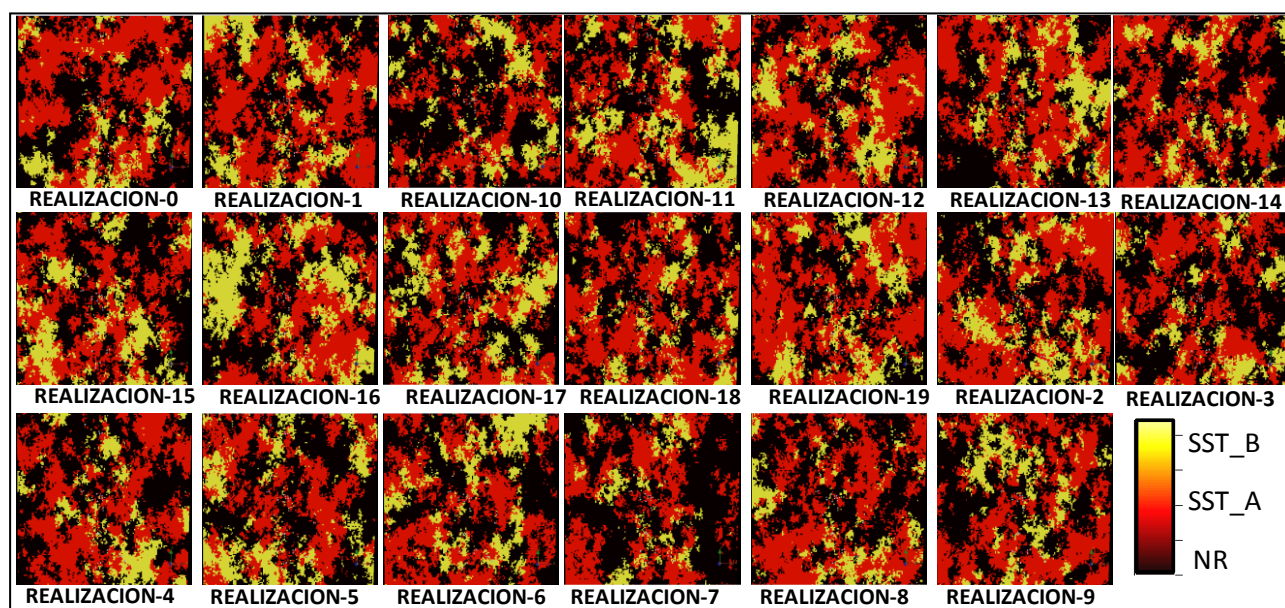


Figura 8. Modelo de facies - 20 realizaciones - layer 30 - SGEMS.

Mediante la validación cruzada se procede a comparar el modelo de porosidad y facies. En este caso, se utiliza un gráfico QQ Plot, para determinar la correspondencia de los datos que se poblaron en la grilla geoestadística con los datos duros de los registros de pozos. En la *Figura 9* se observa que, de los 20 modelos generados, la simulación número 8 es aquella que más se ajusta a los datos de pozo utilizados en el poblamiento de la grilla.

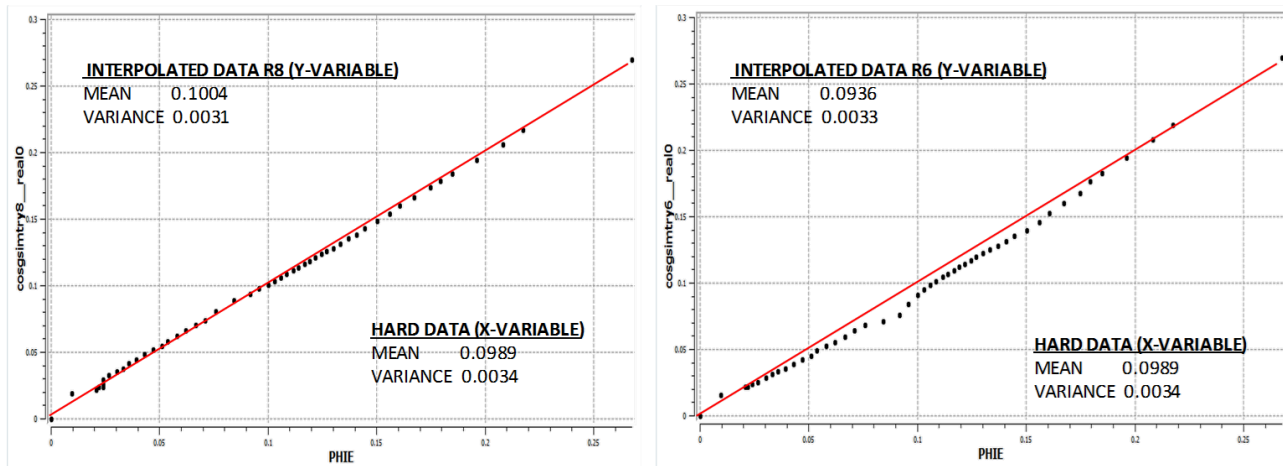


Figura 9. QQ Plot - Data interpolada en celdas versus *hard data*- Simulación 8 (izq.) y R6 (der.) - SGEMS.

3. Resultados

Como resultado, se obtienen 20 simulaciones de facies y porosidad, de las cuales se han seleccionado aquellas que mediante un análisis con un gráfico QQ Plot reproducen de manera similar la data dura de porosidad. Además, se realiza un análisis capa por capa para seleccionar aquella simulación que reproduzca de mejor manera el condicionamiento modelo de porosidad - modelo de facies.

En la *Figura 9* se observan dos gráficos QQ Plot de dos simulaciones resultado diferentes. La simulación 8 muestra una correlación entre datos interpolados con datos duros de una pendiente igual a uno. Por tal motivo, el valor promedio y la distribución de los datos tienen valores muy cercanos. Mientras que en la simulación 6 se observa que la distribución de los datos y los valores promedios varían considerablemente. En la *Figura 10*, se observa los histogramas de la realización 8 y los datos duros provenientes de los registros eléctricos. La Simulación Gaussiana, reproduce la distribución de los datos para cada tipo de roca.

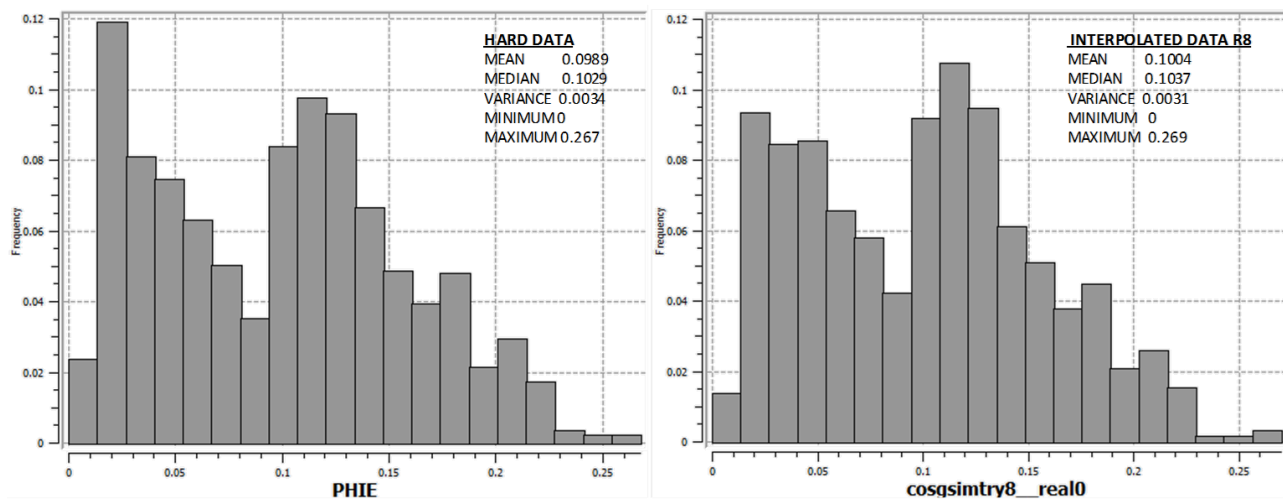


Figura 10. Histogramas - Distribución Porosidad-Data dura de pozo (izq.) - Simulación 8 (der.) - SGEMS.

La Cosimulación Secuencial Gaussiana (COSGSIM) condiciona los datos de porosidad de los registros de pozos con el modelo de facies previamente generado mediante SISIM. En la *Figura 11* se observa una sección vertical o corte de la grilla geoestadística. Se puede visualizar el condicionamiento de la porosidad con el modelo de facies en el poblamiento de las celdas de la grilla. Esto garantiza que nuestro modelo tenga un alto grado de coherencia tanto en la interpretación vertical como areal.

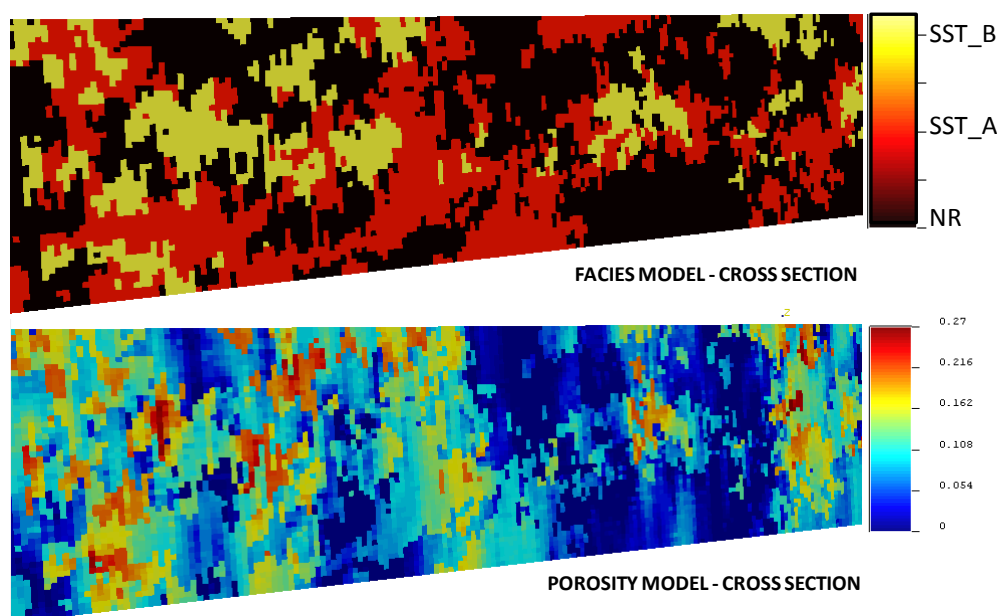


Figura 11. Cross Section - Modelo Facies y Modelo Porosidad- Simulación 8 - SGEMS.

Una vez se ha realizado el análisis de validación cruzada, se procede a realizar una revisión de intervalos perforados de los pozos productores más representativos (Tasa de fluido). En la *Figura 12* se observa el análisis realizado para 3 pozos del campo (Well-A, Well-B y Well-C) en función de sus intervalos productores (color verde). En los diferentes casos, se puede observar que la simulación 8 reproduce las características geológicas y valores de porosidad del reservorio. Por lo tanto, se asegura la existencia de fluidos en el medio poroso al momento de realizar el proceso de ajuste a historia del modelo dinámico.

3. Discusión

El trabajar con software libre para realizar un modelo geoestadístico siempre tiene sus limitaciones. Por ejemplo: la grilla debe ser rectangular, no se puede ajustar con precisión topes y bases. Por tal motivo, existe poca confiabilidad del modelo en zonas donde no existan suficientes muestras, no así en zonas donde exista una gran cantidad de ellas. Al trabajar con *software* comerciales que son mucho más desarrollados, se obtienen una visualización más amigable. A pesar de aquello, el *software* libre SGEMS ofrece una amplia gama de herramientas geoestadísticas que lo convierten en un programa apto para ser utilizado de forma educativa y en proyectos de investigación.

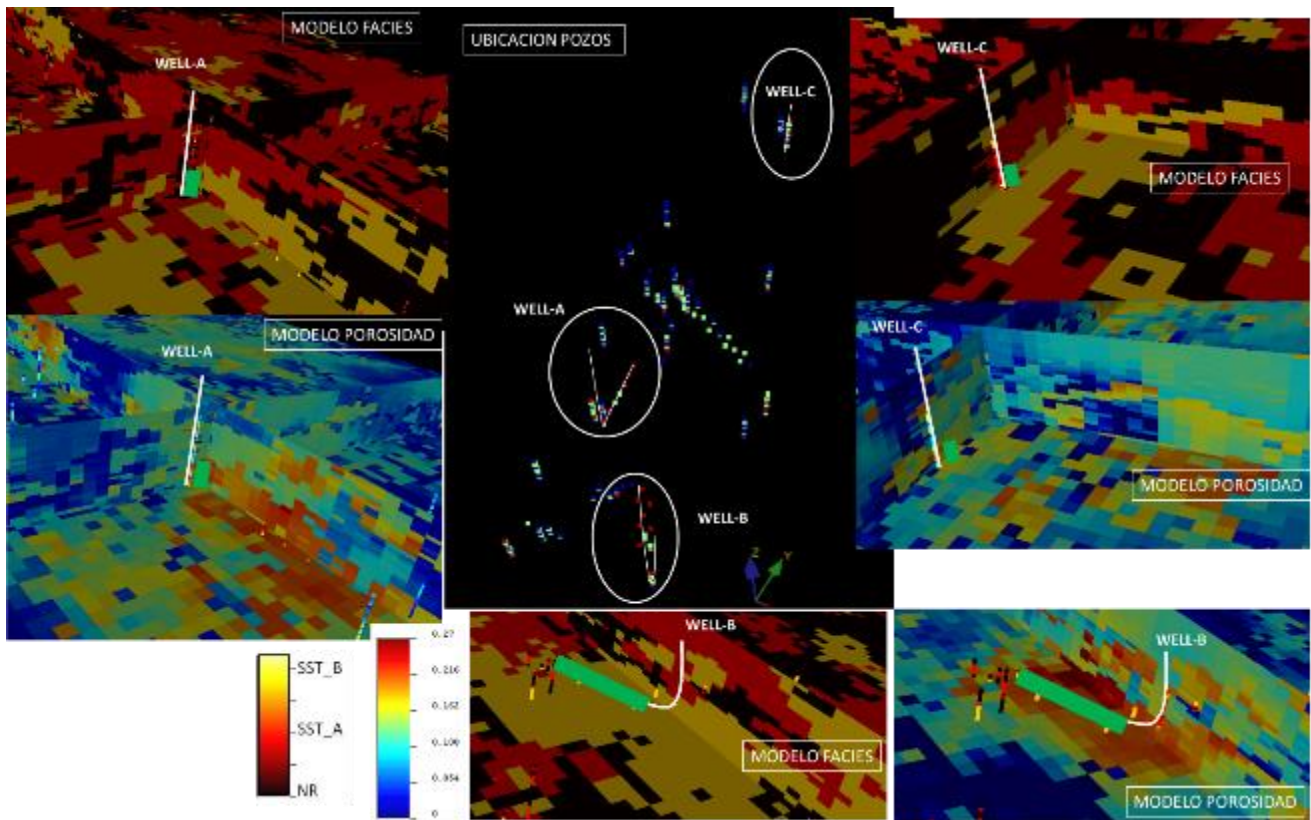


Figura 12. Cross Section - Modelo Facies y Modelo Porosidad- Simulación 8 - SGEMS.

La *Figura 13* muestra un corte de la grilla geoestadística en dirección este-oeste. Se observa un modelo de facies, generado con un *software* comercial de licencia académica (TNavigator -RFD), que incluye la estructura del reservorio (Izquierda-Parte superior) versus el modelo generado con SGEMS (Izquierda-Parte inferior). Además, se observa la zona de interés (Derecha), donde existe una gran cantidad de información de tipo de roca de los pozos del campo. Se evidencia una zona de muy baja calidad en ambos modelos, T superior, seguido de una zona continua de buena calidad (SST_A y SST_B) que representa a T inferior.

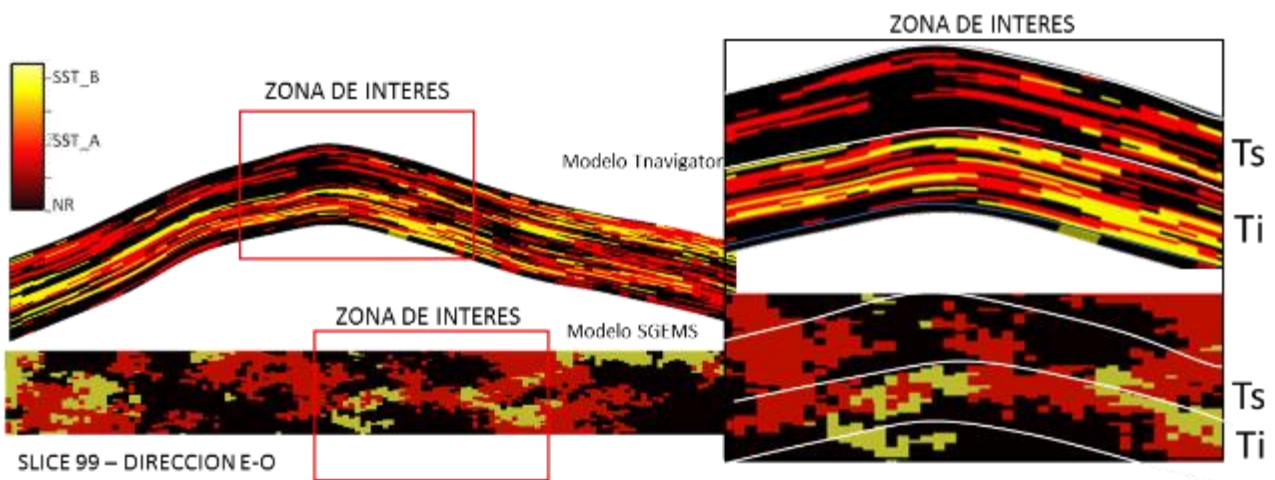


Figura 13. Cross Section - Modelo Facies – Tnavigator (Superior) – SGEMS (Inferior) - Simulación 8.

4. Conclusiones y Recomendaciones

Es posible generar una grilla de alta resolución 140 x 226 x 50 en dirección x, y, z. Obteniéndose un total de alrededor de 1500000 celdas. De esta forma se garantiza una resolución areal y vertical muy detallada para la construcción de la grilla geoestadística y preservar las características del reservorio.

El modelo geoestadístico generado con el *software* SGEMS, no incluye la estructura del yacimiento. Para mayor detalle, se comparó el resultado con un modelo generado por un *software* comercial (TNavigator) que incluye dicho aspecto fundamental. A pesar que el *software* libre no considera la estructura mantiene una coherencia en sus resultados, sobre todo en la zona donde se tienen más muestras o datos de tipo de roca de pozos.

La técnica de simulación condicional utilizada para interpolar la porosidad (simulación secuencial gaussiana) ajusta su resultado al modelo de facies generado previamente mediante la simulación secuencial indicadora.

La *Figura 9* (QQ Plot) de la simulación 8 muestra una distribución de la data donde la relación de los datos entre el valor estimado (Eje Y) y valor duro o verdadero (Eje X) forman una recta de pendiente igual a 1 (45°). Una cantidad similar de valores de porosidad son ligeramente sobrestimados y otros ligeramente subestimado. No así, el ejemplo de la simulación 6 que no representa las características de estacionaridad en la cual se basa la geoestadística.

El presente modelo geoestadístico es una base para realizar un modelo dinámico de reservorios, donde se determina si la simulación seleccionada de los modelos de facies y porosidad son correctos, caso contrario se procede a seleccionar otra simulación.

Bibliografía

- Baker, R., Yarranton, H. y Jensen, J. (2015). *Practical Reservoir Engineering and Characterization: Introduction*. Oxford. Elsevier.
- Chiles, J. y Delfiner, P. (2012). *Geostatistics_ Modeling Spatial Uncertainty*. (2da Edición). New Jersey. Wiley Series.
- González, R. y Reeves, S. (2007). *Geostatistical Reservoir Characterization of the Canyon Formation, SACROC Unit, Permian Basin*. Advanced Resources International. Report for U.S. Department of Energy.
- Gringarten, E. y Deutsch C.V. (1999). *Methodology for Variogram Interpretation and Modeling for Improved Reservoir Characterization*. Society of Petroleum Engineers. Paper 56654. Disponible: <https://www.onepetro.org/search/>

- Kelkar, M. y Pérez, G. (2002). *Applied Geostatistics for Reservoir Characterization*. Richardson. Society of Petroleum Engineers.
- Ogbeiwi, P., Aladeitan, Y. y Udebhulu, D. (2017). *An approach to waterflood optimization: case study of the reservoir X*. Journal of Petroleum Exploration Production Technology, Disponible: [https://DOI 10.1007/s13202-017-0368-5](https://DOI.10.1007/s13202-017-0368-5)
- Ozturk, C.A., Nasuf, E. (2002). *Geostatistical assessment of rock zones for tunneling*. Tunn Undergr Space Technol 17(3):275–285.
- Remy, N., Boucher, A. y Wu, J. (2009). *Applied Geostatistics with SGEMS*. New York. Cambridge University Press: 139.
- Syrjanen, P. and Loven, P. (1999). *Geostatistics and Block Modelling in rock mechanics*. 9th ISRM Congress. International Society of Rock Mechanics. Paris, France. 503-506.
- Zhang, M.L., Zhang, Y.Z. and Yu, G.M. (2017) *Applied Geostatistics Analysis for Reservoir Characterization Based on the SGeMS (Stanford Geostatistical Modeling Software)*. Open Journal of Yangtze Gas and Oil, 2, 45-66. Disponible: <https://doi.org/10.4236/ojogas.2017.21004>
- Zhao, S., Zhou, Y., Wang, M., Xin, X. y Chen, F. (2014). *Thickness, porosity, and permeability prediction: comparative studies and application of the geostatistical modeling in an Oil field*. Environmental Systems Research, 3:7. Disponible: <http://www.environmentalsystemsresearch.com/content/3/1/7>