

# Geostatistical Model Construction for Oil Reservoirs: Equivalence of Vector Property Components to their Simulation

Carlos Portilla-Lazo<sup>1</sup>, Gabriel Tumbaco-Cruz<sup>1</sup>, Kenny Escobar-Segovia<sup>2</sup>, Carlos Malavé-Carrera<sup>1</sup>, Laura Chipe Del Pezo<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Universidad Estatal Península de Santa Elena, Santa Elena; <sup>2</sup>Escuela Superior Politécnica Del Litoral - ESPOL, RIIAHE, Guayaquil - Ecuador

*Abstract. - Within the geostatistical models that are built are those that characterize the petrophysical properties of the reservoir, however, as is known, the information about the petrophysical nature of the reservoir originates from electrical records that are run in an open hole. in the well after drilling and also by means of cores that are obtained during drilling, the latter have some disadvantages, the data obtained from these are not always reliable because they are small, also, that these cores also show contamination due to drilling fluid. This study sought to analyze whether the vector component of a property is the product of other components that can be analyzed separately, referring to the aforementioned, the following example could be considered, the product for this demonstration can be a petrophysical property such as effective porosity since this property is dependent on its components, which in this case would be the Density porosity models, the Neutron Log porosity and the clay volume model, this conclusion can be reached because these values are the variables that are generally used in the equations that are used when performing the effective porosity evaluation. The result of this investigation gives the professional an additional tool to verify if there is a correct distribution of the petrophysical properties within the reservoir and that it is as realistic as possible. In other words, this study will optimize the alternatives to make the right decision. at the moment that it is required to verify the estimate of the real data with the estimated data.*

*Keywords- Components, Geostatistics, Petrophysical properties, Simulation.*

**Digital Object Identifier:** (only for full papers, inserted by LACCEI).  
**ISSN, ISBN:** (to be inserted by LACCEI).  
**DO NOT REMOVE**

# Construcción de Modelo Geoestadístico para Yacimientos de Petróleo: Equivalencia de Componentes de Propiedad Vectorial a su Simulación

Carlos Portilla-Lazo<sup>1</sup>, Gabriel Tumbaco-Cruz<sup>1</sup>, Kenny Escobar-Segovia<sup>2</sup>, Carlos Malavé-Carrera<sup>1</sup>, Laura Chipe Del Pezo<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Universidad Estatal Península de Santa Elena, Santa Elena; <sup>2</sup>Escuela Superior Politécnica Del Litoral - ESPOL, RIIAHE, Guayaquil - Ecuador

**Resumen.-** Dentro de los modelos geoestadísticos que se construyen se encuentran los que caracterizan las propiedades petrofísicas del yacimiento, sin embargo, como es conocido la información acerca de la naturaleza petrofísica del yacimiento se origina a partir de registros eléctricos que se corren a hueco abierto en el pozo después de la perforación y también por medio de núcleos que se obtienen durante la perforación, estos últimos tienen algunas desventajas, los datos que se obtiene de estos no siempre son confiables debido a que estos son pequeños, asimismo, que estos núcleos también presentan contaminación debido al fluido de perforación. En este estudio se buscó analizar si la componente vectorial de una propiedad es el producto de otras componentes que se pueden analizar por separado, haciendo alusión a lo antes mencionado se podría plantear el siguiente ejemplo, el producto para esta demostración puede ser una propiedad petrofísica como porosidad efectiva ya que esta propiedad es dependiente de sus componentes, que en este caso serían los modelos de porosidad del Density, porosidad del Registro Neutrón y el modelo del volumen de arcilla, se puede llegar a esta conclusión debido a que estos valores son las variables que generalmente se utilizan en las ecuaciones que sirven al momento de realizar la evaluación de porosidad efectiva. El resultado de esta investigación da al profesional una herramienta adicional para corroborar si existe una correcta distribución de las propiedades petrofísicas dentro del yacimiento y que la misma sea lo más realista posible, dicho de otra manera, este estudio optimizará las alternativas para tomar una decisión acertada en el momento que se requiera comprobar la estimación de los datos reales con los datos estimados.

**Palabras claves-** Componentes, Geoestadística, Propiedades petrofísicas, Simulación.

## I. INTRODUCCIÓN

La presente investigación se desarrolla con el objetivo de analizar si la componente vectorial de una variable es el producto de otras componentes que la constituyen y que se pueden analizar por separado, haciendo una relación entre las variables independientes de una ecuación y demostrando que sus componentes vectoriales tienen relación directa con el vector de la variable dependiente o resultante de la ecuación estudiada, esta demostración objetivo se la realiza a través de la creación de modelos estáticos de propiedades petrofísicas como por ejemplo porosidad efectiva. Los cálculos petrofísicos al igual que los modelos son generados utilizando softwares. Se realiza un análisis tridimensional cuyos resultados afirman que

relacionando los distintos modelos geoestadísticos de las variables que intervienen en una ecuación que genera el cálculo de alguna propiedad petrofísica, se puede generar un nuevo modelo estático de esta propiedad con características similares de tendencia preferencial de datos y distribución de la propiedad a otro modelado con un algoritmo de interpolación desde una curva OUTPUT (Resultado de un análisis petrofísico), es importante destacar que este estudio busca generar que los resultados expuestos sean lo más cercano a la realidad es por este motivo que la investigación se desarrolla con un campo sintético generado a partir de datos reales, dentro de esta trabajo se define a este como campo Santa Elena [1] [2].

### A. Métodos de simulación geoestadística

Los métodos geoestadísticos de simulación en primer lugar buscan describir las propiedades del cuerpo que se requiera modelar pudiendo ser este un reservorio de petróleo, un canal fluvial, etc. En este trabajo se estudia dos métodos de simulación geoestadística el método basado en celdas y el método basado en objetos [3].

### B. Simulación basada en celdas

El principio básico de este método en lo que tiene que ver con caracterización de reservorios, consiste en ajustar el yacimiento a una malla geoestadística la misma que está conformada por un determinado número de celdas o también llamados píxeles. La idea de esta técnica es ajustar el yacimiento a un número adecuado de celdas que permita distribuir un pozo en cada una y tratar de que evitar que en una celda no coexistan dos o más pozos para que la propiedad evaluada en esta sea homogénea. Esta técnica debe ser aplicada cuando no existen geometrías geológicas de las facies claras [4].

### C. Simulación basada en objetos

Este método se basa en la generación de diversas imágenes equiprobables, consiste en la simulación de varios objetos de diferentes tamaños y formas, generándolos en dos y tres dimensiones. La información que puede ser honrada con las técnicas de simulación basadas en objetos incluye, el tamaño la

forma de distribución de varios objetos geológicos, proporción de varios objetos en el espacio, y relaciones de objetos unos con respecto a los otros. La mayor ventaja de este tipo de simulación es su habilidad para lidiar con las características de varios objetos al mismo tiempo [5].

#### D. Modelamiento geoestadístico de propiedades petrofísicas

El trabajo de modelamiento de propiedades petrofísicas consiste en poblar las celdas de la malla 3D que están vacías, es decir, que no tienen un valor asignado de porosidad y/o permeabilidad en el yacimiento, durante esta etapa se respetan las celdas que fueron interceptadas por los pozos debido a que ya tienen un valor de la propiedad asignado al realizar el escalamiento de los registros continuos de porosidad [5] [6]. La metodología para realizar estos modelos en este proyecto consiste en realizar la interpretación petrofísica de los pozos, luego a estos perfiles es necesario realizarles un análisis variográfico para definir las tendencias de las propiedades, una vez definido esto se procede a poblar la malla geoestadística [7] [8].

Los modelos de alta resolución pueden contener decenas de millones de celdas en la malla, requiriendo un escalamiento previo a la simulación del flujo [9].

## II. MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO

### A. Análisis preliminar de la información

Se dispone de información acerca de; registros eléctricos, topes y bases formacionales y superficies, en cuanto al número de pozos y unidades, el campo a evaluar consta de un total de 34 pozos verticales y dos arenas productoras, a continuación, se muestra la ubicación de los pozos dentro del campo desde una perspectiva areal en DSG.

La herramienta principal y que permite el desarrollo de este proyecto son los registros eléctricos, enfatizando en los perfiles que sirven para evaluar propiedades petrofísicas del campo, debido a esto toda la información con la que se cuenta referente a esta área debe estar bien definida e identificada. En la tabla 1 se expone la lista de los 34 pozos del campo y los registros eléctricos con los que cuenta cada uno, identificándose los perfiles Potencial Espontaneo (SP), Gamma Ray (GR), Sónico (DT), Neutrón (NPHI) y Density (RHOB).

TABLA I  
IDENTIFICACIÓN DE REGISTROS EN LOS POZOS

Nombre de Pozos	Registros				
	Registro SP	Registro GR	Registro DT	Registro NPHI	Registro RHOB
POZO 1	X	X			X
POZO 2		X		X	X
POZO 3	X	X	X	X	X
POZO 4	X	X	X	X	X
POZO 5		X	X	X	X
POZO 6	X	X	X	X	X
POZO 7	X	X	X		X
POZO 8		X	X	X	X
POZO 9	X	X	X	X	X
POZO 10		X		X	X
POZO 11		X		X	X
POZO 12	X	X	X	X	X
POZO 13		X		X	
POZO 14	X	X	X	X	X
POZO 15	X	X		X	X
POZO 16		X		X	X
POZO 17	X	X		X	X
POZO 18	X	X		X	X
POZO 19	X	X	X	X	X
POZO 20	X	X	X	X	X
POZO 21		X		X	
POZO 22	X	X	X	X	
POZO 23		X	X	X	X
POZO 24		X		X	X
POZO 25		X		X	X
POZO 26		X		X	X
POZO 27		X	X	X	
POZO 28		X	X	X	X
POZO 29	X	X	X	X	X
POZO 30		X	X	X	X
POZO 31	X	X	X	X	X
POZO 32		X	X	X	X
POZO 33		X			
POZO 34	X	X	X	X	X

La Fig. 1 muestra una sección de la correlación de los registros eléctricos realizada en DSG para todos los pozos del campo, dicha sección corresponde a los pozos 30, 31, y 32, aquí también se puede apreciar los intervalos de las arenas productoras B y D con sus respectivos topes y bases en estos pozos. Gracias a la elaboración de esta correlación se puede comprobar que efectivamente los topes asignados coinciden con los registros eléctricos ya que dentro de estos intervalos se aprecia una deflexión hacia la izquierda en el GR y además del comportamiento esperado de la curva RHOB a la izquierda del NPHI, corroborando la presencia de arena dentro de los dos intervalos.

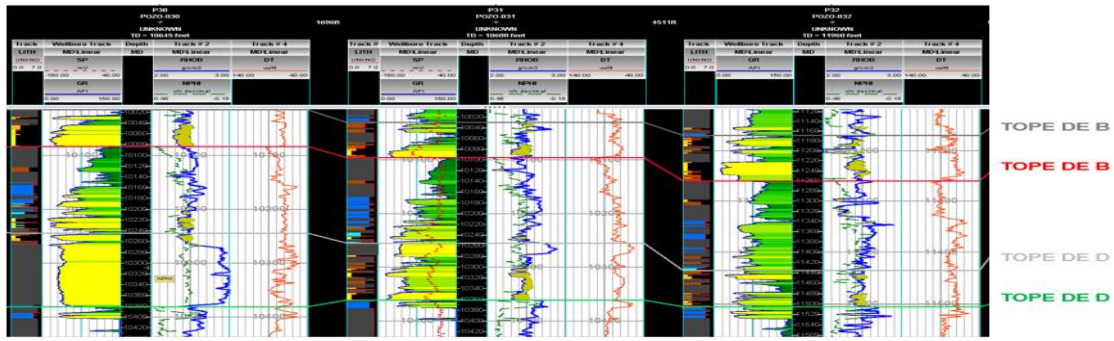


Fig. 1 Correlación de los Pozos del campo  
Fuente: Software: DSG

### B. Cálculo de propiedades petrofísicas en DSG

Es importante destacar que la evaluación que se va a realizar a continuación se enfoca en el cálculo de porosidad efectiva y también sobre las variables que intervienen en la relación que sirve para calcular esta propiedad petrofísica, en esta se distinguen tres variables; porosidad del registro Neutrón, porosidad del registro Density y Volumen de arcilla a partir del registro GR. Sin embargo de las variables antes mencionadas solo se va a evaluar las dos últimas debido a que la porosidad neutronica es un valor que se asume directamente del perfil, por lo cual no es necesario calcularlo, la PHIE se presenta a continuación.

$$PHIE = \left( \frac{\phi_D + \phi_N}{2} \right) \times (1 - Vsh) \quad (1)$$

Estos cálculos se realizan con la herramienta Log Calculator, que es esencialmente una calculadora diseñada para realizar evaluaciones petrofísicas en el DSG, la manera en como la herramienta ilustra los valores de las propiedades evaluadas es en forma de perfiles, estos datos generados por la calculadora son los que posteriormente sirven para ser asignados dentro de la malla geoestadística al momento de la elaboración de los modelos estáticos.

### C. Cálculo de porosidad para el registro Density RHOB

El primer paso para generar el cálculo de porosidad de este registro consiste en crear un nuevo modelo dentro del panel Select Model esto es posible gracias a Create a New Calculation Model una opción disponible en la barra de tareas de este panel, esta se visualiza como un pequeño sol de color amarillo, al nuevo modelo se le asignó el nombre de PHID\_GT y la manera en cómo se asignan las ecuaciones para el cálculo es posible con la opción Log Model Editor, dentro de la calculadora, esta se visualiza como un lápiz de color amarillo. La ecuación utilizada para este cálculo es la relación Porosidad-Densidad. A continuación, se muestra la forma como queda planteada la ecuación Porosidad del Density (Ec. 2) dentro del Log Model Editor.

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2)$$

Los resultados de porosidad calculados para el registro Density son modelados a manera de un perfil a lo largo del registro RHOB, para esto se utiliza el panel Create Log Curve, este nuevo perfil de porosidad tiene el nombre PHID y se calcula para todos los 34 pozos de interés, este perfil tiene una escala que va de -0.45 a -0.15 de izquierda a derecha debido a que esta escala es la que comúnmente se utiliza para interpretar los perfiles de porosidad.

### D. Cálculo de Volumen de arcilla (Vsh)

Para generar el cálculo de esta propiedad en el Log Calculator primordial crear un modelo y a este por medio del Log Model Editor asignarles las ecuaciones que sirven para generar el cálculo deseado, de esta manera para realizar esta evaluación en el campo estudiado se ha seleccionado la ecuación convencional de IGR conjuntamente con la relación Claiver, ecuaciones 3 y 4. A el nuevo modelo le asigne el nombre Vsh\_GT, la forma en cómo quedan planteadas las ecuaciones de este modelo en el Log Model Editor y también como se visualiza el mismo dentro del panel Select Model se pueden apreciar en la Fig. 2.

$$IGR = \frac{GR_{corr} - GR_{clean}}{GR_{shale} - GR_{clean}} \quad (3)$$

$$Vshl = 1.7 - (3.38 - (IGR + 0.7)^2)^{\frac{1}{2}} \quad (4)$$

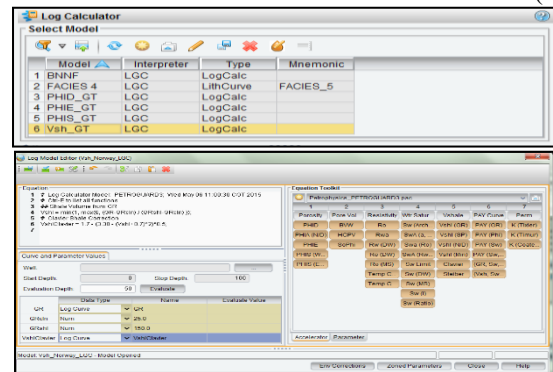


Fig. 2 Modelo VSH y sus ecuaciones en el Log Model Editor  
Fuente: Software DSG

Al igual que el ejemplo del registro density el objetivo es crear un perfil de la propiedad calculada desde el panel Create Log Curve, el resultado de este modelamiento es decir el perfil VSH se calculó para todos los pozos de interés del proyecto debido a que todos cuentan el registro GR.

### E. Cálculo de porosidad efectiva

Esta es una de las propiedades petrofísicas que comúnmente se modelan en los reportes de Geoestadística y sirve para interpretar la porosidad que excluye los poros aislados y el volumen de los poros ocupado por el agua adsorbida en los minerales de arcilla u otros granos, (Modificado de Schlumberger Oilfield Glossary, 2012), la mayoría de las veces esta propiedad viene dada por las siglas PHIE y es el resultado de la interacción de los registros antes estudiados.

Para calcular PHIE se creó un nuevo modelo al cual se asignó el nombre de PHIE\_GT, a este se introdujo metódicamente las diversas ecuaciones que intervienen en el cálculo de esta propiedad, la forma como se visualiza dicho modelo en el panel Select Model y también la manera como quedan planteadas las ecuaciones del mismo en el software se muestran a continuación en la Fig. 3.

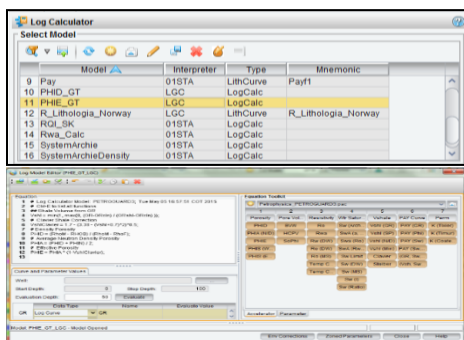


Fig. 3 Modelo y ecuaciones en el Log Model Editor para PHIE en DSG  
Fuente: Software; DSG

El resultado obtenido en el panel Create Log Curve al momento de modelar los cálculos realizados es el perfil PHIE, el cual tiene un intervalo que va de 0.45 a -0.15. El ejemplo que se muestra a continuación al igual que las demostraciones anteriores corresponde al Pozo-031.

### F. Elaboración de la grilla geoestadística

El primer paso en la elaboración de la grilla o malla geoestadística es asignar el área sobre la cual se construirá la misma, para esto es necesario construir un polígono que encierre los 34 pozos de interés. Después de haber construido el polígono se procede a relacionar este con la información que se tiene de la profundidad a la se encuentran los topes y bases en las arenas B y D, de tal forma que se construyen las superficies de estas arenas delimitándolas al polígono creado.

Posteriormente se procede a establecer las dimensiones de la grilla en el Stratigraphic Modeling desde el panel Grid Geometry, este paso conlleva un análisis detallado de tal forma que las dimensiones areal y vertical de la malla se reproduzcan de la manera más precisa sin que en una celda coincidan dos o más pozos. Inicialmente se selecciona el Framework creado, para identificar los 3 intervalos que se forman por la presencia de las dos arenas estudiadas en el campo para posteriormente definir el número de celdas en vertical de cada intervalo de acuerdo con el espesor e importancia de cada uno. El primer intervalo corresponde a la arena B el mismo que tiene un espesor promedio de 70 pies, para este intervalo se define el mismo número de celdas, es decir este tendrá un promedio de 70 celdas en la vertical de 1 pie cada una, el segundo intervalo que se forma es el que se ubica entre las dos arenas y por ende este no tiene relevancia al momento de crear la grilla por lo que se define solo una celda en la vertical para este intervalo, el ultimo intervalo corresponde a la arena D del campo, este es el que se encuentra a mayor profundidad el mismo que tiene un espesor promedio de 76 pies y al igual que la arena B a este se le asigna de celdas 1 pie de espesor en la vertical, sumando promedios de las celdas de los 3 intervalos da como resultado un total de 147 celdas en la vertical.

Después de definir por intervalos celdas en vertical, se procede a la definición areal de las celdas de la grilla, en esta parte se determina las dimensiones de las celdas, para este proyecto se asigna un tamaño de 75 x 75 pies, lo que significó un número de celdas en X de 219 y en Y de 167, esto multiplicado por las 147 celdas en la vertical pertenecientes a los 3 intervalos represento un total de 5.4 millones de celdas.

Para poder visualizar desde una perspectiva areal las dimensiones en X y Y de la grilla geoestadística creada se expone la Fig. 4, en esta se puede apreciar la distribución de las celdas, es decir como el software asigna las celdas en X y las celdas en Y.

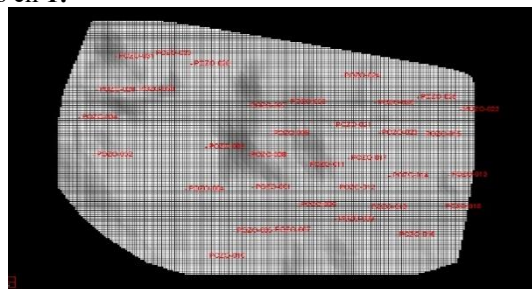


Fig. 4 Vista Areal Grilla Campo Santa Elena  
Fuente: Software DSG

La Fig. 5 que se presenta a continuación expone el resultado final, es decir la grilla geoestadística para el campo Santa Elena visualizada en 3 dimensiones, es sobre esta donde se poblan las diferentes propiedades petrofísicas estudiadas en este proyecto.



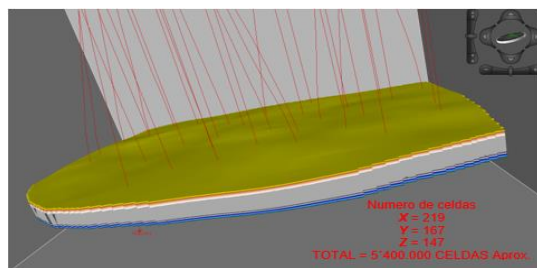


Fig. 5 Vista 3D Grilla Geoestadística  
Fuente: Software DSG

### G. Modelamiento geoestadístico

Los modelos generados para la demostración objetivo de esta tesis son desarrollados en el módulo *Earth Modeling* realizando una combinación de las herramientas *Variogram Modeling* y *Petrophysical Property Modeling*, de esta forma se desarrollaron modelamientos geoestadísticos correspondientes a; Porosidad del Density, Porosidad Neutrónica, Volumen de arcilla y Porosidad efectiva.

### H. Modelos estáticos

Una vez comprobado que la distribución de las propiedades es correcta para las dos arenas del campo y también conociendo cuál es su tendencia preferencial, se procede al modelamiento de estas desde el panel *Petrophysical Modeling*. En esta parte inicialmente se debe seleccionar la propiedad a modelar desde el Well Bloking para después desde la opción *Modeling parameters* ingresar los parámetros de las elipses de anisotropía para definir la dirección preferencial de las propiedades en el modelo, aquí también se selecciona el algoritmo de interpolación del modelamiento, escogiéndose para este proyecto el Secuencial Gaussiano ya que este tipo de simulación nos proporciona respuestas estocásticas lo que permite desarrollar múltiples realizaciones, para todas las propiedades a modelar se escogió un número de 30 realizaciones.

Las Fig. 6, 7, 8 y 9 muestran algunas de las realizaciones construidas para PHID, NPHI, VSH y PHIE visualizadas de forma areal para las arenas B y D.

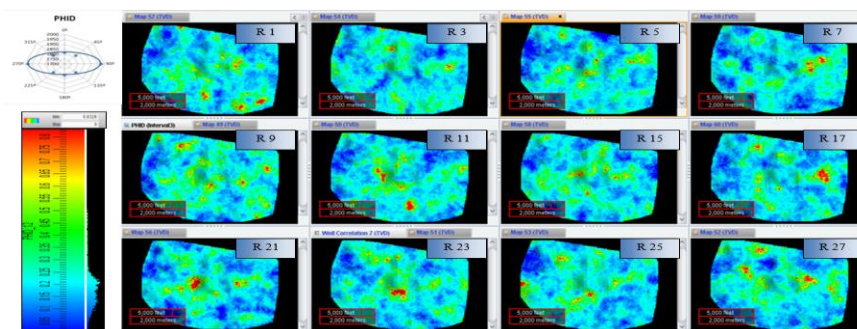


Fig. 6 Realizaciones de PHID Arena B  
Fuente: Software DSG

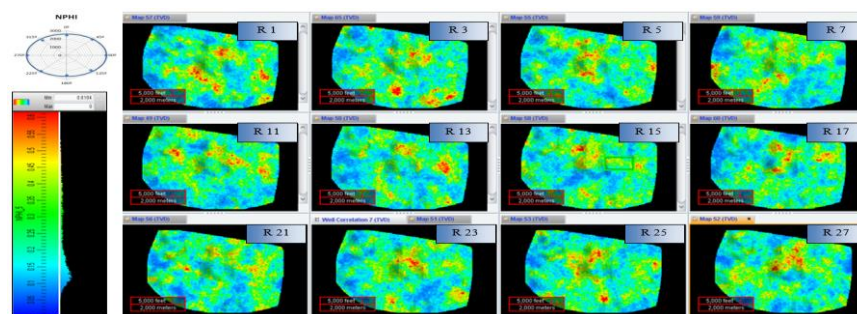


Fig 7 Realizaciones de NPHI Arena D  
Fuente: Software DSG

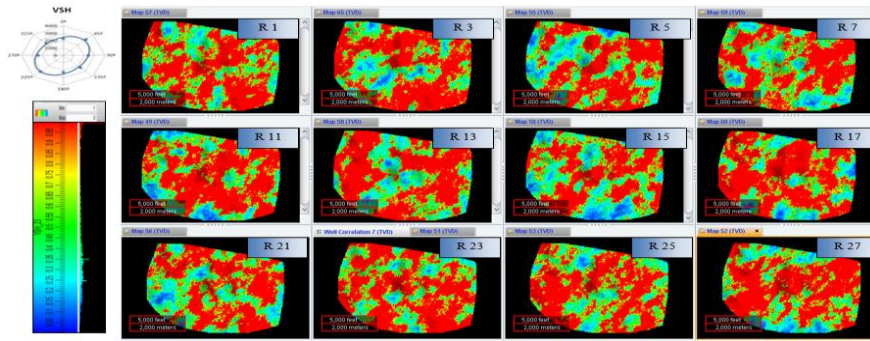


Fig. 8 Realizaciones de VSH Arena B  
Fuente: Software DSG

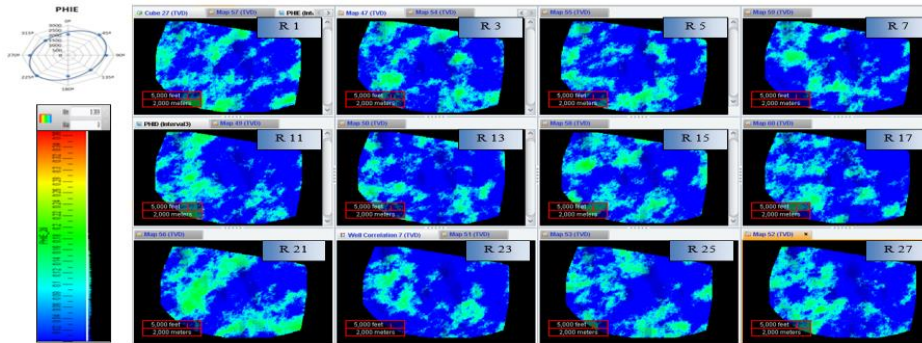


Fig. 9 Realizaciones de PHIE Arena D  
Fuente: Software DSG

### III. ANÁLISIS Y RESULTADOS

#### A. Análisis tridimensional

Para este análisis se crearon nuevos modelos estáticos de porosidad efectiva pero esta vez con la asistencia de los Grids de las propiedades que intervienen en el cálculo de esta propiedad, en otras palabras se aplicó la ecuación 1 a estos modelos estáticos los cuales ya tienen su tendencia preferencial definida realizando las operaciones pertinentes para todos los valores en todas las celdas de los modelos y de esta manera obtener el nuevo modelo de PHIE con su respectiva dirección de preferencia. El proceso de correlación entre Modelos Estáticos es posible gracias a una Calculadora incorporada en DSG que permite relacionarlos. A esta herramienta se deben ingresar la Grilla que contiene los modelos con los que se va a trabajar, sin embargo, esta calculadora solo permite relacionar dos modelos a la vez por lo que el cálculo de PHIE debe ser dividido en dos partes, en la primera se realiza el promedio de porosidades primarias de los modelos PHID Y NPHI y en la segunda parte del cálculo se realiza la corrección de esta porosidad con el modelo de VSH.

El objetivo final es analizar si realmente los dos moldeamientos contruidos con distintos procesos cumplen con similares características en cuanto a valores asignados en las celdas y tendencia preferencial del modelo en general. Debido a que los modelos son tridimensionales esta comparación se desarrolló en los planos  $i$ ,  $j$  y  $k$ , a continuación, la Fig. 10 explica

gráficamente como se visualiza un modelo estático desde estos planos y posteriormente se expone el resultado de este análisis.

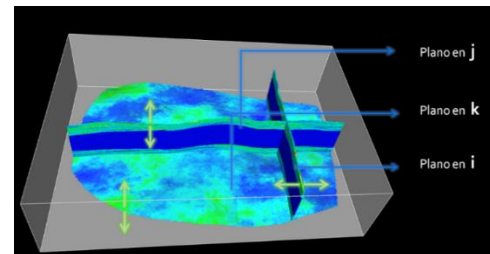


Fig. 10 Perspectiva de los planos  $j$ ,  $k$ ,  $i$  en un modelo estático  
Fuente: Software DSG

#### B. Resultados del análisis

La comparación de los modelos desde una perspectiva areal revela bastante similitud pero lo más destacado de esta observación es que efectivamente el comportamiento de las tendencias en el modelo de PHIE generado desde la ecuación evidencia un direccionamiento a 45 grados, el mismo que se determinó en el análisis de dirección de anisotropía para el modelo de PHIE generado con el algoritmo Secuencial Gaussiano, esto se visualiza mejor desde un plano en  $K$

#### C. Análisis del Blind Test para el plano en $i$

Se escogió el pozo número doce para el plano en  $i$  ya que por las características que este tiene es el más indicado para realizar el análisis desde este plano, además de que este cuenta con el

perfil de porosidad efectiva a lo largo de las dos arenas productoras, al visualizar este pozo desde un plano areal del campo se puede observar que cuenta con dos vecinos cercanos los cuales son los pozos 9 y 17 los mismos que también cuentan con el perfil PHIE, a continuación la Fig. 11 muestra la ubicación de estos pozos en el campo Santa Elena, también se puede apreciar cómo se relaciona el plano en  $i$  con respecto a los pozos estudiados desde una perspectiva en tres dimensiones.

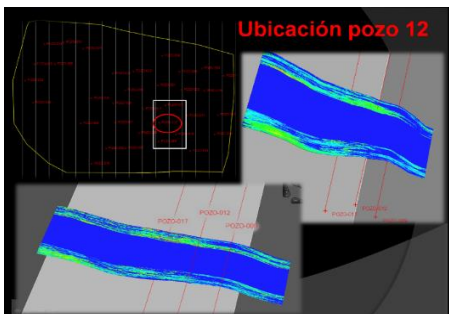


Fig. 11 Ubicación del pozo 12 en el Campo Santa Elena

El análisis expuesto a continuación consiste en evaluar el comportamiento de las celdas en vertical, para el caso del modelamiento del algoritmo Secuencial Gaussiano las atravesadas por el pozo 12, versus las celdas en vertical del modelamiento PHIE\_Ec por las que debería atravesar el pozo estudiado.

#### D. Resultados del análisis Blind Test Arena B

Lo primero es identificar cuáles son las celdas que interviene en el estudio, como es bien conocido la estructura de un modelo estático viene dada en tres dimensiones por lo que naturalmente se identificará a las celdas por sus coordenadas en (x, y, z). Debido a que el análisis solo se realiza en la escala vertical solo las coordenadas en esta dirección presentan variación y las coordenadas (x, y) permanecen constantes, a continuación, la Fig. 12 explica gráficamente lo antes mencionado.

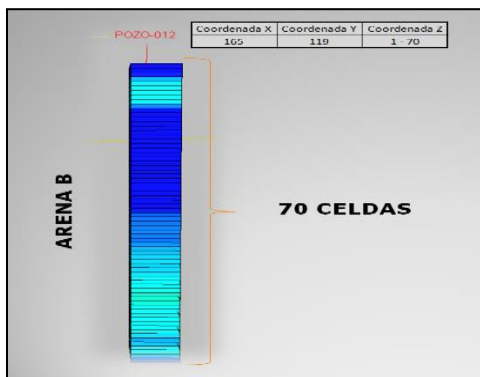


Fig. 12 Celdas de interés para el análisis

El primer punto consistió en visualizar la similitud vertical de las celdas de cada modelo, aquí se pudo observar que los valores

de porosidad en las celdas del modelamiento generado con la relación de los Grids con la ausencia del pozo 12, son aproximados a los del modelo SG, representando de buena forma la disposición de esta propiedad en la arena B, este primer examen visual se puede apreciar mejor en la Fig. 13.

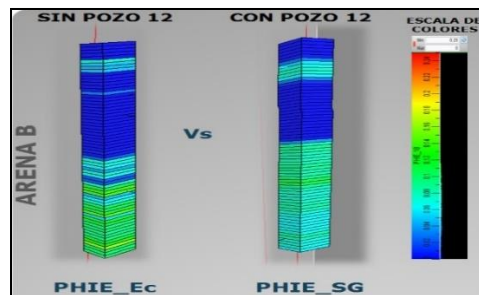


Fig. 13 Blind test de PHIE\_Ec. Vs PHIE\_SG en la arena B

El valor obtenido en modelamiento que relaciona los grids (PHIE\_Ec.) al cual se ejecutó el Blind Test dio como resultado una porosidad efectiva del 5,6% y para el modelamiento secuencial Gaussiano (PHIE\_SG) el resultado obtenido de la propiedad fue del 7% (el valor real existente), lo que significó un porcentaje de error del 20% que es un valor oportuno para el análisis teniendo en cuenta que los datos en las celdas del modelamiento PHIE\_Ec son supuestos debido a que no existe información incuestionable en esas celdas a diferencia del modelo PHIE\_SG.

#### E. Resultados del análisis Blind Test Arena D

Debido a que los pozos del campo son direccionales las coordenadas en (x, y) para las celdas que atraviesa el pozo 12 en la arena D son las mismas del primer intervalo, derivando que las coordenadas en z sean las únicas que presenten variación, para esta arena se identificó un número total de 75 celdas en vertical las cuales van del número 72 al 147. A continuación, se presenta gráficamente en la Fig. 14 como interpretó el blind test realizado al modelamiento de PHIE\_EC versus los valores reales de estas celdas observadas desde el modelo PHIE\_SG.

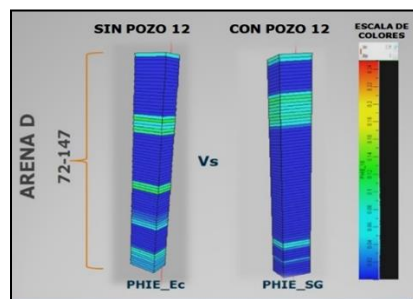


Fig. 14 Blind test de PHIE\_Ec. Vs PHIE\_SG en la arena D

El análisis en las celdas de los dos modelos refleja valores promedios casi idénticos es así que para los dos resultados obtenidos solo hubo una diferencia de 0.003 entre ambos.



Aunque los valores de porosidad efectiva para esta arena en el pozo 12 son muy bajos, este no es un dato de gran importancia para el análisis debido a que este estudio no busca encontrar cual es la arena con mejor porosidad efectiva, sino analizar el comportamiento de los valores de esta propiedad en los dos modelos estudiados.

#### F. Análisis del Blind Test para el plano en $j$

La selección del mejor pozo para este plano se determinó realizando un análisis similar al plano en  $i$ , es decir el pozo a elegir debe tener calculado el perfil PHIE y además de esto también se debe considerar que este tenga dos pozos contiguos que se relacionen bien desde un plano en  $j$ . De esta forma se determinó que el pozo número 19 es el más indicado para el análisis, los pozos cercanos a este son el número 6 y 18, a continuación, la Fig. 15 expone la ubicación de estos en el campo.

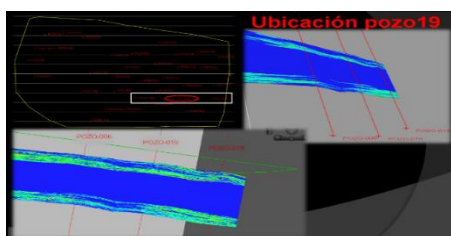


Fig. 15 Ubicación del pozo 19 en el Campo Santa Elena

#### G. Resultados del análisis Blind Test Arena B

Las coordenadas de las celdas de interés, es decir, las que atraviesa el pozo número 19 en la arena B correspondieron al número 165 y 169 para (x, y) respectivamente y la variación de las celdas en z debido a que B es la arena más superficial en la grilla concernió a las primeras 70 de la vertical. En la Fig. 16 se puede observar que el blind test realiza una buena representación de la propiedad evaluada en las celdas de tal forma que las dos modelos presentan bastante similitud, sin embargo, es necesario indicar que en la parte inferior de las celdas el modelo PHIE\_Ec no muestra algunos valores existentes en el modelo PHIE\_SG, por lo que es de esperarse que en los promedios evaluados de las celdas en los dos modelos exista una pequeña divergencia.

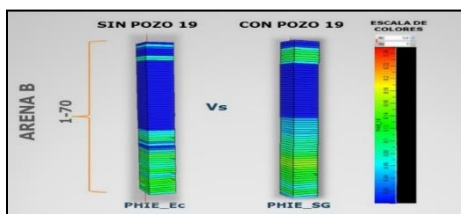


Fig. 16 Blind test de PHIE\_Ec. Vs PHIE\_SG en la arena B

El resultado final expuso una porosidad promedio para las celdas del modelo PHIE\_Ec de 3.6% y del 5% para el modelo PHIE\_SG, demostrando que los resultados que genera el blind

test presentan bastante semejanza con los datos reales y determinando que este tipo de modelamiento es confiable.

#### H. Resultados del análisis Blind Test Arena D

Como es conocido debido a la verticalidad del pozo las coordenadas (x, y) en la grilla para este intervalo son las mismas que las de la arena B siendo las celdas en vertical las únicas que exteriorizan variación, la cual corresponde a la trayectoria comprendida entre las celdas número 72 a la 147 lo que significó un total de 75 celdas en la vertical. Analizando visualmente las filas de celdas de los dos modelos se puede notar gratificadamente que el Blind test PHIE\_Ec reproduce con bastante exactitud la distribución de porosidad efectiva presentando cuatro regiones donde la propiedad alcanza valores importantes a la misma altura que el modelamiento PHIE\_EC, esta descripción se visualiza en la Fig. 17.

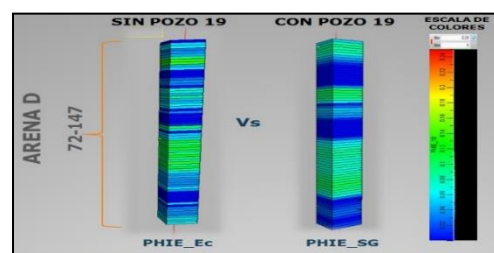


Fig. 17 Blind test de PHIE\_Ec. Vs PHIE\_SG en la arena D

El producto del análisis nos proporcionó resultados positivos, es así que la diferencia entre los valores promedios de las celdas de los dos modelos fue de 0.005. Para PHIE\_Ec se calculó una porosidad efectiva promedio de 0.049 que en valores porcentuales es 4.9% un dato muy aproximado al porcentaje original de esta propiedad analizado de las celdas del modelo PHIE\_EC el cual indica una porosidad del 4.4%.

## IV. CONCLUSIONES

El software Decision Space permite una estimación petrofísica acertada en todos los pozos evaluados, gracias a esto se ha podido elaborar modelos estáticos de distintas propiedades con valores muy cercanos a la realidad, las propiedades petrofísicas evaluadas fueron volumen de arcilla (VSH), porosidad del registro density (PHID) y porosidad efectiva de la formación (PHIE), estas fueron generadas como curvas output dentro del software, los registros eléctricos que intervienen en los cálculos petrofísicos de este proyecto son los siguientes:

- Registro Gamma Ray **GR**
- Registro de Densidad de formación **RHOB**
- Registro de porosidad Neutrónica **NPHI**

Los valores de volumen de arcilla para varios intervalos de los pozos evaluados reflejaron variaciones muy marcadas, esto debido a la transición en la deposición de los cuerpos del yacimiento ya que es común encontrar rocas que presenten variabilidad entre, arenas con buenas cualidades de reservorio

y rocas que no tienen atributos de reservorio. Para esquematizar la geometría del yacimiento del campo Santa Elena se construyó una malla geoestadística de alta resolución la cual está constituida por un total de 5'376.231 celdas distribuidas areal y verticalmente, de esta manera para la dirección **X** se cuenta con 219 celdas, en **Y** 167 y en la vertical un total de 147, adicionalmente se expone que las dimensiones areales en cada celda son de 75x75 pies y el espesor de estas varía según el intervalo del yacimiento, a continuación la siguiente tabla explica cómo se disponen las celdas verticales para los tres intervalos.

DEFINICIÓN VERTICAL DE LA MALLA DEL CAMPO SANTA ELENA

Unidad	Nº Capas	Espesor Promedio
Arena B	70	0.959
Arena No Reservorio	1	178.495
Arena D	76	1

Los modelos estáticos elaborados para este análisis fueron:

- Modelo de porosidad primaria del registro Density
- Modelo de porosidad primaria del registro neutrón
- Modelo de Volumen de Arcilla
- Modelo de porosidad efectiva del perfil PHIE
- Modelo de porosidad efectiva producto de la relación de Grids

El modelamiento de porosidad efectiva producto de la relación de Grids presento gran similitud con respecto al modelo generado con el algoritmo secuencial Gaussiano, y esto se pudo apreciar mejor en las comparaciones realizada en los planos **k**, **i** y **j**. Además desde el plano en **K** se evidencio para el modelo PHIE\_Ec una dirección preferencial de los datos a 45°, la misma que se estableció para el modelo PHIE\_SG después de realizado el elipse de anisotropía de esta propiedad. Los resultados del Blind test realizado al modelo PHIE\_Ec expusieron respuestas muy similares a los valores son reales de las celdas de las cuales se tiene conocimiento por el modelo PHIE\_SG, la tabla que se muestra a continuación muestra el resumen de esta comparación en la tabla III.

RESULTADOS GENERALES DEL BLIND TEST

BLIND TEST PLANO <i>i</i>			
Intervalo	Phie_Ec.	Phie_Sg	Diferencia
Arena B	0.056	0.07	0.014
Arena D	0.018	0.015	0.003
BLIND TEST PLANO <i>j</i>			
Intervalo	Phie_Ec.	Phie_Sg	Diferencia
Arena B	0.036	0.057	0.021
Arena D	0.049	0.044	0.005

El análisis tridimensional en general demostró con pruebas fehacientes que efectivamente este tipo de modelamiento refleja

datos reales y precisos en lo referente a distribución de la propiedad como direccionamiento preferencial de los datos, de tal manera que se puede afirmar que la información proporcionada de estos modelos estáticos es confiable.

## REFERENCIAS

- [1] K. Escobar-Segovia, R. Erazo-Bone, F. Chuchuca-Aguilar, Y. Murillo y F. Solórzano, «Análisis multivariable para la selección de las mejores zonas productivas de la formación Santo Tomás, sección 68, campo Gustavo Galindo Velasco.» *Fuentes el Reventon Energetico*, vol. 17, nº 1, pp. 47-54, 2019.
- [2] R. Erazo-Bone, F. Chuchuca-Aguilar y K. Escobar-Segovia, «New challenges in construction and production prediction using multilateral well to develop Ecuadorian oilfield in environmental sensitive areas,» de *Society of Petroleum Engineers - SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference*, Port of Spain, 2016.
- [3] R. Erazo-Bone, K. Escobar-Segovia, D. Arcentales-Bastidas, X. Vargas-Gutiérrez, Á. Arreaga-Arévalo y A. Román-Aguilar, «Optimization of the drilling parameters in low angle wells by the application of statistical analysis,» de *Proceedings of the LACCEI international Multi-conference for Engineering, Education and Technology*, Montego Bay, 2019.
- [4] M. Díaz-Viera, *Modelación integral de yacimiento petroleros*, Mexico: Instituto Mexicano del Petróleo, 2005.
- [5] J. Sanchez-Rial, K. Mykietiuik y J. Reynaldi, «Modelado 3D Condicionado A La Sismica Estudio De Caso: Reservorios En La Formacion Rayoso Yacimiento Aguada Chivato-Bocarey Cuenca Neuquina,» *European Association of Geoscientists & Engineers*, 2010.
- [6] C. Portilla-Lazo, P. Domínguez-Suarez, K. Escobar-Segovia y M. Bermeo-García, «Facies Simulation Model Construction Implementing Lithological Logging For The Sacha Field Formations,» *Journal of Pharmaceutical Negative Results*, vol. 13, pp. 1424-1441, 2022.
- [7] K. Escobar-Segovia, R. Erazo-Bone, C. Portilla-Lazo, D. Arcentales-Bastidas, F. Chuchuca-Aguilar, D. Cedeño-Macias, A. Herrera-Mendoza y E. Uguña-Guachilema, «New challenge to optimize wells drilling using the geomechanical model design,» de *Proceedings of the LACCEI international Multi-conference for Engineering, Education and Technology*, Lima, 2018.
- [8] D. Cedenó, A. Alvarez, J. Fuentes, C. Portilla, V. Machare, R. Erazo, K. Escobar y R. Cedeño, «New insight to apply azimuthal geosteering,» de *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, Buenos Aires, 2017.
- [9] C. Rojas-Suárez, «Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la zona c-formación mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira,» Universidad Nacional de Colombia, 2011.