

GENERACIÓN DEL MODELO GEOESTADÍSTICO DE LOS DEPÓSITOS FLUVIALES PARA LA FORMACIÓN MUGROSA DEL CAMPO COLORADO

Edward Hernando Herrera Otero^{1*}

A quien debe dirigirse la correspondencia

RESUMEN

El campo Colorado es un campo menor ubicado en la cuenca del valle medio de Magdalena en la zona de Yarima, cerca de Barrancabermeja – Santander. La operación de campo está a cargo de la Universidad Industrial de Santander, la cual se encarga de generar proyectos de investigación destinados a fortalecer la academia y el desarrollo de técnicas para mejorar la caracterización del yacimiento y la prospección del mismo. Aunque previamente se han desarrollado diferentes estudios por varios autores, los diferentes resultados obtenidos a la fecha no habían sido integrados en un modelo único para el campo.

En este estudio se realizó la revisión y el ajuste de los modelos existentes. Los registros fueron escalados y se hicieron los análisis estadísticos y de anisotropía (proporción vertical de facies, variogramas). Posteriormente se elaboró el modelo 3D para las unidades B y C de la formación mugrosa usando técnicas de modelado basado en celdas y el algoritmo Sequential Indicator Simulation “SIS”. Luego, se creó el modelo de porosidad asociado, usando el registro PHIR y el algoritmo Sequential Gaussian Simulation “SGS”. Este modelo sirvió para obtener una malla tridimensional que contiene el modelo estructural del campo y el modelo estratigráfico de los geocuerpos presentes en las zonas de estudio y la porosidad asociada a estos.

Palabras Claves: Geoestadística, Modelamiento estático, Campo Colorado, Formación Mugrosa

GENERATION OF GEOSTATISTICAL MODEL FOR FLUVIAL DEPOSITS OF THE MUGROSA FORMATION - COLORADO FIELD

ABSTRACT

The Colorado Field is a minor field located in the Yarima area of the Middle Magdalena Basin, near to Barrancabermeja – Santander. The field operation is in charge of the Industrial University of Santander, who generates research projects to strength academy and lets to develop techniques to improve reservoir characterization for a better prospection of it. Although previous studies had developed by other authors, the different models that had been made for the field to date, had not been integrated into a single and robust model.

In this research, the reviewing and adjusting of existing models was performed. The logs were upscalled and statistical and anisotropy analyzes were performed (vertical facies proportion - variogram). Then, the geological 3D model was created for the B and C units of the Mugrosa Formation using the pixel based facies modeling technique and the Sequential Indicator Simulation algorithm “SIS”. The porosity model associated was created using the PHIR log and the Sequential Gaussian Simulation algorithm “SGS”.

This integrated model was used to obtain a three-dimensional mesh properly upscalled, containing the structural model of the field which can represent in a best way the geobodies present in the study area and the porosity associated with them.

Keywords: Geostatistics, Static Modeling, Colorado Field, Mugrosa Formation.

1. Geólogo. Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga. eherrero@uis.edu.co



INTRODUCCIÓN

Por medio del presente estudio se desarrolló una metodología que permite la construcción de un modelo tridimensional mediante el uso de técnicas geoestadísticas de tal manera que se pueda visualizar la geometría espacial y el comportamiento de los geocuerpos asociados a los depósitos fluviales de las zonas B y C de la Formación Mugrosa, localizados en el área del Campo Colorado.

Debido a la alta heterogeneidad que presentan los depósitos fluviales asociados a la Formación Mugrosa, es importante definir la geometría de los cuerpos de arena y las arcillas junto con la correlación y distribución de las propiedades petrofísicas (porosidad) en cada uno de los cuerpos. Con el presente estudio fue posible generar un modelo tridimensional que contenga el modelo estructural, el modelo estratigráfico y petrofísico, con un alto grado certidumbre.

Este modelo está basado en la información de pozo, sísmica 2D, núcleos, datos de laboratorio y estudios previos sobre el Campo, y se desarrolló siguiendo la metodología de caracterización estática de yacimientos altamente heterogéneos usada en la industria de hidrocarburos, donde se vincula la mayor cantidad posible de información para culminar la caracterización con un modelo geoestadístico robusto que represente el comportamiento de las unidades presentes en el campo petrolífero.

LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El campo Colorado (Figura 1) está ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), en el área de la antigua concesión de Mares. Geográficamente está en el Departamento de Santander, en el Municipio de San Vicente de Chucurí, Corregimiento de Yarima.

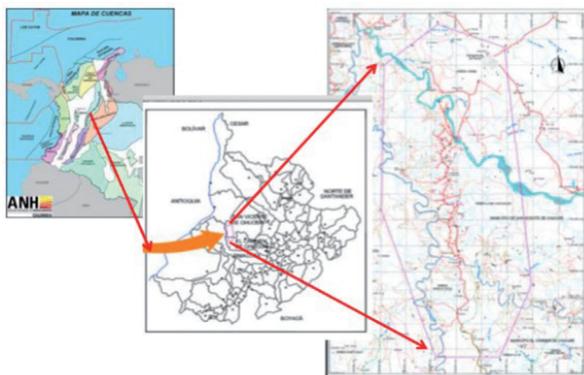


Figura 1. Localización de Campo Escuela Colorado
Fuente: el autor

METODOLOGÍA

Esta metodología está encaminada en realizar el modelo geocelular de la Formación Mugrosa para el Campo Colorado, mediante el uso de diferentes técnicas determinísticas y estocásticas que permitan el poblado del tipo de roca y las propiedades a lo largo del yacimiento.

En el desarrollo de las actividades para el modelamiento estocástico de facies y propiedades petrofísicas asociadas a la Formación Mugrosa del Campo Colorado se tomó como punto de partida la información suministrada por Campo Escuela (Estudios anteriores y modelos previos disponibles).²

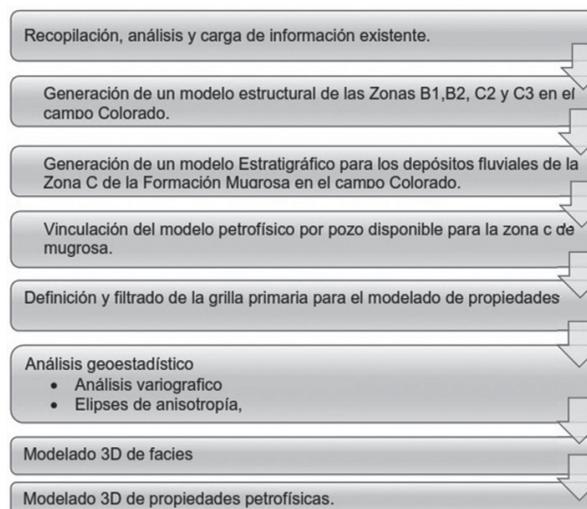


Figura 2. Esquema de la metodología usada.

RECOPILACIÓN, ANÁLISIS Y CARGA DE LA INFORMACIÓN EXISTENTE

Para cada uno de los pozos del área se realizó control de calidad de la información existente, se recopilaron reportes técnicos e información de ingeniería y geología del Campo organizada en diferentes bases de datos. Posteriormente, se recopilaron las curvas de registros eléctricos de pozos, los principales fueron:

- Gamma-Ray en unidades API.
- Potencial espontáneo en unidades de mili voltio (mv).
- Registro de resistividad en unidades de Ohmio-

2. Modelos previos, se enfatiza que solo se cuentan con modelos realizados de manera separada y no se tiene como punto de partida ningún modelo estático integrado y con distribución espacial de facies ni propiedades.

metro (ohm-m).

- Registro de densidad en unidades de gramo/centímetro cúbico (gr/cc).
- Registro Sónico (DT)
- Registro neutrón-porosidad en unidades de porosidad (fracción o porcentaje (%)).

El modelo estratigráfico y sedimentológico para la formación Mugrosa vinculado para este modelamiento está basado en los estudios realizados por García & Fonseca (2009) y Castillo & Gómez (2008). El modelo petrofísico se basa en los modelos propuestos por Ramírez & Meneses (2008) y Castillo & Ríos (2008).

GENERACIÓN DE UN MODELO ESTRUCTURAL DE LAS ZONAS B Y C EN EL CAMPO COLORADO.

Una vez efectuado el control de calidad sobre las unidades estructurales, se realizó la vinculación de las unidades estructurales corregidas y la vinculación del modelo de fallas importado, para crear la grilla estructural base para el modelamiento de propiedades.

Producto de la interpretación sísmica se incluyeron los horizontes analizados en profundidad, los cuales fueron amarrados con los topes de pozos obtenidos de los registros de cada subunidad en pozo, se logró generar nuevamente los mapas estructurales en profundidad para finalmente vincularlos como horizontes en la grilla primaria del modelado. Ver figura 3.

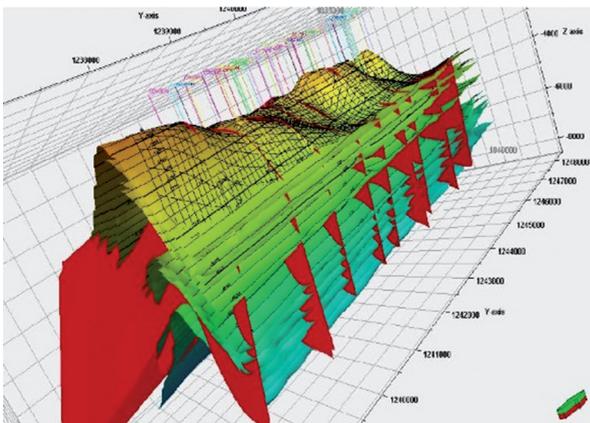


Figura 3. Modelo estructural generado para las unidades de la Formación Mugrosa del Campo Colorado.

TOPES Y CORRELACIONES ESTRATIGRÁFICAS

La definición de los topes de la formación en el Campo Colorado se realizó mediante la revisión de archivos de perforación, pruebas de formación, las descripciones de muestras de zanja y los deep meters. La determinación de las subzonas se realizó teniendo en cuenta los Espesores de las arenas de canal.

El Horizonte Fosilífero de Mugrosa (tope) se ubicó con ayuda de las descripciones de muestras de Zanja para 65 pozos, de donde podemos concluir que el Nivel Fosilífero de Mugrosa se reporta como arcillas a veces limosas de coloración blanca, verde o vari coloreada y arena de grano muy fino arcillosa de coloración verde o café; siempre acompañadas de fragmentos Calcáreos que cuando se encuentran bien preservados son reportados como Gasterópodos Calcificados.

SUBZONAS DE LA FORMACIÓN MUGROSA

Con la definición del tope y la base de la Formación Mugrosa se procedió a limitar las subdivisiones internas teniendo en cuenta el comportamiento del espesor de los cuerpos de areniscas de canal a lo largo de los pozos partiendo del hecho de que los cuerpos más amalgamados y por tanto los de mayor espesor son los que poseen la mayor continuidad lateral (Ramón & Cross, 1997).

Así, la formación se subdivide en las Subzonas estratigráficas B0, B1, B2, B3, C1, C2y C3, claramente correlacionables y mapeables en el Campo, determinadas así: zonas que cuentan con amalgamamientos más gruesos y con la mayor continuidad lateral (subzonas B2 y C2); zonas más lodosas y continuas (B0 y B3); y zonas cuyo contenido arenoso es bueno pero su continuidad lateral no es tan importante (subzonas B1, C1 y C3).

REVISIÓN DE LITOFACIES EN POZO

El objetivo del análisis sedimentológico y estratigráfico es reconocer las facies y las asociaciones faciales que permitan validar los diferentes ambientes de depósito asociadas a las subzonas. La clasificación de facies se realizó siguiendo el esquema propuesto por Miall (1996)

para caracterización de facies siliciclásticas fluviales, en donde se tiene en cuenta el tamaño de grano (grava, arena y lodo); distinguiendo dentro de ellas el tipo de estratificación, estructuras sedimentarias y textura.

Con base en la descripción realizada para los pozos en el intervalo corazonado de las asociaciones faciales, que permitieron validar los diferentes ambientes de depósito asociado a las subzonas de la formación Mugrosa.

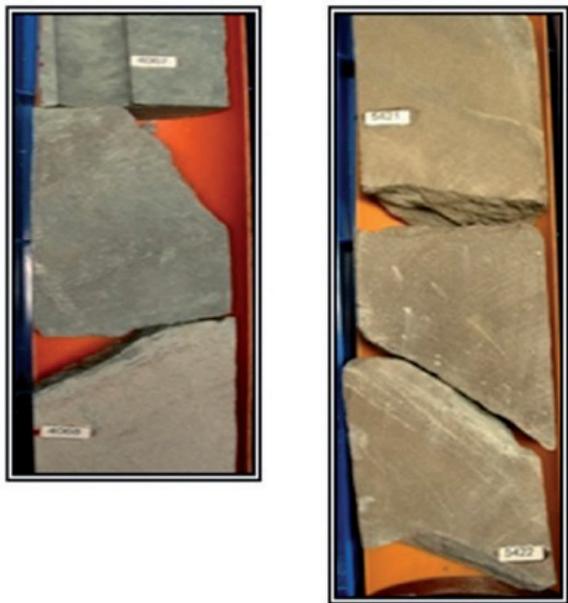


Figura 4. Arenisca de grano medio con estratificación cruzada (Izquierda) Arenisca cuarzosa de grano fino con matriz arcillosa. Presencia de arcillas expansivas, color blanquizco (Derecha).

Para el campo colorado se identificaron 23 litofacies sedimentarias, y 14 fueron identificadas en campo para la formación Mugrosa. Estas facies fueron agrupadas en facies de canal, que incluye la facies de arena de canal propiamente dichas y facies de arena de desborde; y las facies finas que integran el Floodplain y forman parte del background sobre el que se distribuyen las facies de canal.

INTERPRETACIÓN DE ELECTROFACIES Y TIPO DE ROCA

La interpretación de los registros eléctricos se llevó a cabo para conocer la respuesta de las curvas asociadas a las diferentes facies y así realizar correlaciones estratigráficas de pozo que fueran confiables y entender la distribución de los cuerpos arenosos de la Formación Mugrosa a lo largo del Campo Colorado. Para tal fin

se realizaron ajustes a profundidad de los núcleos con los registros de pozo. Para la identificación de las curvas se trabajó sobre los pozos C21 y C27, en esta interpretación se usaron los registros eléctricos de SP normalizado, Gamma Ray y las asociaciones de facies identificadas en los intervalos corazonados.

Las electrofacies definidas en el estudio fueron extrapoladas a los pozos con registros eléctricos litológicos disponibles, las electrofacies interpretadas corresponden a electroformas de ambiente fluvial:

- Electro formas de Relleno de Canal
- Electro formas de llanura de inundación y desborde de canal

MAPAS DE ARENA DEL CAMPO COLORADO

En esta etapa se vinculó el mapeo de los espesores netos en los cuerpos de areniscas de canal en todos los pozos donde se realizó la interpretación de electrofacies, para cada una de las subzonas de la formación Mugrosa, con el fin de obtener tendencias de la distribución, orientación y los cambios significativos de espesor de las arenas en el campo.

MODELO PETROFISICO

Una vez preparada, recolectada y analizada la información disponible se prepararon las curvas a utilizar, esto incluyó el renombre, ediciones de línea base, correcciones ambientales y la integración con la información de corazones.

La información vinculada al modelo petrofísico del proyecto de modelado del Campo Colorado fue tomada de los modelos previos disponibles, dando origen a la base de datos final de curvas para pozo. Posteriormente, se efectuó un trabajo de homogenización y corrección de datos. A pesar de esto, al momento de la visualización se evidenciaron notables comportamientos anómalos, siendo necesarios efectuar nuevas correcciones sobre los registros litológicos y los registros de porosidad. Las etapas necesarias para el desarrollo del modelo Petrofísico se presentan a continuación:

1. Se clasificó la información recolectada, y se realizó un control de calidad de dicha información con el objetivo de garantizar la consistencia de datos y resultados.
2. Edición de la información. Se recopilaron los registros editados por pozo, se unieron las diferentes

curvas de registro³ y se generó un único registro para cada pozo. Posteriormente se corrigieron los desfases en profundidad entre las diferentes curvas en la herramienta de modelado. El efecto de deriva fue corregido por pozo trazando la línea base de las lutitas en las curvas SP. También se revisó que las curvas de densidad, Gamma Ray y resistividad profunda tuvieran las respectivas correcciones ambientales para mejorar la señal recibida. Estos registros corregidos ambientalmente fueron normalizados para que el comportamiento fuera coherente al encontrar la misma litología y el fluido.

3. Integración de información básica y especial de Núcleos. La información petrofísica básica obtenida de los núcleos de perforación incluyó datos de porosidad efectiva, permeabilidad absoluta, densidad de grano. Con esta información, se dividió el yacimiento en intervalos donde las propiedades petrofísicas fueran similares y reflejaran la capacidad de almacenamiento y flujo (porosidad y permeabilidad). Las medidas básicas y los análisis especiales son acordes en comportamiento dentro de los modelos por pozo de las propiedades y Facies. En el modelo de propiedades sobre muestras de núcleos no se observó la conversión de resultados a las condiciones de presión y temperatura a los cuales fueron tomados los valores de porosidad y permeabilidad, por ello no se tiene la corrección a condiciones de yacimiento.

4. Integración de datos de corazones y respuestas de registros. En esta etapa del modelamiento petrofísico se revisó el proceso de generación de propiedades petrofísicas integrando la información obtenida de los corazones con los registros de pozo, en los modelos petrofísicos disponibles para el campo (García & Fonseca, 2009), (Castillo & Gómez, 2008). A continuación, se describe el método utilizado para determinar la propiedad escalada de porosidad.

5. Determinación de porosidad total. Se utilizó el registro sísmico (DT), determinando la porosidad aparente (PHIT).

- Cálculo del volumen de arcillas La porosidad total que se obtuvo se corrigió por el volumen de arcillas, para de esta manera determinar la porosidad efectiva de la formación. El cálculo del volumen de arcilla (Vsh) se desarrolló a partir del perfil SP, determinando los Cutoff según un análisis estadístico para cada pozo, utilizando los valores mínimos y máximos de SP para las arenas más limpias encontradas y al valor del shale.

3. Se habla de diferentes curvas de registro de pozo para cuando los pozos son registrados en múltiples corridas.

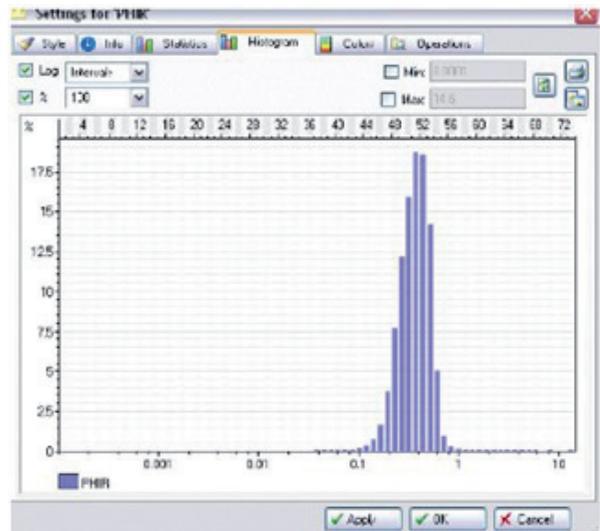


Figura 5. Histograma del registro phir original.

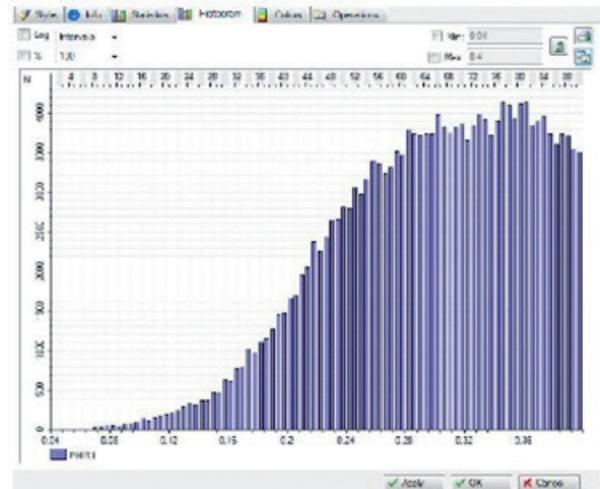


Figura 6. Histograma del registro phir filtrado con la calculadora.

- Cálculo de la porosidad efectiva Para realizar este cálculo se utilizó el registro de PHIT. A partir de este valor, se determina el valor de la porosidad efectiva (PHIE)⁴ utilizando la siguiente expresión:
- Extrapolación de datos calibrados en núcleos después de haber realizado la determinación de la porosidad efectiva, se extrapoló la propiedad en todos los pozos del campo, aplicando los modelos que se utilizaron para los pozos donde la información fue validada. Dado que las curvas sísmicas (DT) no estaban presentes para todos los pozos, se hizo necesario reproducir los registros por medio del entrenamiento de redes neuronales para el cálculo de PHIE. Como resultado del análisis

4. Porosidad Efectiva (PHIE): Indica el valor de la porosidad sin el efecto de las arcillas.

petrofísico de pruebas sobre núcleos, el amarre con los registros y la generación de curvas finales por pozo se obtuvo la base de datos de registros finales con los registros litológicos de GR, SP y PHIE.

Con la totalidad de curvas cargadas en la herramienta para modelado de yacimientos, se extrajo la curva de porosidad (PIHR). Durante la visualización del comportamiento de los datos mediante el análisis de histogramas se observaron valores superiores a 40% (ver figura 5) valores totalmente anómalos en la naturaleza de las rocas, por lo tanto, un trabajo de homogenización⁵ final sobre la curva PHIR.

GENERACIÓN DEL MODELO GEOESTADÍSTICO PARA LA FORMACIÓN MUGROSA DEL CAMPO COLORADO.

Construcción de la grilla primaria de modelado. Durante esta etapa se construyó la grilla primaria 3D usando la información de horizontes, fallas y topes de pozo en profundidad refinados en el análisis del modelo estructural. La alta variabilidad de los ambientes fluviales fue controlada vinculando a la grilla primaria la totalidad de subunidades estratigráficas presentes en la formación Mugrosa. Finalmente, para generar el modelado se filtró la grilla creada en las zonas correspondientes a las unidades B1, B2, C2 y C3 de la Formación Mugrosa.

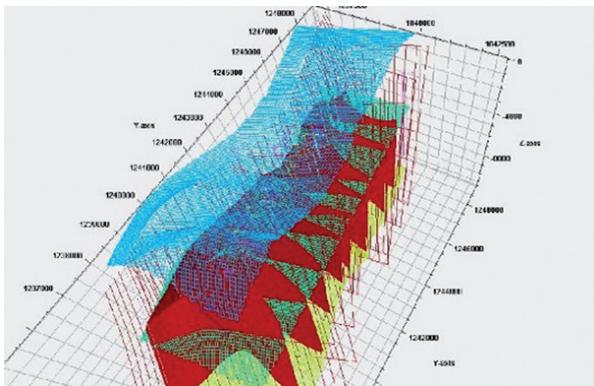


Figura 7. Grilla primaria con la información de Esqueleto estructural, pilares de falla y modelos de fallas.

5. Homogenización final: se eliminaron los valores superiores al 40%, utilizando la calculadora de la herramienta para los registros de pozo.

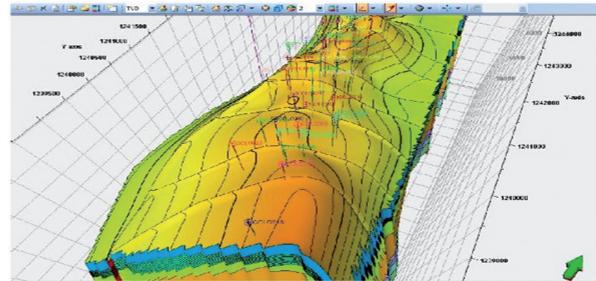


Figura 8. Grilla estratigráfica en profundidad. Con la información de los horizontes estructurales, unidades estratigráficas y modelo de fallas.

DEFINICIÓN DEL LAYERING O DIVISIÓN A ESCALA VERTICAL DE CADA SUBUNIDAD EN EL CAMPO COLORADO.

La definición del layering se hizo con base en los modelos de facies. El objetivo principal del layering es conservar la mayor cantidad de información disponible en el modelo de celdas, para lo cual se utilizó estadística del tamaño de una celda en la vertical para cada una de las unidades estratigráficas definidas anteriormente. Luego, se dividió cada una de las unidades estratigráficas en un número de capas determinado, para que el promedio del espesor de la celda en el nuevo modelo conservara el mínimo espesor de los depósitos definidos en el modelo de facies, es decir que el espesor promedio por capa no fuera superior a 20 ft, dado que este es el espesor máximo promedio de los geocuerpos.

El objetivo principal del modelamiento es la Formación Mugrosa (Unidades B1, B2, C2, y C3), por esto, el refinamiento de la grilla vertical está desarrollado solo para estas unidades, las demás unidades superior, intermedia e inferior se encuentran pobladas con función promedio ya que no son objeto del presente estudio.

ESCALAMIENTO DE REGISTROS DE POZO

La mínima unidad de la malla 3D es una celda cuya vertical no es superior a 15pies. En el poblamiento de facies y propiedades petrofísicas cada celda puede tomar un único valor de tipo de roca y propiedad petrofísica asociada. Las primeras celdas pobladas en la malla 3D son las que la trayectoria de cada pozo atraviesa.

En el escalamiento de propiedades de pozo se le asigna un valor de facies o propiedad petrofísica a la celda usando promedios estadísticos de los datos de registros de los pozos. (Figura 9).

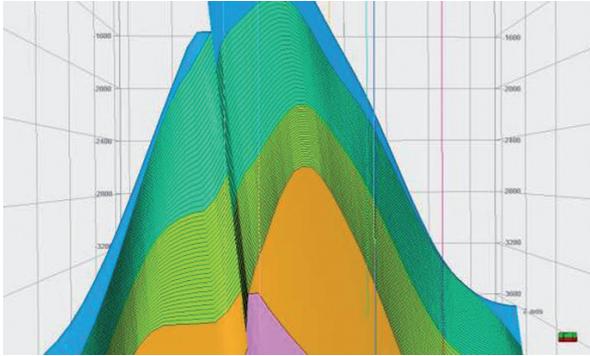


Figura 9. Corte estructural de Buzamiento sobre la grilla principal. Evidenciando el layering sobre la zona B de la Formación Mugrosa.

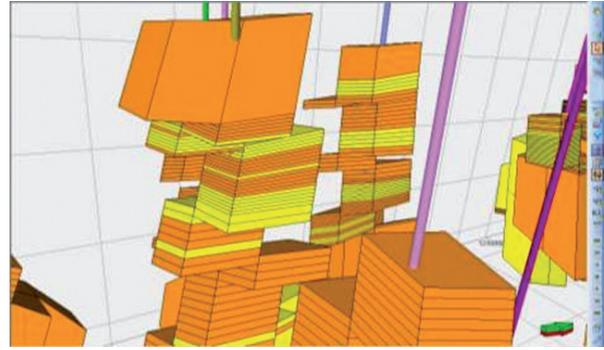


Figura 10. Escalamiento de Registros de pozo, tipo de FACIES en las celdas de la grilla 3D.

En el desarrollo del escalamiento y como punto de partida para modelamiento, se tienen dos tipos de datos:

REGISTRO DISCRETO DE FACIES: Con base en el registro continuo de GR (homogenizado), se construyó el registro discreto FACIES, que posteriormente fue homogenizado utilizando la calculadora de la herramienta de modelado, llegando finalmente a tener dos tipos de facies⁶, (ARENAS=CANAL Y FINOS= FLOOD PLAIN.)

REGISTROS CONTINUOS DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS: Los registros son variables continuas, para el caso específico de la porosidad en el escalamiento de propiedades se usaron parámetros estadísticos como el promedio aritmético. En el presente estudio solo se escaló dentro de la grilla de modelado el registro continuo de porosidad PHIER (homogenizado).

ANÁLISIS ESTADÍSTICO, CURVA DE PROPORCIÓN VERTICAL Y ANÁLISIS VARIOGRÁFICO.

El análisis geoestadístico⁷ primario se basa en la sectorización del yacimiento, definición de las curvas de proporción vertical, generación de vario gramas y descripción de la anisotropía de cada una de las facies.

ANÁLISIS DE LA CURVA DE PROPORCIÓN VERTICAL

La curva de proporción vertical es un indicador de la proporción de arenas o de determinada litología, de acuerdo a la información que se tiene con los registros y en el modelo generado. La idea es mantener la proporción antes

6. Facies 0: Arena de canal (color amarillo). Facies 1: Lodolita de flood plain (color café).

7. El análisis geoestadístico se realizó de manera independiente en cada una de las áreas sectorizadas

y después del escalamiento de propiedades y modelado de las mismas. Las curvas definen hacia donde predominan las facies arenosas o arcillosas en la vertical dentro de cada unidad y estas son usadas durante el poblamiento de la malla 3D con facies.

Se generaron las curvas de proporción vertical para cada una de las zonas estratigráficas vinculadas al modelado del Campo Colorado (B1, B2, C2 y C3).

ANÁLISIS VARIOGRÁFICO

Debido a la alta complejidad de los ambientes fluviales, estos son normalmente modelados en Geoestadística, por medio de las técnicas basada en celdas con variogramas o por técnicas basadas en objetos.

Para lograr la caracterización de litofacies como variable discreta, el presente estudio se fundamenta en el análisis de variabilidad espacial del fenómeno a través del variograma⁸. Este análisis es el fundamento del método geoestadístico de Kriging, cuya técnica permite estimar valores de la variable en sitios en donde se desconoce su valor, y de esta forma, generar mapas de distribución espacial de la variable regionalizada.

Se construyeron 3 variogramas para cada unidad de las zonas B y C, de los cuales dos son variogramas superficiales⁹ y el restante es un variograma en la vertical (profundidad).

Los variogramas superficiales presentan menor resolución que el variograma vertical debido a que el espaciamiento de los datos en superficie depende del espaciamiento de los pozos.

8. Variograma: cuantifica probabilísticamente la dispersión espacial de la variable regionalizada

9. Variogramas superficiales: Uno en la dirección principal del yacimiento y el otro en la dirección

MODELO 3D DE FACIES

En el poblado de facies para las unidades de la Zonas B y C se utilizaron dos técnicas geoestadísticas disponibles en las librerías del paquete de modelado. En el modelamiento de facies basado en celdas se logró poblar la totalidad de las celdas de la malla 3D que se encontraban vacías y para el cual no se tenían asignados valores de tipo de facies.

Una vez definidos los parámetros de anisotropía para cada una de las facies, se procedió a generar el modelo 3D de facies, durante el proceso cada área y cada unidad fueron modelados de manera independientemente

con los parámetros definidos para cada una de ellas. Para el modelado de facies basado en las celdas se utilizó el algoritmo de SISIM – (Sequential Indicator Simulation)¹⁰, dado que este algoritmo es la mejor herramienta para el manejo de variables discretas y representa de la mejor manera el comportamiento de los geocuerpos, adicionalmente se encuentra incluido en herramientas de modelado como Petrel.

En las figuras 11 y 12, se muestra el análisis variográfico utilizado para las facies modeladas en cada unidad del yacimiento, de igual manera en las figuras 13 y 14 se muestran las imágenes del yacimiento generadas para cada unidad con el poblado de litofacies.

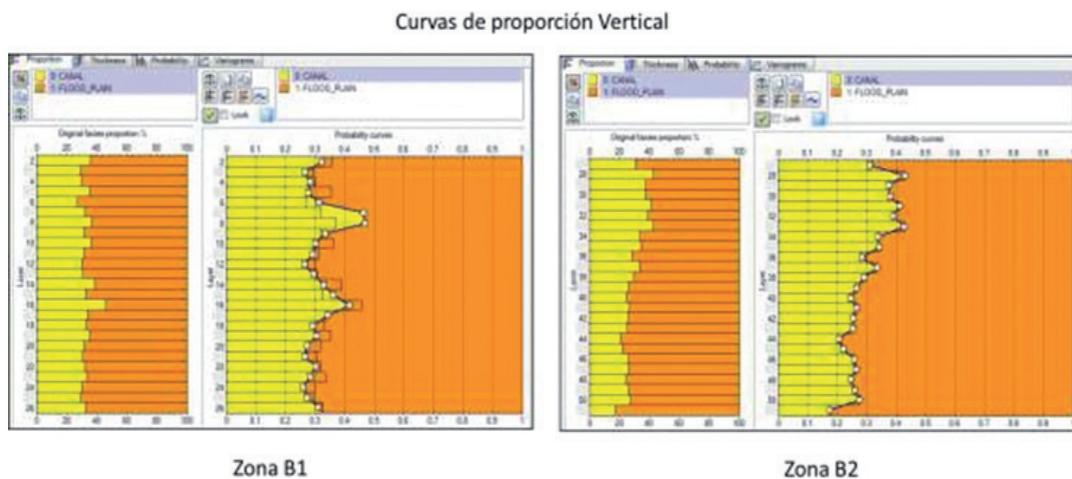


Figura 11. Curva de proporción vertical Zona B.

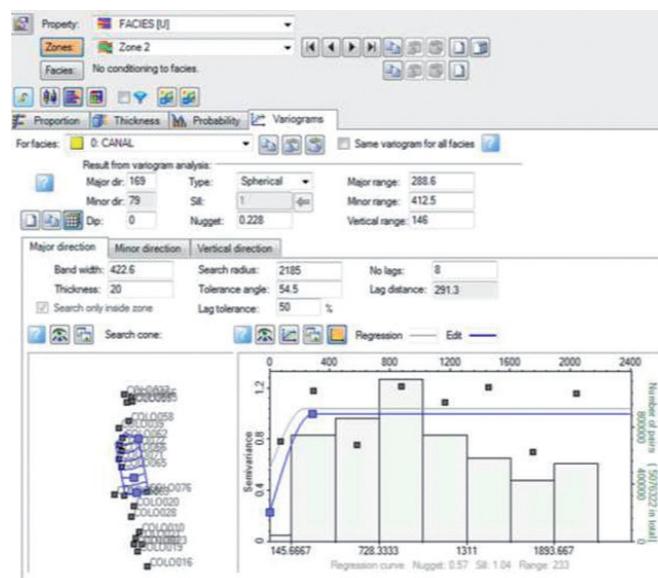


Figura 12. Variograma para la mejor dirección de la facies de canal. Zona B1 Formación Mugrosa.

10. SISIM: Técnica de modelamiento estocástico cuyas realizaciones dependen de la información presente en los pozos, curvas de proporción vertical, análisis de variogramas, elipses de anisotropía y el número de semilla

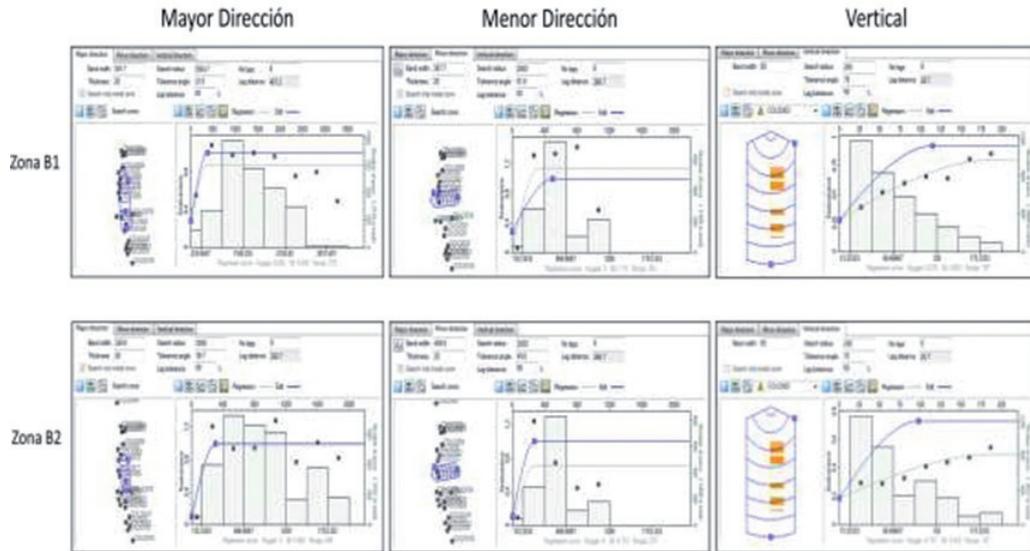


Figura 13. Análisis variográfico para el poblado de facies. Zona B. Formación Mugrosa.

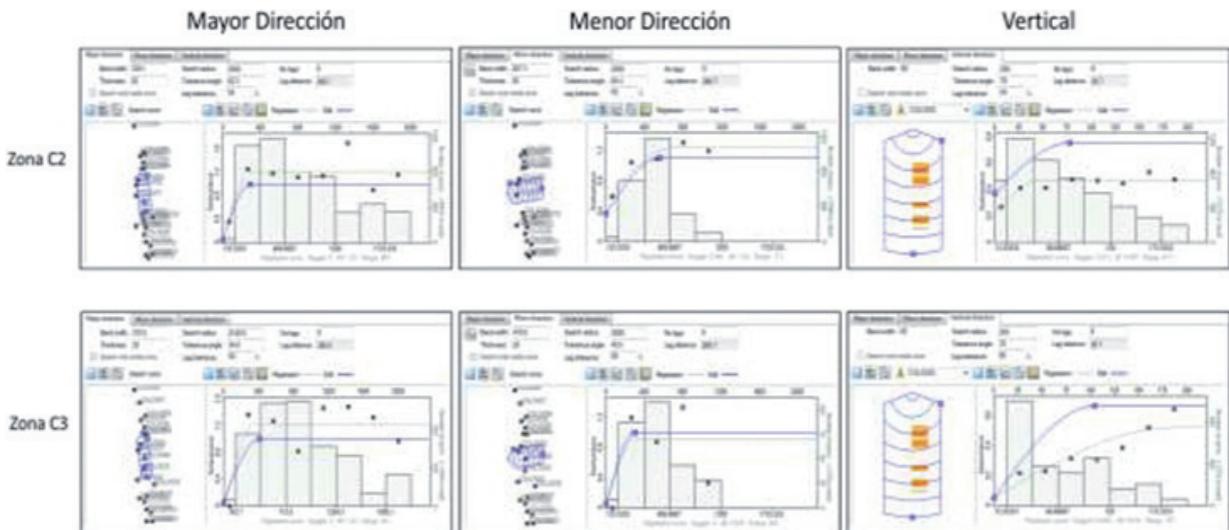


Figura 13. Análisis variográfico para el poblado de facies. Zona C. Formación Mugrosa.

MODELADO 3D DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Una vez realizado el modelamiento de Litofacies, se procedió a modelar la propiedad de porosidad extraída de la curva PHIR y escalada a lo largo de los pozos del yacimiento.

El modelado de la propiedad de porosidad consistió en poblar las celdas de la malla3D que están vacías a lo largo de la grilla que compone el yacimiento. Durante esta etapa se respetan las celdas que fueron interceptadas por los pozos debido a que ya tienen un valor de porosidad asignado al realizar el escalamiento de los registros

continuos de porosidad. Para el poblamiento de la grilla de modelado con la propiedad de porosidad se utilizó el algoritmo “Sequential Gaussian Simulation” y el poblamiento se realizó condicionado al modelo de facies, debido a que durante la correlación roca-registro se definió que la roca reservorio (Arenas =CANAL) tiene las mejores propiedades petrofísicas, mientras que las rocas sello (Finas=FLOOD PLAIN), presentan las peores propiedades de porosidad.

Finalmente con el uso de la metodología de caracterización de yacimientos se generó un modelo tridimensional para el Campo Colorado, en el cual se encuentra integrado el modelo estructural, modelo estratigráfico y modelo

petrofísico, así como los modelos de distribución de facies y propiedades petrofísicas dentro de la grilla que comprende el modelo 3D generado para el Campo y donde se muestra el comportamiento de los diferentes geocuerpos que conforman la formación Mugrosa para el área de estudio.

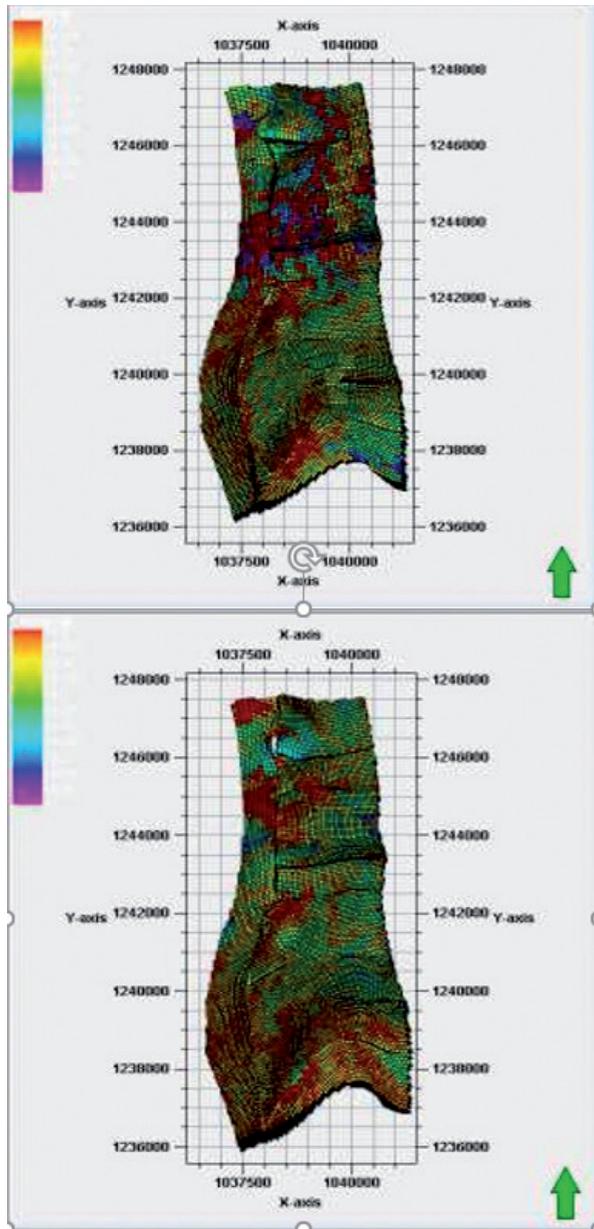


Figura 16. Imágenes de las realizaciones generadas para las propiedades petrofísicas de la unidad C2 y C3.

CONCLUSIONES

Las facies más apropiadas para el modelamiento de la Formación Mugrosa en las unidades B1, B2, C2 y C3 son las arenas asociadas a facies de relleno de canal, y facies finas asociadas con llanuras de inundación.

Las unidades B0 y B3 de la formación Mugrosa son los intervalos que contienen una mayor proporción de lodos y no representan mayor importancia con respecto al yacimiento, dado la poca ocurrencia de intervalos considerables de arenas y el bajo espesor de los pocos depósitos de canal identificados en el área.

Las unidades B2, C2 Y C3 del Campo Colorado, son los intervalos con mayor ocurrencia de cuerpos de arenas de canal, además presentan una buena continuidad lateral.

Se descartó el modelamiento de tipo de facies basada en objetos debido a la poca información con la que se contaba para el análisis de los parámetros primarios y de forma de los geocuerpos presentes en las unidades de estudio. Puesto que para utilizar el modelamiento basado en objetos el software requiere una medición directa de los atributos primarios y parámetros de forma (orientación canal, relación ancho espesor, sinusoidad promedio, relación natural levee Vs Canal, espesor del canal).

El uso del algoritmo SGS es el más apropiado para efectuar el poblado de los valores continuos de porosidad en la grilla de propiedades.

En el escalamiento y modelado de las propiedades de tipo de facies y porosidad se observó un buen comportamiento de la curva de proporción vertical, sin ser afectado por el layering creado utilizando el concepto de máximo espesor posible por celda; esto permitió tener un modelo poblado con un comportamiento coherente y un número de celdas apropiado para futuros estudios de simulación numérica del yacimiento.

Las imágenes de la propiedad petrofísica porosidad presentan un comportamiento coherente con las imágenes de tipo de facies, debido a que las facies de canal son las que presentan mejores valores de porosidad mientras que las facies finas asociadas al flood plain presentan propiedades de porosidad baja.

REFERENCIAS

1. CASTILLO, D. C., & GÓMEZ, V. A. (2008). Caracterización de ambientes y subambientes de depósito para la formación mugrosa en los pozos corazonados del bloque I del Campo Colorado, Valle Medio del Magdalena. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander.
2. CASTILLO, A., & RÍOS, J. R. (2008). Caracterización petrofísica a partir de núcleos de perforación y registros de pozo para las areniscas de la formación Mugrosa del campo Colorado, Bloques I y II. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander.
3. GARCÍA, J. A., & FONSECA, C. A. (2009). Modelo sedimentológico y estratigráfico de la formación mugrosa en el Campo Escuela-Colorado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander.
4. MIALL, A., (1996). The geology of fluvial deposits, Sedimentary Facies, Basin Analysis, and petroleum geology. Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
5. RAMÍREZ, J. M., & MENESES, J. M. (2008). Desarrollo de una metodología para la caracterización de atributos petrofísicos básicos de la formación Mugrosa: Caso de estudio Campo Colorado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander.
6. RAMÓN J., CROSS, T., (1997). Characterization and prediction of reservoir architecture and petrophysical properties in fluvial channel sandstones, Middle Magdalena Basin, Colombia. Ciencia

Recepción: 23 de julio de 2016

Aceptación: 19 de octubre de 2016