

Construcción de registros eléctricos de pozos del campo “Shushufindi” mediante inversión dinámica de datos en modelos geoestadísticos

Construction of electrical logs for wells in the “Shushufindi” field using dynamic data inversion in geostatistical models

Carlos Portilla-Lazo¹, Master; Richard Baque-Alejandro¹, Ing.; Danilo Arcentales-Bastidas², Master; Kenny Escobar-Segovia, Master²; Cristián Álvarez-Domiguez¹, Ing.; Marco Bermeo-García¹, Master

¹Universidad Estatal Península de Santa Elena, Santa Elena-Ecuador, cportilla@upse.edu.ec, calvarez@upse.edu.ec, rich083@hotmail.com, mbermeo@upse.edu.ec

²Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil - Ecuador, daanarce@espol.edu.ec, kescobar@espol.edu.ec

Resumen– El presente trabajo tiene como objetivo obtener curvas de registros eléctricos de pozos que no poseen información a partir de modelos simulados de facies y propiedades petrofísicas generados mediante el uso de datos de pozos vecinos empleando un software de la industria petrolera. Para dicho propósito se cuenta con 15 pozos del campo Shushufindi de la cuenca Oriente ecuatoriana con información de wellheaders, topes de formación, surveys y registros eléctricos (3 de ellos no poseen topes de formación ni registros eléctricos). Esta información es suministrada a través de las plataformas Decision Space Geoscience y Openworks las cuales permiten el análisis a través de sus ventanas de cubo 3D, mapa 2D, secciones sísmicas, correlaciones de pozos, etc., y a su vez generaron superficies, marcos estructurales, malla geoestadística, curvas de proporción vertical y finalmente los modelos de facies (utilizando algoritmo de simulación plurigaussiana) y propiedades petrofísicas (utilizando algoritmo secuencial gaussiano). Como resultado se generó el cálculo volumétrico con el cual se estima la mejor realización usando índices de probabilidad para reproducir modelos de todos los registros de pozos existentes. De este modo se realizó el proceso de inversión dinámica y se obtuvo el set de registros completos en los pozos carentes de información. Como complemento mediante interpretación petrofísica se determinaron los topes de formación en dichos pozos y se realizó una correlación general del campo.

Palabras Claves. - Caracterización de yacimientos, Geoestadística, Plurigaussiano, Variograma.

Abstract. - The objective of this work is to obtain curves from electrical registers of wells that do not have information from simulated models of facies and petrophysical properties generated by using data from neighboring wells using software from the oil industry. For this purpose, there are 15 wells in the Shushufindi field of the Ecuadorian East basin with information on wellheaders, formation caps, surveys and electrical records (3 of them do not have formation caps or electrical records). This information is provided through the Decision Space Geoscience and Openworks platforms which allow analysis through their 3D cube windows, 2D map, seismic sections, well correlations, etc., and in turn generated surfaces, structural frames, geostatistical mesh, vertical proportion curves and finally the facies models (using multigaussian simulation algorithm) and petrophysical properties (using gaussian sequential algorithm). As a result, the volumetric calculation was generated with which the best performance is estimated using probability indices to reproduce models of all existing well logs. In this way, the dynamic investment process was carried out and the complete set of records was obtained in the wells lacking information. As a complement, by means of petrophysical interpretation, the formational caps in these wells were determined and a general correlation of the field was made.

Keywords. - Geostatistics, Reservoir characterization, Plurigaussian, Variogram.

Digital Object Identifier (DOI):
<http://dx.doi.org/10.18687/LACCEI2021.1.1.27>
ISBN: 978-958-52071-8-9 ISSN: 2414-6390

I. INTRODUCCIÓN

Los campos petrolíferos maduros del Ecuador, como el complejo Shushufindi ubicado en la región amazónica ecuatoriana o Cuenca Oriente es un campo de vital importancia económica para la región debido a que aporta gran cantidad en la producción total, este campo posee un POES (Petróleo Original en Sitio) de 3700 millones de barriles de crudo y fue descubierto en el año 1969 [1].

La utilización de registros eléctricos de pozos en las etapas de exploración o desarrollo en los campos permiten la interpretación de las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad, volumen de arcilla, saturación de agua) de los yacimientos en sus unidades productoras, ya que la determinación de estos parámetros influye directamente en la proyección de reservas en la exploración y producción de pozos [2]. Por lo general cada pozo cuenta con un set de registros primarios (Gamma Ray GR, Potencial Espontáneo SP, Resistividad Medida RESM, Densidad RHOB, Sónico DT, Neutrón NPHI, etc) que permiten generar modelos de propiedades petrofísicas implementando metodología geoestadística [3].

La caracterización de yacimientos mediante 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 [4]; además, constituye una pieza fundamental en el que se utilizan los registros eléctricos. Revisando trabajos previos, autores como Chango y Cerón [5] aplican la metodología para construir un modelo estático y dinámico. Bauque [6] construye un modelo estático utilizando algoritmo de simulación Plurigaussiano. Ganan [7] realiza el modelamiento geoestadístico aplicando algoritmo secuencial indicador. Portilla [3] aplica dos algoritmos de simulación para escoger la mejor reproducción de modelos. Además, diversos autores han construido modelos estáticos de yacimientos usando la plataforma Stanford Geostatistical Modeling Software (SGEMS) donde no se especifica que se halla adjuntado un modelado de facies [8]. Con base a esta revisión, el presente trabajo construirá modelos en pozos que tengan registros eléctricos existentes y luego usará esos modelos para generar los mencionados registros en los pozos que no posean información utilizando la técnica de inversión dinámica de datos [8] [9].

La geoestadística se la puede definir como una técnica que toma en consideración la correlación espacial de las variables muestreadas para mediante técnicas de interpolación estimar los valores de las variables en las regiones no muestreadas [10]. Además, utiliza procedimientos de estimación geoestadísticos, conocidos como "krigeado", que permiten la realización de las "mejores interpolaciones" en aquellos lugares donde no se conoce la magnitud del atributo investigado [11].

La aplicación de la metodología geoestadística aparte de la industria hidrocarburífera puede abarcar distintas áreas: como la geología, minas, hidrología, salud, ambiente, etc., además como ciencia es una combinación de varias disciplinas como la estadística, matemáticas, geología, minas. La geoestadística surgió como necesidad para dar respuestas a problemas relacionados a, la estimación de recursos en una explotación de yacimientos mineros (desarrollado principalmente a inicios de los años 80) [12, 13].

La disponibilidad de datos con que se cuenta para el flujo de trabajo influye en los resultados tomando en consideración el tamaño

anticipado de recursos y las características generales de los yacimientos [14]. La metodología que utilizan varios autores durante décadas ha sido preservada y ha sido adaptada tomando en cuenta los desarrollos tecnológicos de cada época [15].

Las técnicas de modelamiento geoestadístico son cada vez más utilizadas para la caracterización de yacimientos y ha permitido generar modelos de mayor tamaño hasta incrementar el detalle litológico del yacimiento [16], debido a la múltiple variedad de plataformas (softwares o programas) comerciales que cuentan con las herramientas adecuadas para la aplicación de esta metodología. Sin embargo, en la mayor parte de los casos aún no se cuenta con una metodología integrada y sistemática para guiar todo el procedimiento para la simulación de propiedades petrofísicas de un campo a partir de información de diferente naturaleza, los cuales se obtienen a diferentes escalas del yacimiento [17].

La evaluación de la base de datos se realiza como control de calidad para identificar presencia de datos anómalos, los histogramas de frecuencia deben mantener una normal distribución o cercana a ella; de no ser el caso se deben eliminar o hacer transformación de valores atípicos [18] [19]. Se acepta el hecho de que la correlación espacial de las variables o propiedades de un yacimiento estén sujeta a incertidumbre, por lo que la geoestadística se debe manejar de forma estocástica, es decir, generar varias reproducciones. Anteriormente dicho hecho mantenía cierta resistencia, principalmente por ingenieros de campo que se especializan para trabajar de forma determinística [20].

El objetivo de este estudio consiste en obtener curvas de registros eléctricos de pozos que no poseen información a partir de modelos simulados de facies y propiedades petrofísicas generados mediante el uso de datos de pozos vecinos empleando un software de la industria petrolera.

II. METODOLOGÍA DEL MODELAMIENTO

El desarrollo de un proyecto de modelamiento geoestadístico de variables se lleva a cabo mediante diferentes etapas. En esta sección se explica las etapas principales que conllevan a generar modelos 3D simulados de yacimientos, en el cual se parte desde el reconocimiento del campo, subida de datos de campo a software especializado, aplicación de metodología o algoritmo de simulación y reproducción de varias realizaciones de modelos de variables continuas y categóricas según el tipo de datos de entrada y de resultados requeridos.

El modelo geoestadístico se forma a partir de los modelos estructural, estratigráfico – sedimentológico y petrofísico los cuales permiten generar simulaciones usando perfiles eléctricos y obtener los datos en los pozos en los cuales no existe información utilizando la inversión dinámica de datos. En ese sentido, la integración de datos sísmicos y registros de pozo, una de estas técnicas y quizás la más utilizada por su efectividad, es la geoestadística [21].

A. Principios generales del modelamiento

La base de datos necesaria para empezar una fase de simulación estática de yacimientos parte de información que se puede clasificar en datos sísmicos, datos petrofísicos y datos geológicos. Resumiendo, el proceso de caracterización de yacimientos tiene como objetivo construir un modelo del yacimiento, lo más realista

posible, incorporando toda la información disponible [22]; toda la información reunida es procesada por varios especialistas en cada una de estas áreas, luego es unificada para formalizar el modelo geoestadístico del campo.

Para generar el modelo geoestadístico se deben integrar los modelos petrofísicos, estructural y el estratigráfico – sedimentológico, en efecto, la geoestadística ha permitido generar modelos de mayor tamaño hasta incrementar el detalle litológico del yacimiento, con la ayuda de análisis multivariantes [23] [24] [25]; a partir de aquí se procede con la construcción de una malla 3D, definición de litofacies, análisis de curvas de proporción vertical, variografía, construcción de elipses de anisotropía para poder obtener los modelos de facies (variable categórica) y de las propiedades petrofísicas (variables continuas), de esta manera se obtiene el modelo estático del campo.

B. Modelamiento de Facies

La metodología para obtener el modelo de facies consistió en emplear los variogramas de las litofacies sedimentarias presentes en las formaciones evaluadas, la malla 3D del campo, el tipo de ambiente de depósito de cada unidad productora y las curvas de proporción vertical. De esta manera se obtienen cierto número de realizaciones de las cuales se escoge la mejor utilizando índices de probabilidad de datos.

El tipo de variables que se aplica en la simulación de facies es el de una variable categórica; es decir que se debe especificar una categoría o un atributo (en este caso las litofacies). El software de modelamiento Decision Space Geoscience (DSG), que pertenece a una licencia educativa otorgada por la empresa Halliburton, permite implementar tres diferentes algoritmos de simulación, el secuencial indicador (SIS), el gaussiano truncado (TGS) o el de simulación plurigaussiano. Para el presente trabajo se aplicó el algoritmo de simulación plurigaussiano debido a que es el que mejor se adapta al tipo de información que se tiene de entrada.

1) Algoritmo de Simulación Plurigaussiano

En la definición de litotipos es recomendable trabajar con varias gaussianas para obtener más flexibilidad de las unidades geológicas del yacimiento. Por lo tanto, se aplica la siguiente condición: [26]

$$I(x; y_1, 2) = \begin{cases} 1 & \text{si } Y_1(x) < y_1 \\ 2 & \text{si } Y_1(x) \geq y_1 \text{ e } Y_2(x) < y_2 \\ 3 & \text{si } Y_1(x) \geq y_1 \text{ e } Y_2(x) \geq y_2 \end{cases}$$

La importancia que presenta este algoritmo de simulación influye en el modelo de variograma que tenga cada variable gaussiana. Para facilitar la inferencia de parámetros que afecten la distribución espacial, en la práctica se suele limitar el número de datos y se trabaja simplemente con dos variables gaussianas independientes.

El algoritmo plurigaussiano requiere definir:

a) *Los variogramas de las gaussianas:* tomando en cuenta los variogramas cruzados y simples los cuales influyen en los indicadores de cada formación geológica.

b) *Modo de truncación:* o bandera de truncación, la cual influye en las jerarquías de los contactos de las formaciones geológicas.

c) *Umbrales:* estos influyen en la proporción del espacio que ocupa cada formación geológica.

Las fases para el modelamiento con el algoritmo plurigaussiano son:

- Inferir a partir de la información los parámetros de cada modelo (variograma de las gaussianas, umbrales).
- Realizar la simulación en los sitios de muestreo de las funciones aleatorias gaussianas condicionadas por los datos. (Muestreador de Gibbs).
- Realizar la simulación en el espacio restante de las funciones aleatorias utilizando el método de las bandas rotantes o el secuencial gaussiano.
- Y por último aplicar las banderas de truncación. [26]

2) Modelamiento de Propiedades Petrofísicas

Los modelos petrofísicos, son las técnicas más usadas en la industria del petróleo a la hora de predecir propiedades de Volumen de Arcilla (VCL) y Porosidad Efectiva (PHIE) [27]. El modelo de propiedades petrofísicas se crea usando los perfiles eléctricos de los parámetros petrofísicos del campo, por ejemplo: la porosidad, volumen de arcilla, permeabilidad, saturación de agua, etc., este tipo de variables son del tipo continuas, es decir; es del tipo cuantitativo el cual puede asumir incontable número de valores.

Estos modelos se condicionan a los modelos de facies existentes y el variograma toma relevancia dependiendo cada propiedad a ejecutar. Se suele aplicar el algoritmo de secuencia de simulación gaussiana o el de bandas rotantes y se obtienen múltiples realizaciones para poder escoger la mejor mediante análisis probabilístico.

C. Descripción del campo a modelar

Para el presente trabajo se utilizó información de 15 pozos pertenecientes al complejo Shushufindi ubicado en la región amazónica de la República del Ecuador; por efecto de protección de la información se describe cada pozo generalizando el campo hidrocarbúfero como Campo Oriente y los pozos se numeran del 001 al 015. El objetivo es encontrar información mediante la inversión dinámica de datos en los pozos Oriente 005, Oriente 010 y Oriente 013, debido a que no se encontraron datos de registros eléctricos ni de topes de formación de estos pozos [28].

El área de la región que se va a modelar comprende una extensión aproximada de 201'156785 pies² tomando como referencia la parte sur – centro de la provincia ecuatoriana de Sucumbíos, las formaciones productoras que se van a tomar en cuenta son las areniscas U Inferior y T Inferior debido a dos motivos: poseen gran cantidad de información y son las arenas más productivas de todo el campo.

D. Análisis de la información disponible

Los datos de entrada tienen que pasar por un proceso inicial de recopilación y organización; luego de esto, se procede a clasificar la información para integrarla en el software de modelamiento. Esta información consta de wellheaders, topes de las formaciones, surveys, registros eléctricos e información adicional

Los registros eléctricos se obtienen para cada pozo en formato. LAS; estos se cargan al software por medio de la herramienta “Log Curves” de la plataforma “Openworks” que es la que administra la información que se genera en el Decision Space Geoscience (DSG).

El set de registros con el que se trabajó se muestra en la figura 1 donde se visualizan los datos del pozo Oriente 1, desde una ventana llamada “Well Correlation” del DSG, esta permite editar el diseño de cada registro para permitir al usuario una mejor interpretación en la evaluación de pozos; de izquierda a derecha se tienen los registros separados por columnas o tracks, en el primero se muestra la litología, el siguiente tiene los registros de Potencial Espontáneo (SP) y Gamma Ray (GR), el siguiente track muestra la resistividad profunda (RESM), luego están los de porosidad el Density (RHOB), Neutrón (NPHI) y Sónico (DT), el siguiente track muestra el de Perforaciones, luego los cuatro últimos presentan el de Porosidad Efectiva (PHIE), Permeabilidad (Kh), Saturación de agua (Sw) y Contenido de arcilla (Vsh) en ese orden.

Además, en el set de registros de la figura 1 se pueden visualizar los topes y bases del pozo Oriente 001, de color verde el Tope U inferior, de color celeste la Base U inferior, de color rojo el Tope T Inferior y de color morado la Base T Inferior.

Se construyeron 20 realizaciones de los modelos de facies y de propiedades petrofísicas considerando el estudio variográfico, elipses de anisotropía, curvas de proporción vertical, ambientes de deposición y la malla geostatística construida, para el modelo de facies se implementó el algoritmo de simulación plurigaussiana y para las propiedades petrofísicas (porosidad efectiva y saturación de agua) el algoritmo secuencial gaussiano.

Se estimó un cálculo de reservas para las 20 realizaciones obtenidas de todos los modelos simulados mediante los cuales se construyeron curvas de índice de probabilidad vs POES dando como resultado que las mejores realizaciones fueron la R-19 para la formación U Inferior y la R-17 para la formación T Inferior.

Se simularon modelos de propiedades petrofísicas para los perfiles eléctricos que no se habían tomado en cuenta utilizando la R-19 en la formación U Inferior y la R-17 en la formación T Inferior para obtener los sets de registros completos en los pozos Oriente 005, Oriente 010 y Oriente 013.

Se aplicó la técnica de inversión dinámica de datos en los pozos con los datos incompletos para reproducir el set de registros, a partir de estos se establecieron topes y bases de las formaciones mediante análisis petrofísico, finalmente se presentaron los resultados obtenidos en las figuras 10, 11 y 12 de los pozos Oriente 005, Oriente 010 y Oriente 013 y una correlación de pozos del campo Oriente en la figura 13.

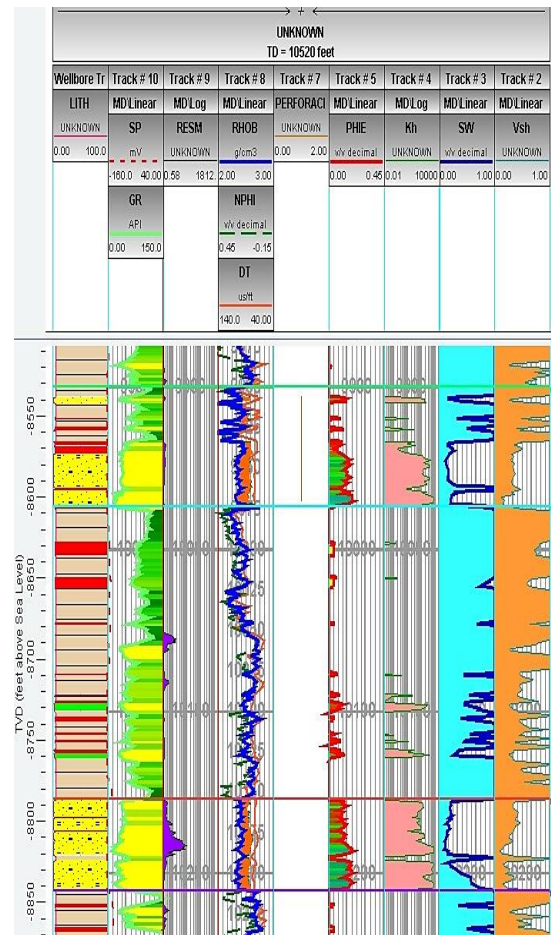


Figura 1. Set de registros del pozo Oriente-001

Una vista más generalizada de todos los pozos se puede apreciar en la figura 2, en la cual se muestra el set de registros de todos los pozos ordenados del 001 al 015 (contado de izquierda a derecha) con sus respectivos topes de formación excepto el Oriente 005, Oriente 010 y Oriente 013 que es donde se simularán los resultados y se extrapolarán mediante la inversión dinámica.

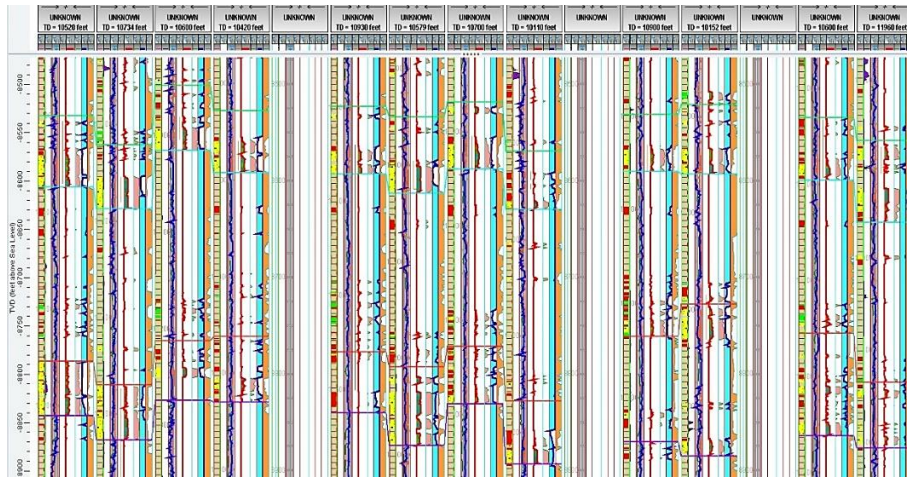


Figura 2. Correlación de pozos del Campo Oriente (Referencia)

E. Distribución de pozos

Con los datos de wellheaders y surveys se pueden visualizar los pozos en un cubo tridimensional (figura 3) o en un mapa bidimensional, en la imagen se observa que los pozos se encuentran distribuidos en cuatro diferentes pads A, B, C y D.

En el pad A se ubican los pozos Oriente 001, Oriente 002, Oriente 003, Oriente 004, Oriente 005 y Oriente 006, el pad B contiene los pozos Oriente 007 y Oriente 008, el pad C con los pozos Oriente 009 y Oriente 010, y el pad D los pozos Oriente 011, Oriente 012, Oriente 013, Oriente 014 y Oriente 015. La distribución de pozos se visualiza en la Figura 3:

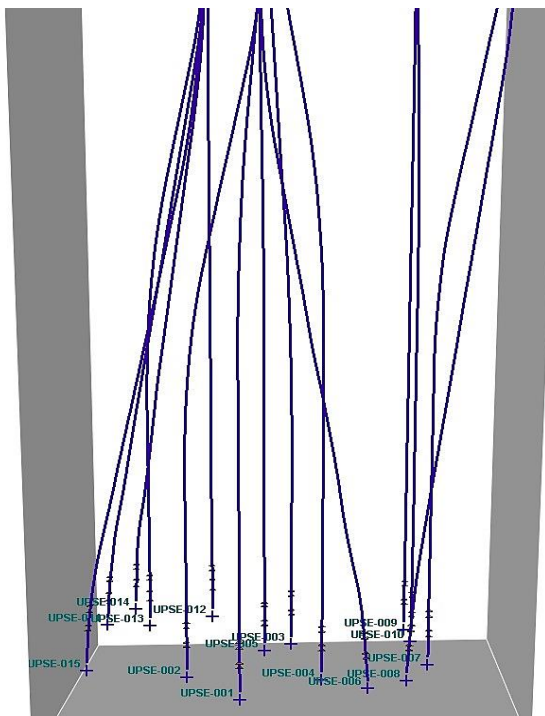


Figura 3. Vista 3D de la distribución de pozos del Campo Oriente (Referencia)

F. Superficies del campo

Las superficies se crean a partir de los topes de las formaciones de cada pozo, pueden también generarse en el caso de existir mapas estructurales o mapas en tiempo y profundidad. Aplicando la herramienta “Grid and contour” se formaron las superficies de cada tope de las formaciones utilizando la región que conforma los linderos del campo como un área de interés o área de polígono.

Este proceso es importante debido a que permite generar marcos estructurales o “frameworks” que son los intervalos que hay entre las formaciones productoras y no productoras en las cuales se puede descartar los rangos donde no es necesario el modelamiento. En la figura 4 se muestra un ejemplo de la construcción de una superficie utilizando el Tope_U_Inferior, la escala de colores de la parte izquierda muestra la profundidad a la que se encuentra esa superficie en distintas zonas.

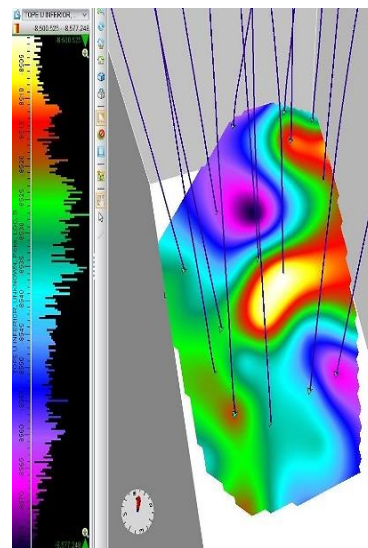


Figura 4. Superficie a partir del Tope_U_Inferior

G. Malla Geoestadística del Campo

La malla geoestadística constituye un conjunto de celdas en las coordenadas X, Y y Z que es donde se van a poblar las variables continuas y categóricas que se van a modelar. En la Tabla I se muestra los datos de entrada para generar una malla geoestadística.

TABLA I
DATOS DE ENTRADA DE LA MALLA GEOESTADÍSTICA
(REFERENCIA O FUENTE)

Intervalo	Estilo de Capas	Número de capas	Espesor de capas (PIES?)
1	Proporcional	132	0.50
2	Proporcional	1	185.67
3	Proporcional	156	0.50

Como se visualiza en la malla se produjeron por "default" tres intervalos, el intervalo 1 corresponderá a la arenisca U Inferior y se formó con las superficies de Tope_U_Inferior y Base_U_Inferior, el intervalo 2 se creó con las superficies de Base_U_Inferior y Tope_T_Inferior pero no se va a tomar en cuenta este intervalo para el modelamiento, y el intervalo 3 va a pertenecer a la arenisca T Inferior y se formó a partir de las superficies de Tope_T_Inferior y Base_T_Inferior, además para los intervalos 1 y 3 se escogió un espesor de capas de 0,5 ft, mientras que para el intervalo 2 como no tiene importancia es una sola capa que ocupa todo su espesor.

En cuanto al tamaño de las celdas en las coordenadas X y Y se utilizó un tamaño de 100 x 100 ft, de esta manera se da un total de 135 celdas en la coordenada X y 87 celdas en la coordenada Y, multiplicando esto por el total de capas que es de 289 da un total de 3'394,305 celdas que conforman la malla geoestadística.

La figura 5 presenta una vista de la malla tridimensional en la parte superior, en la parte inferior izquierda está la malla de la arenisca U Inferior y en la parte inferior derecha de la gráfica está la malla de la arenisca T Inferior.

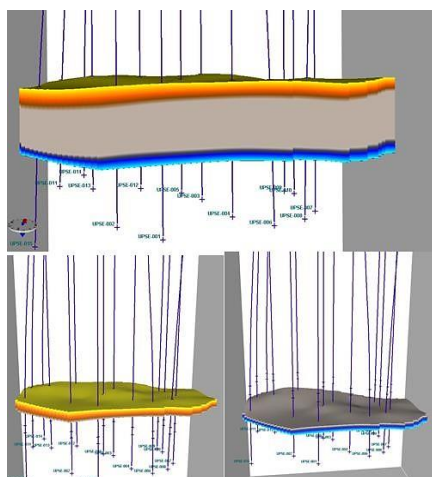


Figura 5. Malla geoestadística del campo Oriente

H. Definición de litofacies

Las litofacies representan una subdivisión de las formaciones estratigráficas que se diferencia de las facies por su textura, tamaño, granulometría, el ambiente de depósito al que ha estado expuesto, etc., en las formaciones presentes en el campo Oriente que se van a modelar se identificaron cinco

litofacies distintas las cuales se clasificaron por un código y un color que represente a cada una de ellas como se muestra en la Tabla II.

TABLA II
CÓDIGOS DE LITOFACIES DE LAS FORMACIONES DEL CAMPO ORIENTE

Código de litofacie	Nombre	Color
1	Arenisca	Yellow
2	Arena media	Orange
3	Arena gruesa	Red
4	Caliza	Blue
5	Lutita	Grey

El software DSG por default nos arroja una gráfica de distribución de las litofacies en cada intervalo. En la figura 6 se observa para el intervalo 1 y 3 buenas proporciones de arena, el intervalo 2 no muestra calidad de arena, por este motivo dicho intervalo quedó descartado para el modelamiento de sus variables.

Bar Chart of Lithotype by Interval

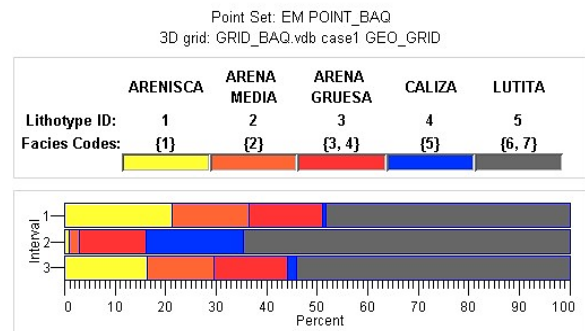


Figura 6. Distribución de litofacies en cada intervalo

G. Análisis de las Curvas de Proporción Vertical

Las curvas de proporción vertical (CPV) permiten un control de calidad tomando la información de las litofacies distribuidas a nivel de profundidad de cada unidad estratigráfica con el objeto de visualizar a que rango se encuentra la mejor calidad de arena de cada formación.

En la figura 7 se muestra la curva de proporción vertical para la arenisca U Inferior (recuadro principal), además la distribución de la litología en cada pozo; en ella se observa que la parte superior del intervalo tiene menos influencia de las arenas y más lutita, en la parte inferior de este intervalo se reúnen las arenas más limpias, es decir, las zonas donde es más factible cañonear para producir.

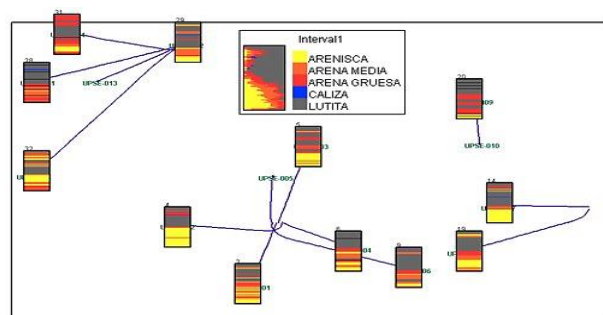


Figura 7. CPV de la Arenisca U Inferior

De igual manera la figura 8 muestra las CPV del intervalo 3 (arenisca T Inferior), en esta formación se observa una

distribución casi uniforme de las litofacies a lo largo de todo el intervalo, solo incrementa un poco el porcentaje de arenisca en la parte inferior del intervalo.

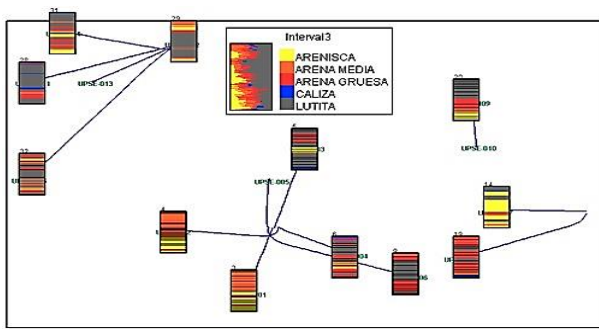


Figura 8. CPV de la Arenisca T Inferior

H. Análisis variográfico

Los variogramas representan la distribución espacial de las variables o una función aleatoria representada numéricamente. Se alcanza el rango del variograma cuando su meseta se estabiliza y este permanece constante; los rangos que se calculan es en las direcciones de 0°, 45°, 90°, 135° y también en la vertical, se debe adaptar un modelo de variograma el cual puede ser esférico, exponencial, gaussiano.

En el estudio de este campo se obtuvieron los rangos de los variogramas para las formaciones productoras U Inferior y T Inferior, de cada litofacie donde se toma en cuenta otros parámetros como lag, tolerancia de lag, tolerancia angular, ancho de banda, etc.

I. Construcción de las Elipses de Anisotropía

Las elipses de anisotropía es una representación de un diagrama de rosa donde se tienen diferentes valores diferentes en cada dirección por lo tanto tiene una tendencia u orientación de cierta propiedad, en este caso con el resultado que se obtuvo de los rangos de los variogramas se asume el mismo valor de rango para las direcciones 0° y 180°, 45° y 225°, 90° y 270°, 135° y 315.

Cada litofacie muestra una orientación o un arrastre sedimentológico diferente, pero algunas de ellas muestran

tendencia en la dirección NO a N o en el rango de las direcciones de 135° a 0°.

J. Modelamiento Geoestadístico de Facies

Se construyeron 20 realizaciones del modelo de facies utilizando el algoritmo de simulación plurigaussiano (PS), escogiendo las banderas o ambientes sedimentarios para cada litofacie y condicionando dichas litofacies a los modelos de variogramas creados.

Las realizaciones de la simulación de facies para la formación U Inferior y T inferior, en cada formación se colocó un nivel o capa para visualizar como se reprodujeron todas las realizaciones a dicho nivel, en el caso de la U Inferior a la capa 80 y en el caso de la T Inferior a la capa 215.

K. Modelamiento de propiedades petrofísicas

El modelo de propiedades petrofísicas se construyó condicionando los modelos de facies creados anteriormente, se reprodujeron de igual manera 20 realizaciones de los modelos de porosidad efectiva y de saturación de agua, con el objeto de obtener un cálculo volumétrico o de reservas.

El algoritmo que se aplicó en estos casos fue el secuencial gaussiano; y se presentan los modelos de porosidad y saturación de agua reproducidos al mismo nivel o capa que se hizo para el modelo de facies (80 en U Inferior y 215 en T Inferior).

III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A. Selección de la mejor realización

Para obtener un análisis probabilístico de todas las realizaciones se debe realizar el cálculo del petróleo original in situ (POES) usando el área y espesor de la malla geoestadística y los modelos de las propiedades petrofísicas de la porosidad efectiva y la saturación de agua. Otro variable que pide el software para realizar el cálculo de reservas es el valor del factor volumétrico del petróleo que para el campo Oriente tiene un valor constante de 1.1, además asumir valores constantes de los contactos agua – petróleo.

La Tabla III presenta los valores de POES para cada intervalo en cada realización, en la parte derecha están los valores de POES totales sumando las dos formaciones evaluadas del campo Oriente.

TABLA III
Cálculo de reservas del Campo Oriente

Realization	Seed	Lower Contact(feet)	STOOIP Interval1(bbl)	STOOIP Interval3(bbl)	STOOIP All Data(bbl)	
1	1	423,141	8,905.936	5.68587E6	4.14178E6	9.82765E6
2	2	423,141	8,905.936	5.69631E6	4.17262E6	9.86894E6
3	3	423,141	8,905.936	5.4936E6	4.06092E6	9.55451E6
4	4	423,141	8,905.936	5.83592E6	3.96713E6	9.80305E6
5	5	423,141	8,905.936	5.50976E6	4.09298E6	9.60274E6
6	6	423,141	8,905.936	5.4979E6	4.10482E6	9.60273E6
7	7	423,141	8,905.936	5.92233E6	4.06955E6	9.99188E6
8	8	423,141	8,905.936	5.642E6	4.02726E6	9.66926E6
9	9	423,141	8,905.936	5.89486E6	4.00828E6	9.90314E6
10	10	423,141	8,905.936	5.58129E6	3.99716E6	9.57845E6
11	11	423,141	8,905.936	5.51719E6	3.96137E6	9.47856E6
12	12	423,141	8,905.936	5.77853E6	4.06609E6	9.84463E6
13	13	423,141	8,905.936	5.57713E6	3.90956E6	9.48669E6
14	14	423,141	8,905.936	5.5983E6	3.81502E6	9.41331E6
15	15	423,141	8,905.936	5.73905E6	4.17406E6	9.91311E6
16	16	423,141	8,905.936	5.87758E6	4.01989E6	9.89747E6
17	17	423,141	8,905.936	5.59671E6	4.02442E6	9.62113E6
18	18	423,141	8,905.936	5.54473E6	3.97057E6	9.5153E6
19	19	423,141	8,905.936	5.63432E6	3.72901E6	9.36334E6
20	20	423,141	8,905.936	5.83585E6	3.95674E6	9.7926E6

Luego, para escoger la mejor realización de cada unidad productora se debe construir una gráfica del índice de probabilidad respecto al valor de POES. La gráfica de índice de

probabilidad vs POES para las formaciones U Inferior y T Inferior respectivamente, muestra la representación en cada realización, se debe considerar las realizaciones que más se

acercan al P50 para seleccionar la mejor, en el caso de la formación U Inferior la más probable es la Realización 19 y para T Inferior es la Realización 17.

B. Construcción de modelos de las demás propiedades

La selección de la mejor realización sirve para poder modelar las demás propiedades de los registros que no se tomaron en cuenta anteriormente, este procedimiento se puede realizar antes cuando se está realizando el modelamiento de las propiedades petrofísicas, pero en ese caso se obtendría demasiada cantidad de información lo cual no permitiría que el software actuara con versatilidad.

Usando la realización 19 para la U Inferior y la realización 17 para la arena T Inferior se procede a reproducir modelos de los registros faltantes (Sónico (DT), Gamma Ray (GR), Potencial espontáneo (SP), neutrón (NPHI), densidad (RHOB), resistividad profunda (RESD), contenido de arcilla (Vsh) y permeabilidad (Kh).

C. Inversión Dinámica de datos

El modelo de cada propiedad evaluada da como resultado el valor de dicha propiedad en cada celda, por ejemplo, al ubicarse en las celdas de los pozos que no tenían registros aparecerá el valor de cada variable obtenida, de este modo se puede cargar en un archivo lag de modo manual ir colocando el valor en los pozos propuestos, sin embargo, este proceso es engorroso y conlleva mucho tiempo, el software especializado Decision Space Geoscience (DSG) cuenta con una herramienta llamada “Convert Blocked Point Set to Log Curves” que permite crear el set de registros utilizando los modelos de pozos creados.

D. Resultados obtenidos

Con los resultados obtenidos se pudo generar el set de registros de pozos en la ventana “Well Correlation” del DSG, de esta manera se realizó un análisis petrofísico para obtener los topes de las formaciones de los pozos Oriente 005, Oriente 010 y Oriente 013 tomando como referencia los datos de los pozos vecinos para tener una correlación de la distribución de las facies sedimentarias.

La Tabla IV presenta el valor de profundidad que se obtuvo para cada tope formacional en cada pozo evaluado.

Tabla IV
TOPES FORMACIONALES DE LOS POZOS ORIENTE 005, ORIENTE 010 Y ORIENTE 013.

Pozo	Tope	Profundidad (PIES)
Oriente 005	Tope_U_Inferior	9947
Oriente 005	Base_U_Inferior	10015
Oriente 005	Tope_T_Inferior	10212
Oriente 005	Base_T_Inferior	10273
Oriente 010	Tope_U_Inferior	10120
Oriente 010	Base_U_Inferior	10204
Oriente 010	Tope_T_Inferior	10385
Oriente 010	Base_T_Inferior	10448
Oriente 013	Tope_U_Inferior	9451
Oriente 013	Base_U_Inferior	9533
Oriente 013	Tope_T_Inferior	9720
Oriente 013	Base_T_Inferior	9779

Las figuras 9, 10 y 11 presentan el set de registros para los pozos Oriente 005, Oriente 010 y Oriente 013 obtenidos de los modelos anteriormente creados, en las gráficas se puede observar que las curvas presentan valores en zonas donde no se corrió el modelo, esto es debido a que automáticamente se creó un patrón tomando en cuenta los algoritmos de facies, de propiedades petrofísicas y la información real de los pozos vecinos y también los topes y bases de las formaciones. Además, se tomó en cuenta el registro de perforaciones al momento de ubicar las zonas donde es más rentable cañonear para poner a producir cada pozo en las zonas donde tiene la más alta porosidad efectiva, resistividad, permeabilidad y la más baja saturación de agua y contenido de arcilla.

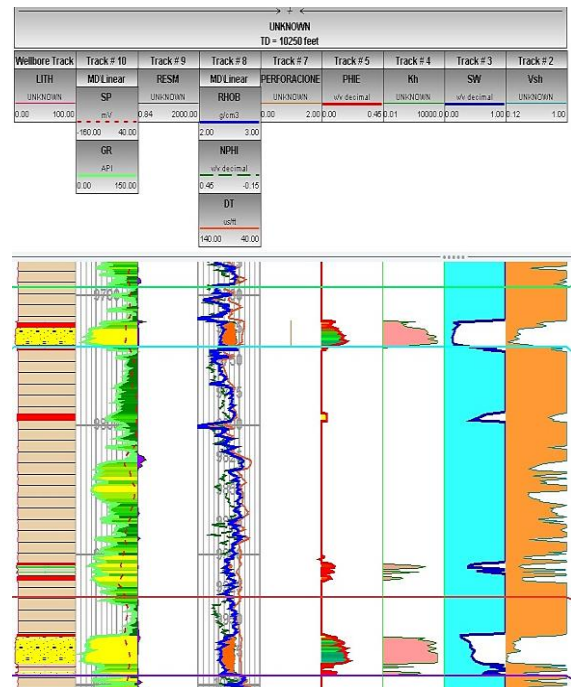


Figura 9. Set de Registros del pozo Oriente 005

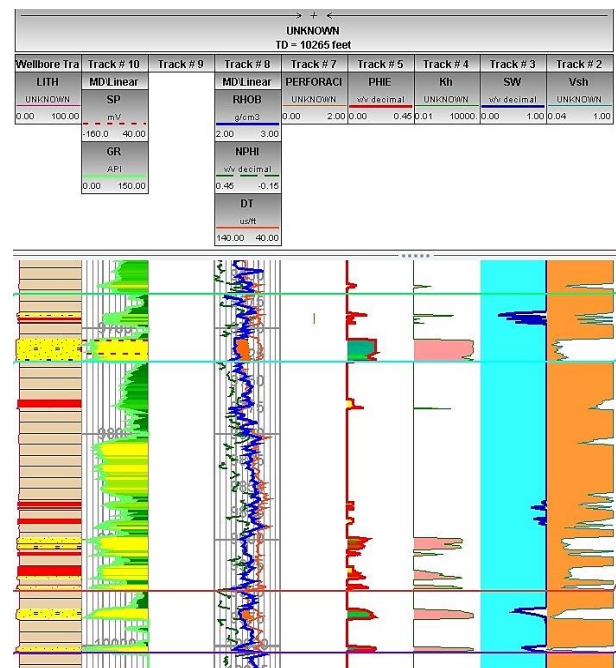


Figura 10. Set de Registros del pozo Oriente 010

UNKNOWN TD = 10645 feet								
Wellbore Tra	Track #10	Track #9	Track #8	Track #7	Track #5	Track #4	Track #3	Track #2
LITH	MDLinear	RESM	MDLinear	PERFORACI	PHIE	Kh	SW	Vsh
UNKNOWN	UNKNOWN	UNKNOWN	RHOB	UNKNOWN	v/v decimal	UNKNOWN	v/v decimal	UNKNOWN
0.00 100.00	mV -160.0 40.00	0.83 2601.1	g/cm3 2.00 3.00	0.00 2.00	0.00 0.45	0.01 10000	0.00 1.00	0.07 1.00
	GR		NPHI					
	API		v/v decimal 0.45 -0.15					
	0.00 150.00		DT					
			us/in 140.00 40.00					

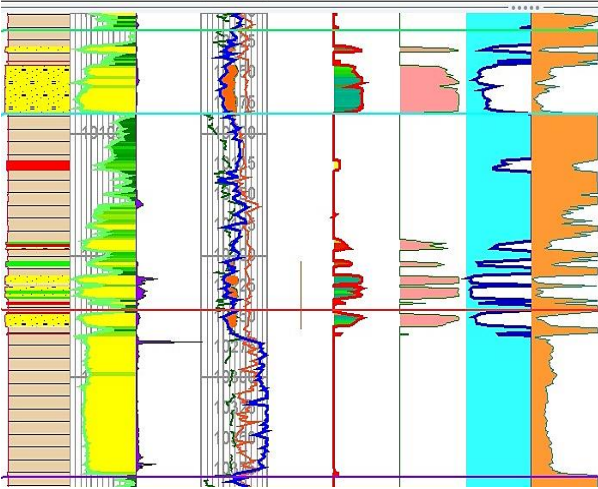


Figura 11. Set de Registros del pozo Oriente 013

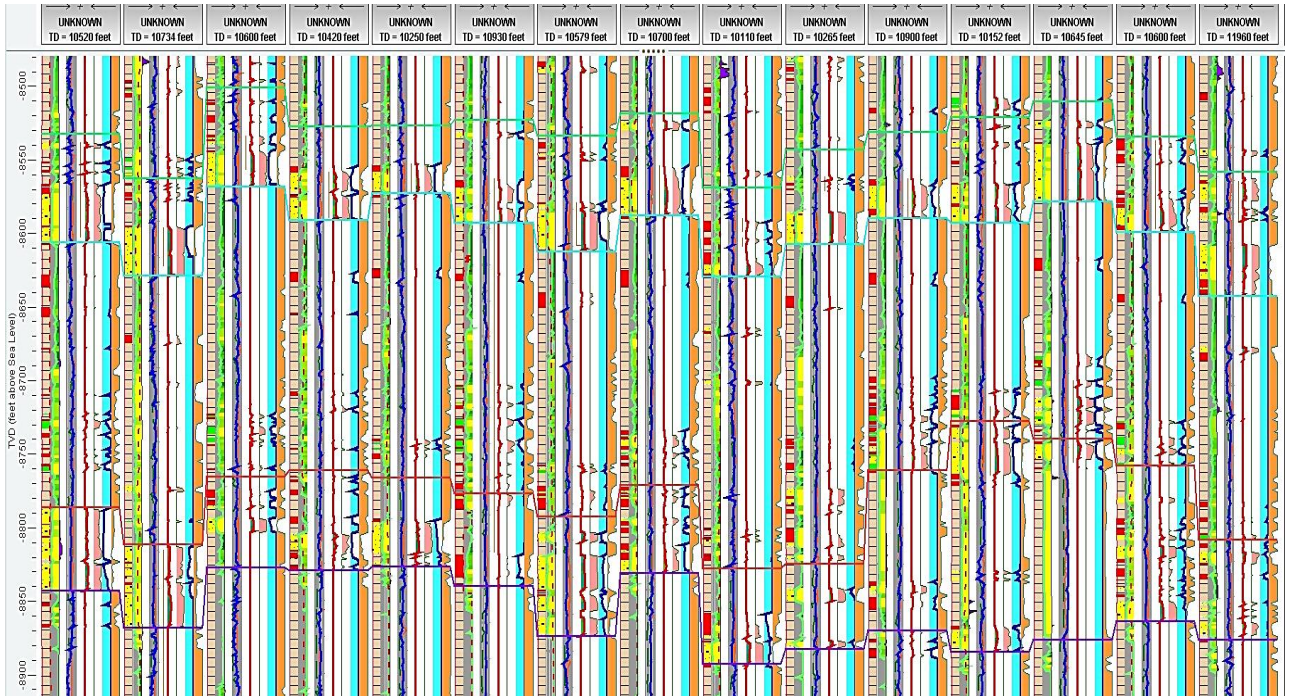


Figura 12. Correlación general de pozos del Campo Oriente

IV. CONCLUSIONES

La aplicación de softwares especializados en el estudio de caracterización de yacimientos facilita al usuario la interpretación de datos, histogramas, registros, facies, fallas, modelos geológicos, geofísicos y petrofísicos, etc., optimizando el tiempo y recursos. Para este trabajo se utilizó la plataforma Decision Space Geoscience y Openworks del paquete Landmark de la Cía. Halliburton.

Por último, en la Figura 12 se presenta una correlación general de pozos donde se observa que todos presentan el set completo de registros eléctricos y topes de formaciones gracias a la inversión dinámica de datos generada a partir de los modelos de las variables continuas y categóricas.

Los campos petroleros ubicados en el distrito amazónico ecuatoriano, son en su mayoría campos maduros, los cuales requieren que se evalúen los pozos continuamente para mantener su cuota de producción, para este caso se contó con información de 15 pozos del Campo Shushufindi distribuidos en cuatro pads, en el cual tres no tenían información: Oriente 005, Oriente 010 y Oriente 013; para los demás se integró datos de registros eléctricos, topes de formación, surveys, wellheaders y facies sedimentarias.

Las formaciones productivas del campo Shushufindi abarcan algunos estratos sedimentarios que también conforman la denominada Cuenca Oriente, las principales son las de la formación Napo: arenas U y T, de las cuales se utilizó información de las subdivisiones U Inferior y T Inferior, puesto que son las de mayor relevancia económica y comercial.

Se importaron los datos en la plataforma Decision Space Geoscience, desde donde se crearon superficies, frameworks, área del polígono, herramientas importantes para el modelado de facies y propiedades petrofísicas.

Se construyó una malla geoestadística con un espesor de capas de 0,5 ft y un tamaño areal de 100 x 100 ft lo que dio un total de 3'394,305 de celdas para poblar las propiedades que se modelaron.

El estudio de códigos de litofacies registró cinco diferentes tipos de rocas para las formaciones del campo Oriente, se realizó una interpretación de la distribución de estas litofacies utilizando curvas de proporción vertical donde se concluyó que la formación U Inferior tiene mejor calidad de arena en la parte inferior del intervalo, mientras que la T Inferior muestra una proporcionalidad de las litofacies en todo el intervalo.

Se pudo obtener curvas de registros eléctricos de pozos que no poseen información a partir de modelos simulados de facies y propiedades petrofísicas generados mediante el uso de datos de pozos vecinos empleando un software de la industria petrolera.

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestro agradecimiento a la Cia. Halliburton y a la Universidad Estatal Península de Santa Elena por brindarnos las facilidades del uso de los softwares del paquete de Landmark Decision Space Geoscience y Openworks mediante convenio de acuerdo de subvención universitaria.

REFERENCIAS

- [1] D. F. Biedma, «Shushufindi el renacimiento de un gigante,» 2014. [En línea]. Available: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish/14/aut14/4_reawake.pdf.
- [2] B. J. Quimatoa Méndez, Evaluación petrofísica de los yacimientos "T" y "Hollín" de los pozos Oso I 144, Oso I 145 del campo Oso para la propuesta de intervalos productores de petróleo, mediante el estudio de registros eléctricos triple combo, Quito: Ciencias de la Ingeniería e Industrias Facultad: Ingeniería de Petróleos, 2018.
- [3] C. Portilla, «"Modelo geoestadístico integrado a partir de la interpretación de datos de pozos para un campo petrolero ecuatoriano". Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Facultad de Ciencias Físicas. Unidad de Posgrado,» Lima, Perú, 2018, p. 164.
- [4] S. González y E. A. Idrobo, «Caracterización dinámica de yacimientos estratigráficamente complejos usando algoritmos genéticos,» *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, pp. 23-51, 2004.
- [5] Chango M., Cerón G. - , «Alternativas de producción mediante la simulación matemática de los yacimientos "U" y "T" del Campo Yuca. Tesis de Grado,» Quito, 2009, p. 233.
- [6] R. Baque, «"Construcción del Modelo Estático de un Campo Implementando técnicas de Modelamiento Geoestadístico en Decision Space Geoscience",» La Libertad, 2015, p. 138.
- [7] Ganan J, «"Caracterización de un reservorio aplicando técnicas geoestadísticas para un campo del distrito Amazónico,» Quito - Ecuador, 2014, p. 224.
- [8] Baquerizo J, «"Modelamiento geoestadístico de un campo mediante algoritmos plurigaussianos para la generación del modelo 3d de facies y porosidades con inversión dinámica de datos",» La Libertad, Ecuador, 2018, p. 110.
- [9] M. Z. Y. Zhang y G. Yu, «Applied Geostatistics Analysis for Reservoir Characterization Based on the SGeMS (Stanford Geostatistical Modeling Software),» *Open Journal of Yangtze Gas and Oil*, pp. 45-66, 2017.
- [10] Kelkar, M. y Pérez, G., «Applied Geostatistics for Reservoir Characterization. Richardson. Society of Petroleum Engineers.,» 2002.
- [11] F. M. García, Aplicación de la geoestadística en las ciencias ambientales, España: Ecosistemas, 2004.
- [12] Matheron, G., «"Traite de geostatistique appliquee",» de *Tome I. Memories du Bureau de Recherches Geologiques et Minières.*, Paris, 1962, p. 14.
- [13] Matheron, G., «Principles of geostatistics.,» de *Economic Geology*, 1963, pp. 58, 1246-1266.
- [14] Baker, R., Yarranton, H. y Jensen, J., «Practical Reservoir Engineering and Characterization: Introduction,» Oxford., Elsevier., 2015.
- [15] González, R. y Reeves, S., «Geostatistical Reservoir Characterization of the Canyon Formation, SACROC Unit, Permian Basin. Advanced Resources International,» Report for U.S. Department of Energy., 2007.
- [16] G. M. C. López, «Modelamiento geoestadístico aplicado a la caracterización de yacimientos: modelo basado en Celdas de Alta Resolución,» *Enfoque UTE vol.8 no.4*, pp. 41-52, 2017.
- [17] Díaz M., Casar R, «Geoestadística Aplicada: Caracterización de Yacimientos,» 2004. [En línea].
- [18] R. Webster y M. Oliver, *Geostatistics for environmental scientists*, Glasgow: John Wiley & Sons, Ltd, 2007.
- [19] 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 LACCEL international Multi-conference for Engineering, Education and Technology*, Jamaica, 2019.
- [20] J. Chiles y P. Delfiner, *Geostatistics_ Modeling Spatial Uncertainty*, New Jersey: Wiley Series, 2012.
- [21] A. Gutiérrez, E. Durán, A. Vieira, W. Marin, C. Padrón y J. Sierra, «Estimación y modelado de propiedades de yacimiento a través atributos sísmicos y geoestadística en campos de gas del sur de España,» *XIV Congreso Venezolano de Geofísica*, p. 6, 2008.
- [22] F. González, E. Idrobo y J. Mantilla, «Caracterización Estocástica De Yacimientos Estratigráficamente Complejos Mediante La Integración De Información Dinámica Del Yacimiento Usando Técnicas De Computación Evolutiva,» *European Association of Geoscientists & Engineers*, p. 33, 2003.
- [23] C. López y M. Gonzalo, «Modelamiento geoestadístico aplicado a la caracterización de yacimientos: modelo basado en Celdas de Alta Resolución,» *Enfoque UTE*, pp. 41-52, 2017.
- [24] K. Escobar-Segovia, R. Erazo-Bone, F. 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. 1, nº 47-54, p. 17, 2019.
- [25] 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 LACCEL international Multi-conference for Engineering, Education and Technology*, Lima, 2018.
- [26] S. Hurtado Lagos, «Simulación de Variables Categóricas Considerando Estadísticas de Patronos,» 2009. [En línea]. Available: <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/103562>.
- [27] Y. Carreño, Predicción de propiedades petrofísicas a través de componentes principales y regresión lineal múltiple, Bogotá: Fundación Universitaria Los Libertadores, 2017.
- [28] R. Bone, F. Aguilar y K. Segovia, «New challenges in construction and production prediction using multilateral well to develop Ecuadorian oilfield in,» de *Society of Petroleum Engineers - SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference.*, Trinidad and Tobago, 2016.