

TRABAJO DE ASCENSO

CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTOS A PARTIR DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS POR MODELADO FRACTAL DE LA FORMACIÓN OFICINA DEL CAMPO CARABOBO 2

Trabajo de Ascenso presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Para optar a la Categoría de Profesor Asistente
En el Escalafón Universitario
Por el Profesor Mederos V., Ignacio J.

Caracas, noviembre 2017

Mederos V., Ignacio J.

CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE YACIMIENTOS A PARTIR DE PROPIEDADES
PETROFÍSICAS POR MODELADO FRACTAL DE LA FORMACIÓN OFICINA DEL
CAMPO CARABOBO 2

**Trabajo de Ascenso. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería Escuela de Geología, Minas y
Geofísica. Año 2017, 99 p.**

Palabras Claves: Métodos Fractales, Campo Carabobo, Yacimientos Petrolíferos.

Resumen. El objetivo del presente trabajo es contribuir en la caracterización estática de yacimientos, mediante la modelación fractal en la estimación de la distribución espacial de las propiedades petrofísica, intentando dar sentido fractal a los datos de registros de pozos, utilizando como registros de entrada los rayos gama, porosidad total, densidad, resistividad. Los cuales al ser analizados por las técnicas de rango escalado R/S (reescalamiento) se obtiene el exponente de Hurst (H), a partir del cual se realizan interpolaciones fractales (método de adición aleatoria sucesiva) generando pseudopozos entre los pozos observados.

Para lograr dicha interpolación se aplica el modelo de Archie al conjunto de Pseudopozos para generar pseudo-secciones de propiedades petrofísicas, estimando la distribución espacial de dichas propiedades utilizando el programa geoestadístico SGemS. Del análisis numérico de los resultados, podemos identificar que la mayoría de los registros geofísicos conforman una serie en tiempo y presentan comportamientos aleatorios o variaciones a corto y largo plazo, lo que nos permite discriminar las curvas de dimensiones fractales "D". Y se corrobora que es una herramienta, que de manera adicional contribuye a la caracterización estática de yacimientos y reduce la cantidad de pozos exploratorios para análisis completos.

CONTENIDO

Índice de Contenido

<u>Contenido</u>	<u>Página</u>
1. Introducción	1
2. Marco Geológico	4
2.1. Generalidades	4
2.2. Evolución tectono-estratigráfica de la cuenca Oriental de Venezuela	5
2.3. Estratigrafía regional	8
2.4. Estratigrafía local	9
2.5. Geología estructural regional	12
2.6. Ambientes sedimentarios de la Formación Oficina	15
3. Marco Teórico	19
3.1. Introducción	19
3.2. Geoestadística	19
3.3. Geometría Fractal	26
3.4. Movimiento Browniano	33
3.4.1. Movimiento fraccional Gaussiano	37
3.4.2. Fractales en los registros de pozos	37
3.4.3. Análisis de rango reescalado	38
4. Perfilaje de pozos	40
4.1. Tipos de perfiles utilizados	40
5. Método de interpretación	43
6. Presentación y análisis de Resultados	63
7. Análisis comparativo modelo fractal versus modelo convencional	76
8. Conclusiones y recomendaciones	82
9. Bibliografía	83
10. Anexos	86

Índice de Figuras

<u>Contenido</u>	<u>Página</u>
Figura. 1 Cuencas Petrolíferas de Venezuela, basada en la distribución de sus Provincias Sedimentarias (Modificado de Pérez de Mejía et. Al., 1980). L.E.B. = Lineamiento de El Baúl, Límites de la Cuenca de Oriente (Tomado del WEC 1997)	1
Figura 2: Mapa geológico de Venezuela (ubicación del Bloque Carabobo en la Cuenca Oriental). USGS, 2006 y Talwani, 2002).	2
Figura 1. Corte geológico de norte-sur, que muestra la morfología de la subcuenca de Guárico (Tomado de Yoris y Ostos, 1997).	5
Figura 2. Corte geológico de NO-SE, que muestra la morfología de la subcuenca de Maturín (Tomado de Yoris y Ostos, 1997).	5
Fig. 5. A) Mapa de distribución de terrenos Alóctonos en el norte de Suramérica, en los cuales hay rocas paleozoicas. B) Distribución de las rocas jurásicas en Venezuela. Obsérvese la presencia de estas rocas en el Graben de Espino, principal estructura en el área. C) Distribución de las facies sedimentarias dominantes al norte del Cratón de Guayana durante el Cretácico Temprano. D) Marco geológico regional para la sedimentación en Venezuela (Cuencas de Maracaibo, Falcón, Barinas-Apure y Oriental) durante el Mioceno-Plioceno. (Tomado de Ostos y Yoris, 1997).	7
Figura 3. Columna de cuadro de correlación estratigráfica de la cuenca oriental de Venezuela (Tomado y modificado de LEV, 1997).	8
Figura 4. Rasgos estructurales de la cuenca oriental de Venezuela (Tomado de Chramcow, 2008).	13
Figura 8. Corte Estructural del Bloque Carabobo (A) (Tomado de Crespo, 2008)	14
Figura 9. Corte Estructural del Bloque Carabobo (B) (Tomado de Crespo, 2008)	15
Figura 10. Principales sub-ambientes de los ambientes transicionales deltaicos (tomado de http://cniesrc.files.wordpress.com/ , 2010)	17
Figura 11. Identificación de pares intervalo 100 m. (tomado de Belmares 2011)	20
Figura 12. Variograma experimental (tomado de Belmares 2011)	21
Figura 13. Distintos intervalos de muestreo para el Variograma experimental (tomado de Belmares 2011)	22
Figura 14. Representación gráfica del Variograma (tomado de Belmares 2011)	22

Figura 15. Gráfico del Modelo Esférico (tomado de Belmares 2011)	24
Figura 16. Gráfico del Modelo Exponencial (tomado de Belmares 2011)	25
Figura 17. Gráfico del Modelo Gaussiano (tomado de Belmares 2011)	25
Figura 18. Esquema comparativo entre la dimensión euclidiana (D_e) y dimensión fractal (D_f). Tomado de González, 2001.	29
Figura 19. Formas Fractales (tomado de Belmares 2011)	31
Figura 20. Trayectoria irregular que sigue una partícula browniana, este movimiento aleatorio.	34
Figura 21. Simulación del movimiento Browniano.	34
Figura 22. Registros de procesos correspondientes a distintos valores de exponente de Hurst (H). $H=0.9$: Proceso Persistente, $H=0.5$: Proceso Aleatorio, $H=0.1$: Proceso Antipersistente.	36
Fig. 23. Ejemplo de Registro de resistividad para distintas litologías.	41
Fig. 24. Ejemplo de respuesta del Registro rayos gamma	42
Figura 25. Ejemplo de Registro Neutrónicos para distintas litologías	43
Figura 26. Histogramas de frecuencia de los registros petrofísicos GR, Rt y Porosidad efectiva.	44
Figura 27. Datos de tolerancia, separación, lags y direcciones de los variogramas de los registros normalizados.	45
Figura 28. Variogramas de registros GR, Rt, y porosidad efectiva normalizados.	46
Figura 29. Datos en función de la frecuencia.	47
Figura 30. Representa el análisis de rango reescalado, de donde se extrae el exponente de Hurst (la pendiente es el coeficiente de Hurst).	48
Figura 31. Representa el grado de fractalidad de los datos, de donde se extrae la dimensión fractal (la pendiente es la dimensión fractal).	49
Figura 32. Localización en planta del conjunto de pozos seleccionados	50
Figura 33. Enlace entre el conjunto de pozos seleccionados (líneas rojas).	52
Figura 34. Conjunto de pseudopozos generados a partir de modelación fractal en el área de estudio.	54
Figura 35. a) Panel de algoritmos; b) Panel de visualización y c) Panel de comandos.	55

Figura 36. a) Selección del tipo de datos; b) Parámetros de los datos	56
Figura 37. Visualización de la variable petrofísica V_{sh} .	57
Figura 38. Histograma a partir de la variable petrofísica, Porosidad efectiva.	58
Figura 39. Selección de la propiedad petrofísica sobre la cual se generará el variograma.	59
Figura 40. Modelado de variograma correspondiente a la propiedad petrofísica, Porosidad efectiva	60
Figura 41. a) Especificaciones de la retícula 3D; b) Parámetros requeridos para la ejecución del algoritmo del Kriging ordinario.	61
Figura 42. Kriging generado para la propiedad petrofísica V_{sh} .	62
Figura 43. Parámetros requeridos para la simulación SGSIM.	62
Figura 44. Simulación Secuencial Gaussiana de la propiedad petrofísica, arcillosidad (V_{sh}).	63
Figura 45. Histogramas obtenidos para las propiedades: AN, ANP, V_{sh} y Porosidad efectiva	64
Figura 46. Modelos de variogramas a partir de las propiedades petrofísicas: a) AN, b) ANP, c) V_{sh} y d) Porosidad efectiva	65
Figura 47. Distribución espacial de la propiedad petrofísica de porosidad efectiva dirección noreste. (flecha blanca dirección norte).	66
Figura 48. Distribución espacial de la propiedad petrofísica de porosidad efectiva dirección noreste. (flecha blanca dirección norte).	67
Figura 49. Distribución espacial de la propiedad petrofísica de arcillosidad (V_{sh}) dirección noreste. (flecha blanca dirección norte).	68
Figura 50. Distribución espacial de la propiedad petrofísica de arcillosidad (V_{sh}) dirección noreste. (flecha blanca dirección norte).	69
Figura 51. Distribución espacial de la propiedad petrofísica de arena neta (AN) dirección noreste. (flecha blanca dirección norte).	70
Figura 52. Distribución espacial de la propiedad petrofísica de arena neta (AN) dirección noreste. (flecha blanca dirección norte).	71
Figura 53. Distribución espacial de la propiedad petrofísica de arena neta petrolífera (ANP) dirección noreste. (flecha blanca dirección norte).	72

Figura 54. Distribución espacial de la propiedad petrofísica de arena neta petrolífera (ANP) dirección noreste. (flecha blanca dirección norte).	73
Figura 55. Distribución espacial de las propiedades petrofísicas: a) arena neta (AN), b) arena neta petrolífera (ANP), c) porosidad efectiva y d) arcillosidad (Vsh) (flecha blanca dirección norte) (círculos rojos prospectos definidos).	74
Figura 56. Distribución espacial de las propiedades petrofísicas: a) arena neta (AN), b) arena neta petrolífera (ANP), c) porosidad efectiva y d) arcillosidad (Vsh) (flecha blanca dirección norte) (círculos rojos prospectos definidos).	75
Figura 57. Distribución espacial de las propiedades petrofísicas de arena neta (AN) versus mapas de espesor de arena neta de Formación Oficina (Morichal superior, medio e inferior respectivamente) (tomado de Mederos 2014), (flecha blanca dirección norte) (círculos rojos prospectos definidos) (franja azul área del campo).	78
Figura 58. Distribución espacial de las propiedades petrofísicas de porosidad efectiva versus mapas de porosidad efectiva por método convencional de Formación Oficina (Morichal superior, medio e inferior respectivamente) (tomado de Mederos 2014), (flecha blanca dirección norte) (círculos rojos prospectos definidos) (franja azul área del campo).	79
Figura 59. Distribución espacial de las propiedades petrofísicas de arcillosidad (Vsh) versus mapas de arcillosidad (Vsh) por método convencional de Formación Oficina (Morichal superior, medio e inferior respectivamente) (tomado de Mederos 2014), (flecha blanca dirección norte) (círculos rojos prospectos definidos). (franja azul área del campo).	80
Figura 60. Distribución espacial de las propiedades petrofísicas de arena neta petrolífera (ANP) versus mapas de arena neta petrolífera (ANP) por método convencional de Formación Oficina (Morichal superior, medio e inferior respectivamente) (tomado de Mederos 2014), (flecha blanca dirección norte) (círculos rojos prospectos definidos)	81

Índice de Tablas

<u>Contenido</u>	<u>Página</u>
Tabla 1. Evolución geodinámica de la cuenca oriental de Venezuela (Tomado de Teixeira 2016).	6
Tabla 2. Clasificación del rfG según el valor de H	37
Tabla 3. Valores estadísticos importantes de los registros normalizados.	46
Tabla 4. Pozos seleccionados (UTM).	51
Tabla 5. Valores de máximos y mínimos de los pozos.	51
Tabla 6. Distancia entre pozos.	52

1. Introducción

La Cuenca Oriental de Venezuela constituye la segunda cuenca petrolífera de América del Sur, está situada al centro-este de Venezuela, abarcando los estados Anzoátegui, Monagas, Guárico y Delta Amacuro (Reina, 2002). Ha sido subdividida operacionalmente en dos sub-cuencas: la de Guárico y la de Maturín. Los campos petrolíferos de esta cuenca comparten características estratigráficas y estructurales, siendo la Formación Oficina la principal roca productora. En donde se encuentra la Faja Petrolífera del Orinoco, que se subdivide en cuatro bloques: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo. El campo de interés es Carabobo 2 perteneciente al Bloque Carabobo el cuál se encuentra ubicado al este de la cuenca, limitado al sur por el río Orinoco, al este por la plataforma del Delta del río Orinoco y al oeste por el lineamiento de El Baúl. (Yoris & Ostos, 1997). (Figura 1)



Figura. 1 Cuenas Petrolíferas de Venezuela, basada en la distribución de sus Provincias Sedimentarias (Modificado de Pérez de Mejía et. Al., 1980). L.E.B. = Lineamiento de El Baúl, Límites de la Cuenca de Oriente (Tomado del WEC 1997)

El Bloque de Carabobo se extiende desde el sureste del estado Anzoátegui y ocupa toda la parte sur del estado Monagas y un sector del occidente del estado Delta Amacuro. Tiene una superficie total de 2.311 km². El Bloque Carabobo 2, objeto de estudio en este trabajo, se ubica en el centro

del bloque, ocupando una superficie total de aproximadamente 1.200 km², Figura 2 y 3 (tomado de Calvo, 2008).

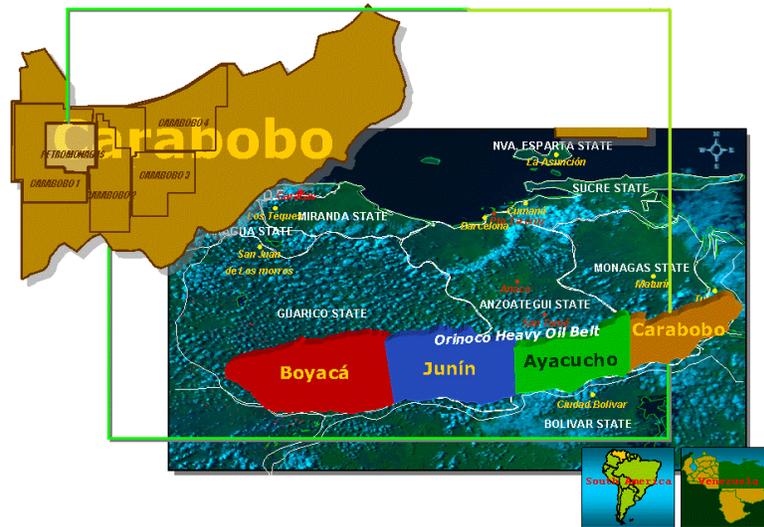


Figura 2: Mapa geológico de Venezuela (ubicación del Bloque Carabobo en la Cuenca Oriental). Tomado de Calvo, 2008).

Presentando rocas que abarcan edades desde el Precámbrico al reciente, las mismas fueron afectadas por distintos periodos de tectonismo de carácter regional. Partiendo de trabajos previos en el Bloque Carabobo (Cerro Negro) en 1997, en donde se establecieron evaluaciones del Bloque, con un posterior plan de perforación de pozos para 1999 y se procedió a aplicar nuevas técnicas de extracción de crudos con el fin de extraer las reservas de petróleo pesado y extrapesado del área.

No obstante, las actividades al este de la Faja Petrolífera del Orinoco no han sido desarrolladas completamente a pesar de que el campo Carabobo de la faja cuenta con un potencial de producción total de 1,2 millones de barriles diarios de crudo y unos 25.500 millones de barriles de reservas recuperables, según el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo en el año 2010. Por lo cual se realizarán análisis de la Formación Oficina mediante métodos fractales con el fin de observar la potencialidad productiva de dicha formación en el campo Carabobo 2, a través de la integración de información petrofísica existente, con el fin de caracterizar los fluidos de yacimientos con mayor exactitud y a menor costo.

Por lo que se plantea construir un modelo de iso-propiedades petrofísicas para la Formación Oficina en el área de estudio basado en la interpretación de pozos. Partiendo de esta premisa se elaborarán mapas de propiedades petrofísicas, se estimará la distribución espacial de las mismas a partir de modelos fractales, con base en la información obtenida de los registros de pozos; y se identificará las posibles zonas con presencia de hidrocarburos, los cuales se generarán mediante la interpolación por modelación fractal pseudopozos entre pozos observados a partir de los registros geofísicos GR, Nphi, Rt.

El alcance esperado para este trabajo es generar un modelo volumétrico de propiedades petrofísicas de yacimientos de la Formación Oficina a partir de la generación de pseudopozos con métodos fractales para observar las posibles zonas de acumulación de hidrocarburos y comparar con los resultados convencionales de caracterización de fluidos de yacimientos, para poder determinar la confiabilidad del método y crear un producto que sea de utilidad para futuros planes de exploración.

Los trabajos previos que sirvieron de apoyo para la elaboración de este proyecto fueron el de **Fiorillo (1983)**, en donde realiza una evaluación exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco, con la finalidad de definir el volumen, distribución y calidad de los recursos, selección de las áreas más prospectivas, ejecución de proyectos pilotos de producción y desarrollo y hacer un estudio de planificación de desarrollo. Interpretó ambientes fluviales de corrientes entrelazadas, y describió al campo Carabobo como una cuenca alargada en sentido este-oeste, angosto y con características estructurales de cuencas intracratónicas, en la cual los períodos de mayor subsidencia y que contribuyeron definitivamente a su configuración actual, se desarrollaron durante el período Terciario. Siendo un apoyo en la descripción estratigráfica del campo.

Crespo (2008) realizó un modelo sedimentológico-estratigráfico del bloque Carabobo 2 donde validó información sedimentológico-estratigráfica existente y definió la arquitectura del yacimiento asociado al Bloque Carabobo 2, en donde estableció características sedimentológico-estratigráfica del yacimiento y determinó heterogeneidad del área. Siendo también un apoyo en la descripción estructural del campo. Y el trabajo de **Mederos (2014)** en donde realizó un estudio integrado para la identificación de prospectos en el Bloque Carabobo 1 y 2, en donde se

identificaron mediante registros de pozos la caracterización de fluidos de yacimientos por métodos convencionales. Dicho trabajo nos sirve como base en la comparación con el método fractal para verificar la idoneidad del método.

2. Marco Geológico

2.1. Generalidades

Según GONZÁLEZ DE JUANA *et. al.*, 1980 la Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión estructural ubicada en la región centro-este del país, entre las coordenadas 8° y 11° de latitud norte, y 61° y 66° de longitud oeste, comprende los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, así como la extensión meridional del estado Sucre y el Territorio Federal Delta Amacuro, prolongándose mar adentro hacia la Plataforma Deltana y el sur de Trinidad.

Está limitada al norte por el Cinturón Móvil de la Serranía del Interior Central y Oriental, al sur por el borde septentrional de las rocas precámbricas del Cratón de Guayana, al este se prolonga hasta la Plataforma Deltana y al oeste la limita el levantamiento de El Baúl.

Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y una zona de mesas en Anzoátegui y Monagas, que en conjunto abarcan unos 164.000 km² de superficie, lo cual la hace la cuenca de mayor extensión superficial. La cuenca actual es asimétrica, con el flanco sur ligeramente inclinado hacia el norte y un flanco norte más tectonizado y con mayores buzamientos, conectado a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el norte.

Toda la cuenca se inclina hacia el este, de manera que su parte más profunda se encuentra al noreste, hacia Trinidad, donde se estima que pudieron acumularse unos 40.000 pies de sedimentos. Basándose en sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas se subdivide en tres subcuencas, a saber: Subcuenca de Guárico, Subcuenca de Maturín y Subcuenca de Paria.

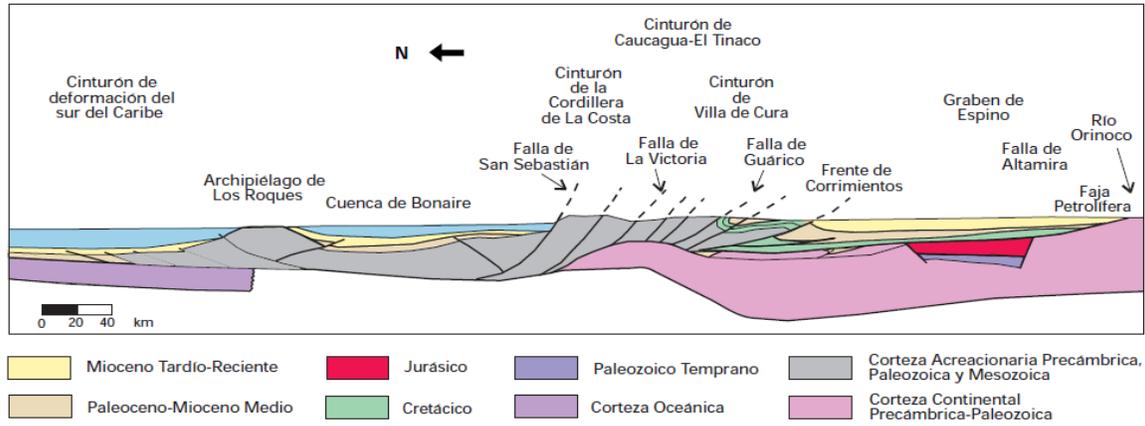


Figura 5. Corte geológico de norte-sur, que muestra la morfología de la subcuenca de Guárico (Tomado de Yoris y Ostos, 1997).

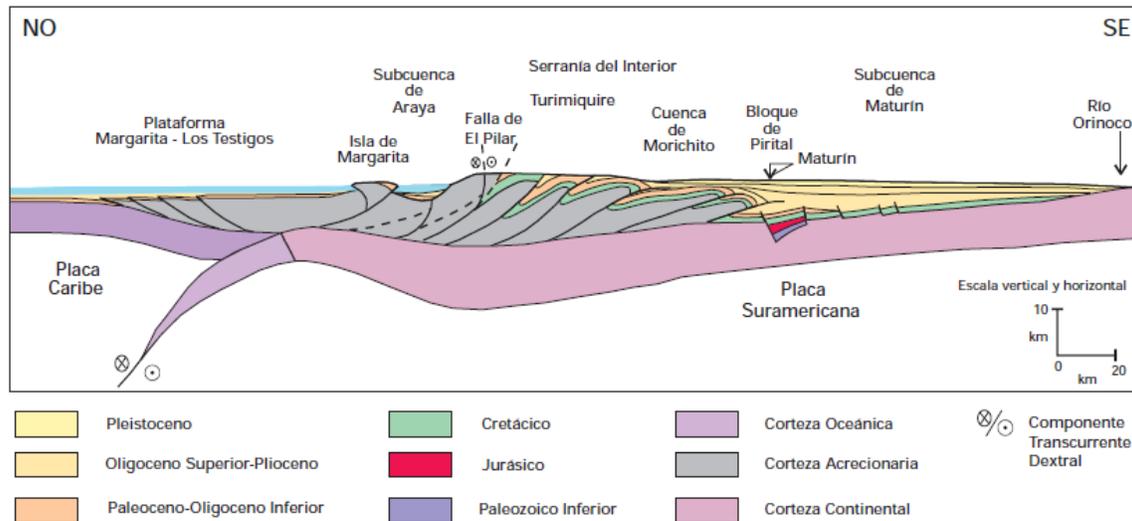


Figura 6. Corte geológico de NO-SE, que muestra la morfología de la subcuenca de Maturín (Tomado de Yoris y Ostos, 1997).

2.2. Evolución tectono-estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.

La evolución geodinámica de la Cuenca Oriental de Venezuela se presenta en cuatro episodios mayores, según Parnaud *et al.* (1999), los cuales se describen resumidamente en la tabla 1 y se pueden observar en la figura 5.

Tabla 2. Evolución geodinámica de la cuenca oriental de Venezuela (Tomado de Teixeira 2016).

ETAPA	DESCRIPCIÓN
Pre-Rift	Tuvo origen durante el Paleozoico y se identificó por medio de estudios sísmicos. Está caracterizada por las formaciones de Hato Viejo y Carrizal, las cuales fueron depositadas en ambientes marinos costeros a neríticos. Compuestas por arena de grano fino e intercalaciones con conglomerado.
Rift	Se desarrolló durante el Jurásico Tardío y el Cretáceo Temprano. Se dio la separación de norte América del Gondwana creándose un sistema de extensión en el piso oceánico, afectando el margen norte de la placa suramericana. Se encuentra representada por capas rojas, mantos de basalto y una transgresión donde se sedimentó la Formación Barranquín y hacia el sur la Formación Canoa de ambiente continental.
Margen Pasivo	Se desarrolla entre el Cretácico Tardío y el Oligoceno. Una vez finalizada la etapa de extensión ocurre la colisión del arco de islas de las Antillas Mayores con la placa suramericana. Esta etapa se encuentra representada por tres fases transgresivas que se desarrollaron de norte a sur y culminan durante el Turoniense, Paleoceno Temprano y el Oligoceno respectivamente. La primera inicia con la depositación de la Formación Barranquín. En la parte sur de la cuenca, la Formación Tigre indica el máximo avance de la transgresión. La segunda transgresión se desarrolló después a la regresión del Maastrichtense y está representada por la Formación San Juan. La última transgresión está representada por la depositación de la Formación Mercure, características de un ambiente continental hacia la parte sur de la cuenca.
	Ocurre durante el Mioceno Temprano hasta el Reciente. El margen pasivo se transforma en un frente de corrimientos y en una cuenca

Colisión Oblicua

antepaís; esto se debe al choque oblicuo de la placa Caribe con la placa suramericana. Durante esta etapa la placa del Caribe fue migrando hacia el este y se desarrolló un cinturón orogénico que vendría siendo la Serranía del Interior que fue plegada y fallada por movimientos compresivos de norte a sur. La cuenca al ser asimétrica fue acumulando su mayor volumen de sedimentos hacia el norte, ajustándose a un modelo con ambientes a fluvio deltaicos, extensiones pantanosas y cortas invasiones marinas que en el flanco sur de la cuenca.

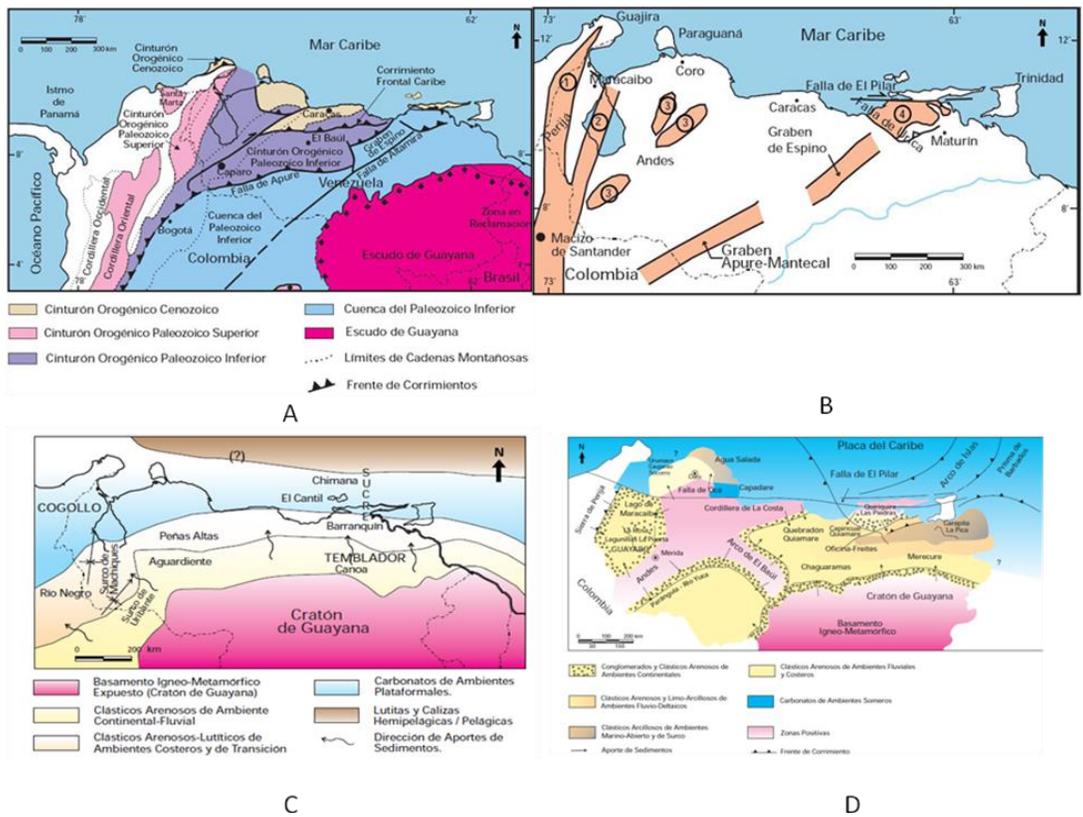


Fig. 5. A) Mapa de distribución de terrenos Alóctonos en el norte de Suramérica, en los cuales hay rocas paleozoicas. B) Distribución de las rocas jurásicas en Venezuela. Obsérvese la presencia de estas rocas en el Graben de Espino, principal estructura en el área. C) Distribución de las facies sedimentarias dominantes al norte del Cratón de Guayana durante el Cretácico Temprano. D) Marco geológico regional para la sedimentación en Venezuela (Cuencas de Maracaibo, Falcón, Barinas-Apure y Oriental) durante el Mioceno-Plioceno. (Tomado de Yoris y Ostos, 1997).

2.3. Estratigrafía regional

La columna estratigráfica de la cuenca oriental de Venezuela comienza desde el basamento ígneo-metamórfico del complejo basal de Guayana de edad Precámbrica, luego se fueron depositando los sedimentos de la Formación Hato Viejo de Edad Paleozoico Medio estando en contacto discordante con el basamento. Seguidamente el grupo Temblador de edad Cretácica conformado por las formaciones Tigre y Canoa en contacto discordante en la base con la Formación Carrizal y en el tope con la Formación Merecure del Oligoceno, la cual se encuentra en contacto transicional con la Formación Oficina de edad Mioceno Inferior a Medio con sus cuatro miembros; Morichal, Yabo, Jobo Y Pilón. Posteriormente pasa de forma transicional a la Formación Freites de edad Mioceno Superior y por último las Formaciones Piedra y Mesa pertenecientes a la edad Plioceno.

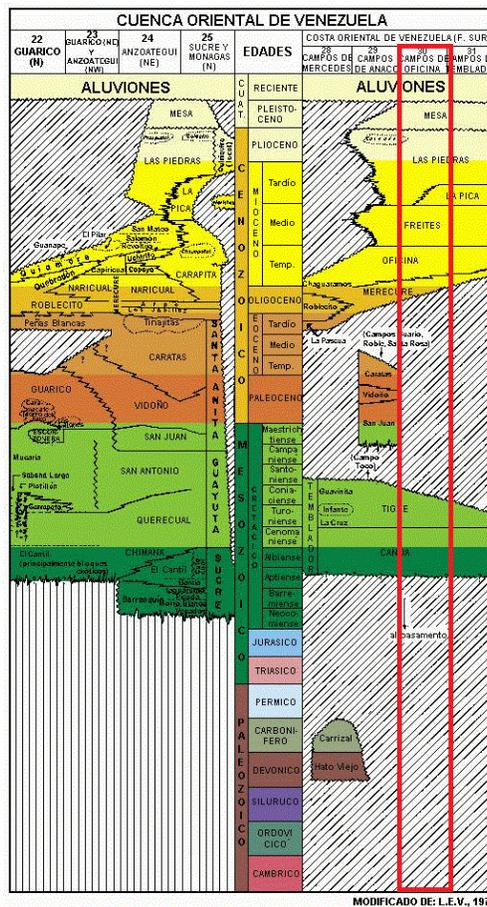


Figura 7. Columna de cuadro de correlación estratigráfica de la cuenca oriental de Venezuela (Tomado y modificado de LEV, 1997).

2.4. Estratigrafía local

Basamento (Complejo ígneo-metamórfico Precámbrico)

El basamento en el área está compuesto por granitos, gneises, anfibolitas y esquistos, de origen ígneo-metamórfico y forma parte del Complejo de Imataca de edad Precámbrica. Se caracteriza por presentar un relieve accidentado y fallado, lo que ocasiona desajustes en la compactación de los sedimentos reflejándose como altos y bajos estructurales en los diferentes mapas (Fiorillo, 1983).

Cercano al área de estudio, se encuentra la zona de Uverito en donde se ha comprobado un alto en el basamento que ocasiona una diferencia de sedimentación al este y oeste del mismo. La cual las arenas de la Formación Oficina desaparecen prácticamente al este de la zona de Uverito localizado en el noreste del Bloque Carabobo.

Formación Oficina (Mioceno Temprano – Medio)

La formación Oficina abarca el subsuelo de los estados Anzoátegui y Monagas. Hedberg (1947) la describe como una alternancia de lutitas grises, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. Componentes en menor proporción, pero importantes son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcilitas verde y gris claro, con esférulas de siderita, areniscas sideríticoglaucónicas y calizas delgadas con estructuras cono en cono.

El espesor de la Formación Oficina varía de 2000 a 4000' (Hedberg, 1947) y de acuerdo a González de Juana *et al.* (1980), aumenta desde los bordes de la cuenca hacia su eje de la siguiente manera: 220 a 275 m de espesor en el área de Temblador, 600 m a más de 1400 m en el área mayor de Oficina, más de 2000 m en Anaco y unos 1000 m en Anzoátegui nororiental. En general, las areniscas se hacen más abundantes, de mayor espesor y de grano más grueso hacia la base de la formación. (Hedberg, 1947).

González de Juana (1980), consideran que la Formación Oficina se sedimentó en un inmenso complejo fluvio-deltaico, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos. Ésta Formación ha sido dividida en cuatro miembros informales: Miembro Morichal, Miembro Yabo, Miembro Jobo y Miembro Pílon siendo denominados del más viejo al más joven respectivamente.

La Formación Oficina tiene mucha importancia a nivel de producción ya que sus arenas constituyen los principales yacimientos petrolíferos en la mayoría de los campos de la cuenca oriental del Orinoco. Las lutitas de esta formación son consideradas por varios autores, como posible roca generadora de hidrocarburos.

Miembro Morichal (Formación Oficina) (Mioceno Medio)

Representa la parte inferior de la Formación Oficina y está caracterizado por areniscas masivas, de carácter progradante y la intercalación de lutitas y areniscas de carácter transgresivo, las arenas son, mayoritariamente masivas donde se almacenan los mayores volúmenes de hidrocarburos del área, cuarzosas de color marrón, con escogimiento de regular a malo lo que sugiere un ambiente fluvio-deltaico.

La zona más prospectiva del Miembro Morichal está localizada en el sector centro-este donde presenta un espesor promedio de 225 pies de ANP. En este miembro se ha detectado un contacto petróleo/agua en la primera línea de pozos perforados al norte, en los límites con los campos Morichal y Jobo (Santos, 1987).

El miembro Morichal se encuentra dividida por las unidades del Morichal Inferior representada por arenas transgresivas en contacto discordante con el basamento, el Morichal Medio caracterizado por arenas de canales dominado por mareas y el Morichal Superior representados por arenas fluvio deltaicas transgresivas.

Miembro Yabo (Formación Oficina) (Mioceno Medio)

Este Miembro separa los miembros Morichal y Jobo y representa una secuencia de lutitas transgresivas gris verdosas con intercalaciones de limolitas y areniscas de grano fino, calcáreas y fosilíferas.

El Miembro informal Yabo comienza aparecer en los campos del Norte, específicamente en el área de Cerro Negro donde posee una buena correlación hasta la parte central y hacia el sur va perdiendo su carácter lutítico y comienzan a ser lentes de arenas, que en algunos casos contienen petróleo, pero debido a su poco espesor (5 pies) no se consideran óptimos para la producción de hidrocarburos. El miembro informal Yabo, no se puede identificar hacia el Sur, y al Este desaparece al acuñarse contra el Alto de Uverito (Fiorillo, 1983).

Miembro Jobo (Formación Oficina) (Mioceno Medio)

Son arenas con espesor promedio de 75 pies, que poseen un mayor desarrollo al Noreste siendo menos espesas al Oeste. Se conocía anteriormente como Grupo I en los campos del Norte, donde es buen productor de petróleo de 14° API (Fiorillo, 1983). Este miembro al igual que el miembro informal Morichal se acuña contra el basamento al Sur y hacia el Este contra el Alto de Uverito (Fiorillo, 1983).

Miembro Pilón (Formación Oficina) (Mioceno Medio)

El Miembro informal Pilón se encuentra en la parte superior de la Formación Oficina y está representada por lutitas transgresivas en los campos del Norte, pero al Sur pierden su identidad al desarrollarse facies arenáceas que contienen petróleo y llegan a confundirse con las arenas basales de la Formación Freites. Lo mismo sucede hacia el Oeste del área donde se profundiza la cuenca y se desarrollan gruesos paquetes de arena de hasta 190 pies de espesor que contienen agua (Fiorillo, 1983).

Los mayores espesores de ANP se encuentran hacia el Este del área donde alcanza un espesor máximo de 104 pies. Las pruebas realizadas en el Miembro Pilón han confirmado la existencia de petróleo y un alto contenido de agua. (Fiorillo, 1983).

Formación Freites (Mioceno Tardío)

Se presenta en el subsuelo del estado Anzoátegui, específicamente en el flanco sur de la cuenca. Su espesor varía de 825 a 3000 pies y está representada por una gruesa sección de lutitas al norte, que en Carabobo va siendo reemplazada por cuerpos de arenas que aumentan al sur, en esta área, la formación reduce su espesor desde 550 m en el norte a 73 m en el sur.

La formación se vuelve más arenosa en cuanto más se adelgaza en el área Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco. Las variaciones verticales en el contenido de arcilla, latita, limo y siderita permiten una excelente correlación, sobre la mayor parte del flanco sur de la cuenca, por variaciones en la curva de resistividad amplificada de los perfiles eléctricos (Fiorillo, 1983).

Las lutitas y arcillas de la unidad constituyen el sello principal de los reservorios petrolíferos de la Formación Oficina en el área Mayor de Oficina, y contienen, en la parte inferior, arenas productoras de hidrocarburos en algunos campos de la parte media y sur de esa área. Representa el máximo de la segunda transgresión mayor del Mioceno. En el área Carabobo, según la fauna de moluscos el ambiente es de tipo transgresivo marino costero (Fiorillo, 1983).

Formación las Piedras y Mesa (Plioceno-Pleistoceno)

Se ha tomado estas formaciones como una unidad debido a la dificultad que presenta su diferenciación en el área de Carabobo. La litología es homogénea y consiste principalmente de grandes “paquetes” de arena de grano grueso y gravas con aumento ferruginoso, en menos cantidades carbonosas; estas formaciones contienen grandes cantidades de agua dulce para el uso doméstico, para la perforación de pozos, producción de vapor, desalinización de crudo, etc. (Fiorillo, 1983).

2.5. Geología Estructural Regional

El marco regional de la Faja Petrolífera del Orinoco corresponde al acuñaamiento sur de los sedimentos terciarios de la Cuenca Oriental venezolana, por encima del basamento ígneo-metamórfico del Cratón guayanés localizado al sur del río Orinoco. En la parte más septentrional de la Faja, hacia los sectores de Carabobo y Ayacucho, los sedimentos terciarios se encuentran

suprayaciendo discordantemente a una franja de poco espesor de sedimentos cretácicos que a su vez se adelgazan hasta llegar a desaparecer al sur (Fiorillo, 1983).

Variando notablemente hacia el oeste de la Faja (Boyacá-Junín), donde la secuencia terciaria suprayace sobre un intervalo de mayor espesor de sedimentos cretácicos, paleozoicos y jurásicos. Estas dos últimas secuencias se localizan en una depresión profunda de rumbo regional E-N-E, la cual se halla limitada en sus flancos y alterada en su parte central por importantes sistemas de fallas de gran longitud, orientadas aproximadamente en dirección este-noreste (figura 7).



Figura 8. Rasgos estructurales de la cuenca oriental de Venezuela (Tomado de Chramcow, 2008).

Desde el punto de vista estructural y tectónico, se destacan dos provincias en la Faja Petrolífera del Orinoco, separadas por el sistema de fallas de Hato Viejo. En la provincia oriental (Carabobo y Ayacucho) los sedimentos terciarios se encuentran descansando sobre el basamento ígneo-metamórfico, excepto para una estrecha franja al norte donde la secuencia cretácica se intercala discordantemente entre el Terciario y el Precámbrico. En la provincia occidental (Junín-Boyacá), los sedimentos terciarios suprayacen predominantemente a depósitos cretácicos, paleozoicos y precámbricos, estando estas dos últimas secuencias preservadas en profundas depresiones estructurales.

Dentro del Bloque Carabobo el patrón estructural es el mismo que el resto de la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente en la parte sur de la misma. La estructura está definida por un homoclinal de rumbo aproximado noreste-suroeste donde el buzamiento es muy suave y oscila entre 2 y 4 grados promedio. La misma está cortada por fallas normales principales de rumbo aproximado este-oeste. Estas fallas representan un importante factor de entrapamiento dentro del área de estudio, sumado al factor estratigráfico asociado a cambios laterales de facies. Esto lleva a concluir que las trampas existentes son de tipo estructural-estratigráfico, donde el componente estratigráfico es el de mayor importancia, (Fiorillo, 1983). En las figuras 8 y 9 se observan cortes estructurales en el Bloque Carabobo, donde se define que la estructura se levanta hacia el sur.

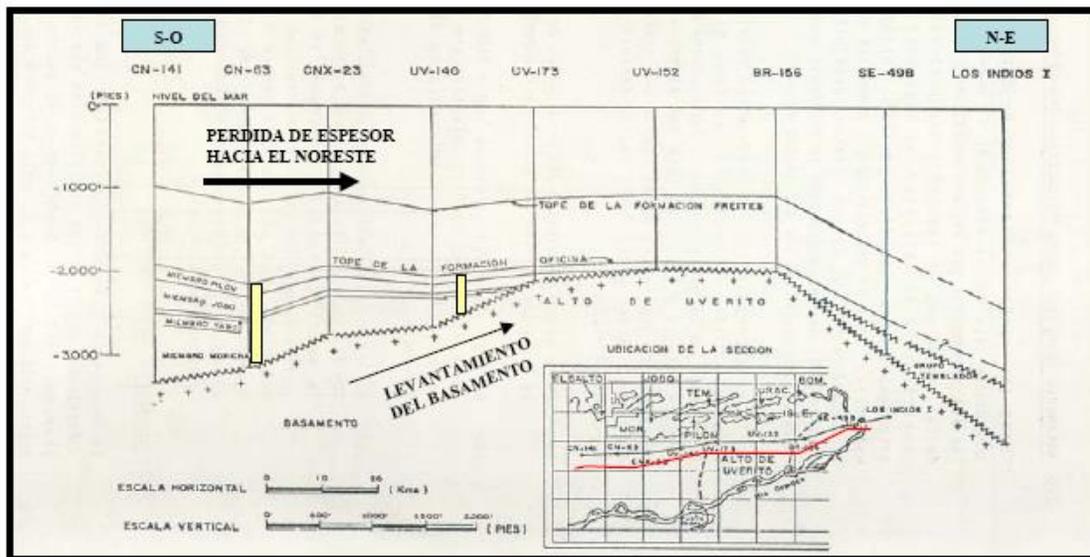


Figura 8. Corte Estructural del Bloque Carabobo (A) (Tomado de Crespo, 2008)

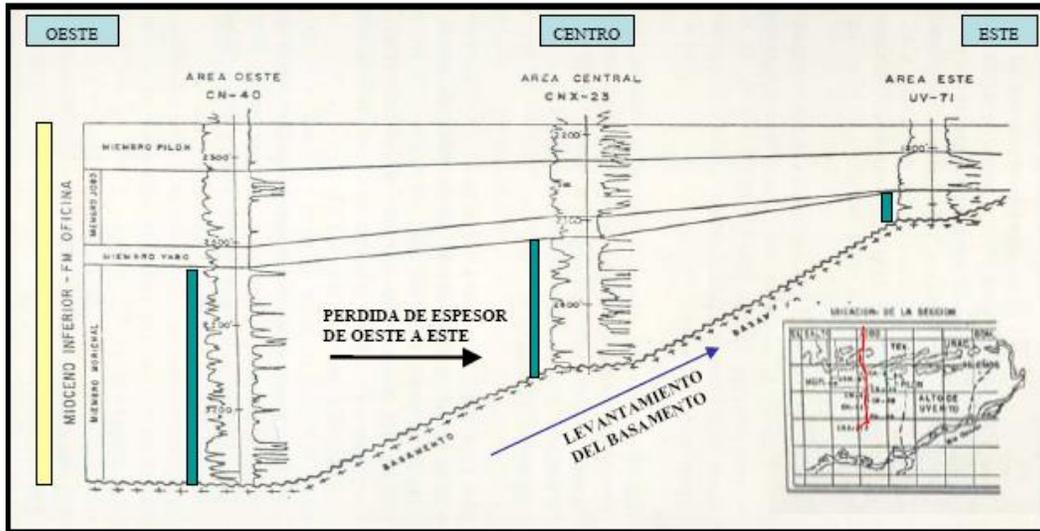


Figura 9. Corte Estructural del Bloque Carabobo (B) (Tomado de Crespo, 2008)

2.6. Ambientes sedimentarios de la Formación Oficina

Walker (1992), define ambiente depositacional como el área geográfica y/o geomorfológico que posee un conjunto de condiciones físicas, químicas y ecológicas, bajo las cuales ocurre la depositación de un sedimento. El ambiente determina en gran parte, la naturaleza y propiedades del sedimento depositado.

- Ambientes Sedimentarios en Miembro Informal Morichal.

La Formación Oficina en el área de Carabobo fue depositada durante el segundo de los tres ciclos de sedimentación transgresivos-regresivos que identifican estratigráficamente a la Faja Petrolífera del Orinoco.

El contexto de trabajos previos donde se sostienen interpretaciones macro ambientales enmarcados dentro de un complejo depositacional fluvio-deltaico para la Formación Oficina, la secuencia depositacional del miembro informal Morichal se interpreta dentro de un ambiente depositacional deltaico, con procesos principalmente de dominio fluvial.

Para este estudio y de acuerdo a las observaciones realizadas mediante las correlaciones estratigráficas y las diagráfias de los registros de los pozos, se considerará una dirección preferencial de los cuerpos que van en sentido SE-NO (Crespo, 2008).

Pemberton (1992) refiere que los ambientes transicionales, de aguas salobres (ambientes marino-marginales, incluyendo las zonas intermareales y ambientes deltaicos), se caracterizan por significativas fluctuaciones en las condiciones ambientales, lo que resulta en condiciones desfavorables para numerosos organismos. La bioturbación para este tipo de ambientes está caracterizada por poca diversidad, bioturbación típicamente encontrada en ambientes marinos, estructuras construidas por organismos tropicales generalistas y comúnmente dominada por icnogéneros simples. En un sistema o complejo depositacional deltaico (figura 12) se pueden distinguir dos grandes ambientes depositacionales y sub-ambientes o depósitos deltaicos íntimamente relacionados como son, el plano deltaico, el frente deltaico y el prodelta. El plano deltaico está caracterizado por los depósitos de canales distributarios, abanicos de rotura, barras intracanales y bahías interdistributarias. El frente deltaico viene representado por barras de desembocadura, limos y lutitas del frente deltaico, y el prodelta con depósitos de lutitas del prodelta. Al revisar los procesos que se desarrollan en un sistema deltaico moderno, se distinguen tres procesos básicos que determinan la geometría del delta y la distribución de las facies sedimentarias, Galloway (1975) (tomado de González de Juana), basándose en los procesos de aporte de sedimentos, energía de las olas, energía de las mareas y de la intensidad de estos procesos plantean una clasificación morfológica y estratigráfica, de los sistemas deltaicos, donde se distinguen tres tipos principales de deltas:

Deltas dominados fluvialmente: donde la tasa y volumen de sedimentos aportados exceden la capacidad de la cuenca para re TRABAJAR y modificar sustancialmente el margen activo del delta.

Deltas dominados por olas: donde el sistema deltaico es dominado por olas y la mayoría de los sedimentos depositados en la boca de los distributarios es re TRABAJADO y redistribuido a lo largo del frente deltaico por las corrientes costeras.

Deltas dominados por mareas: los cuales a medida que el rango de la marea se incrementa, las corrientes de marea se intensifican, modificando la geometría de la desembocadura de los canales distributarios y redistribuyendo los sedimentos aportados, el acarreo de los sedimentos. Esto ocurre principalmente en dirección de la pendiente (perpendicular a la línea de costa), fuera de la boca del canal y sobre un extenso prodelta de aguas poco profundas construido por la mezcla rápida y la decantación de sedimentos en suspensión. Las barras de desembocadura son retrabajadas como una serie de barras elongadas.

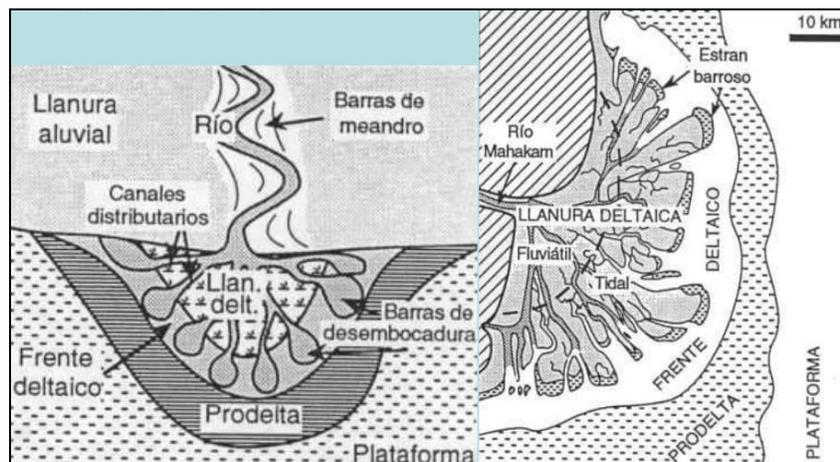


Figura 10. Principales sub-ambientes de los ambientes transicionales deltaicos (tomado de <http://cniesrc.files.wordpress.com/>, 2010)

- Descripción de los Yacimientos Morichal Inferior, Medio y Superior de estudios previos.

Yacimiento Morichal Inferior: Desde la base del núcleo, se describe el yacimiento Morichal inferior con un espesor de 120 pies, compuesta por tres “paquetes” de areniscas de grano fino, muy impregnadas, separadas por pequeños “cuellos” limosos bioturbados, culminando el evento con una lutita de color gris claro finamente laminadas y carbonosas hacia el tope, con raras bioturbaciones sin diferenciar. Esta última lutita es límite del yacimiento suprayacente o Morichal medio, considerándose el primer pulso retrogradante del miembro informal Morichal. En la base de esta unidad, se presenta una lutita compacta gris oscuro, micácea, en contacto abrupto con la primera arenisca. Este miembro se trata como una sola unidad sedimentaria, y pudiera interpretarse enmarcada dentro de un ambiente de complejo deltaico, específicamente de

areniscas presentes en zonas de canales distributarios con dominio de influencia fluvial, y con bahías interdistributarias hacia el tope de cada espesor arenoso.

Yacimiento Morichal Medio: El yacimiento Morichal medio subiendo en sección, se observa de menor espesor en núcleo con 113 pies, según lo descrito por PDVSA se observan arenisca de grano muy fino, muy impregnada, hacia el tope con raras bioturbaciones, el contacto inferior es abrupto con una lutita con laminación paralela. Hacia el tope se tiene una lutita gris oscuro con laminación paralela, con moderada bioturbación, que supone el límite con el siguiente yacimiento, Morichal superior, también la segunda FS2 interpretada como el siguiente ciclo sedimentario. Según datos de parámetros petrofísicos presenta más arcillosidad que la unidad inferior, pero puede considerarse una sola unidad de flujo, luego también como una unidad sedimentaria. Como electrofacies se presenta hacia la base un pequeño intervalo granocreciente en contacto con uno mayor granodecreciente, lo que puede ser interpretado como un canal sobre impuesto a barras de desembocadura de frente deltaico.

Yacimiento Morichal Superior: se presenta con un espesor de 227 pies en núcleo descrito por PDVSA, su expresión es mucho más heterogénea en contraste con los dos yacimientos inferiores, y a su vez, se pueden identificar tres unidades sedimentarias que pueden ser separadas entre sí, porque poseen sellos lutíticos de extensión en todo el campo:

Unidad sedimentaria 1 en su primera unidad de bases a tope, la expresión son tres pequeñas areniscas de grano fino, impregnadas, separadas por lutitas carbonosas bioturbadas. Se infieren para estas tres secuencias granodecrecientes hacia el tope, asociado a depósitos de barras, específicamente de barras de desembocadura presentes en el frente deltaico.

Unidad sedimentaria 2: la segunda unidad subiendo en sección, no se tiene expresión en núcleo ya que no se recuperó muestra de roca, se tienen lutitas supra e infrayacentes de color gris oscuro bioturbadas y carbonosas, en la base un pequeño intervalo de arenisca. Su registro o perfil de pozos muestra, una secuencia granodecreciente hacia el tope, que se interpreta o supone, represente posiblemente un canal distributivo con su terminación en una bahía interdistributaria hacia el tope.

Unidad sedimentaria 3: en la última unidad se tiene una arenisca de grano medio a fino bien impregnada, separada por lutitas suprayacente de color gris oscuro a verdoso, carbonosa bioturbada e infrayacentes de color gris oscuro carbonosa y bioturbada.

3. Marco Teórico

3.1. Introducción

La geoestadística está íntimamente relacionada a fenómenos naturales que presentan estructuras complejas y a su vez están ligadas a distintas variables distribuidas en el espacio. Para analizar estas variables se utilizan diversos procedimientos de estimación y/o simulación estadística. Estos procedimientos permiten la descripción o caracterización de eventos.

Los fractales son estructuras semigeométricas fragmentadas que presentan una semejanza de sí mismos, pero a distintas escalas; es decir, de las estructuras macro a las estructuras micro, por lo que presentan autosemejanza. En la actualidad se aplican los conceptos de geometría fractal y geoestadística en la estimación de la distribución espacial de las propiedades petrofísicas en la caracterización de yacimientos. Principalmente mediante la aplicación de modelado fractal y técnicas geoestadísticas para la caracterización de fluidos de en la caracterización de yacimientos estáticos. A continuación, se expondrán de manera resumida los aspectos más importantes de la geometría fractal y geoestadística que se relacionan con la elaboración de este trabajo.

3.2. Geoestadística

La Geoestadística es la aplicación de la teoría de funciones aleatorias para el reconocimiento y estimación de fenómenos naturales (Journel y Huijbregts, 1978), o directamente es el estudio de la distribución de variables aleatorias espaciales (Chauvet, 1994). Las mismas al ser aleatorias presentan las características fundamentales como lo son valores dentro de rangos determinados, donde ese valor ocupa una posición en el espacio (Matheron, 1970). La aplicación de geoestadística describe continuidad espacial de cualquier fenómeno natural.

Una variable regionalizada puede ser presentada en función $Z(x)$, tomando distintos valores en cada punto, en una, dos y tres dimensiones según sea el caso a estudiar. Por lo tanto, la geoestadística está asociada a un conjunto de técnicas, que permiten analizar y predecir valores de las variables distribuidas en el espacio. Para cumplir estos supuestos en correlación entre los parámetros y el estudio de semejanza correlación es conocido como "Variograma".

Variograma

Es una herramienta que permite analizar el comportamiento espacial de una propiedad o variable sobre una zona. Ella se relaciona con una dirección y la distancia (h), y permite detectar direcciones de anisotropía, zonas de influencia y su extensión (correlación espacial) y la variabilidad con la distancia.

El cálculo a realizar para la obtención de un variograma experimental se efectúa para el número de pares del conjunto de datos como se muestra en los pasos a continuación:

Identificar los posibles pares del conjunto de muestras en un intervalo inicial de 100 m, en donde (figura 11).

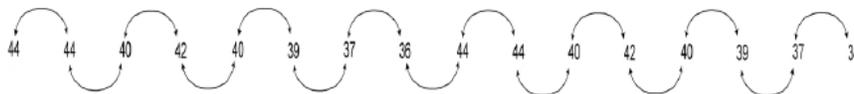


Figura 11. Identificación de pares intervalo 100 m. (tomado de Belmares 2011)

Calculándose:

$$\begin{aligned} \gamma(100) = & [(44 - 44)^2 + (44 - 40)^2 + (40 - 42)^2 + (42 - 40)^2 + (40 - 39)^2 \\ & + (39 - 37)^2 + (37 - 36)^2 + (36 - 44)^2 + (44 - 44)^2 + (44 - 40)^2 \\ & + (40 - 42)^2 + (42 - 40)^2 + (40 - 39)^2 + (39 - 37)^2 + (37 - 36)^2] \\ & \div (2 * 15) \end{aligned}$$

Obteniéndose:

$$\gamma(100) = 4.13$$

Continuando el proceso para 200, 300, 400 y 500 metros obtenemos respectivamente lo siguiente:

$$\gamma(200) = 7.39$$

$$\gamma(300) = 8.23$$

$$\gamma(400) = 10.75$$

$$\gamma(500) = 11.00$$

Siendo el variograma experimental

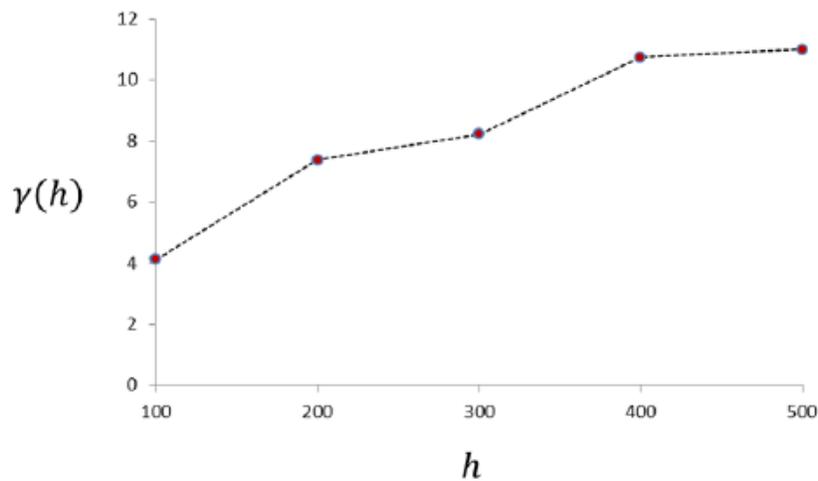


Figura 12. Variograma experimental (tomado de Belmares 2011)

Reconociendo que el número de pares va a ir disminuyendo con la distancia cuando los múltiplos de los intervalos de muestreo son considerados, lo que se muestra en la figura 13. Observándose que al considerar 3 intervalos o más de muestreo como valores de h , el número de pares equivale al número total de puntos muestreados al intervalo original menos el factor del intervalo de muestreo que determina h .

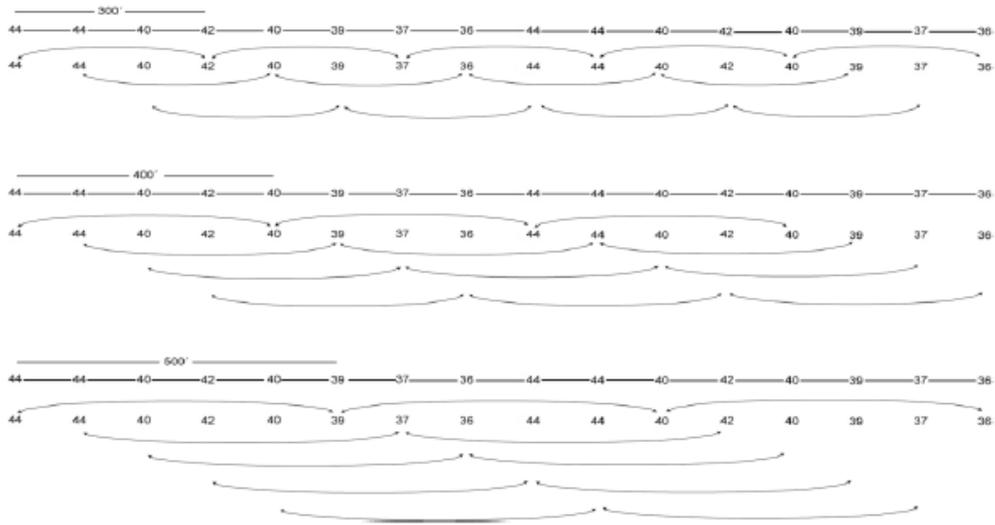


Figura 13. Distintos intervalos de muestreo para el Variograma experimental (tomado de Belmares 2011)

A continuación, en la figura 14 se representa la gráfica de un variograma típico incluyendo sus parámetros característicos (pepita (nugget), meseta (sill) y rango (range))

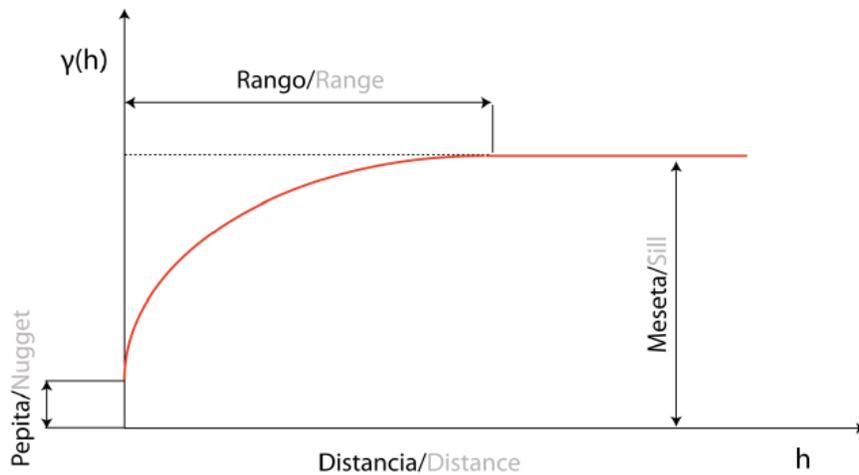


Figura 14. Representación gráfica del Variograma (tomado de Belmares 2011)

Efecto Nugget o pepita (C_0): Es la ordenada en el origen, asociada con la ausencia de correlación entre los datos de la variable, sin importar la distancia que los separe.

Rango (R): Es la distancia a la cual el variograma se estabiliza y las muestras están correlacionadas espacialmente. Donde la zona de influencia de la muestra disminuye con el incremento con la distancia.

Meseta (Meseta = $C_0 + C$): Es el valor alcanzado por el variograma en el rango. El valor inicial de la meseta de un variograma coincide con el valor de la varianza y es la zona donde los datos son independientes entre sí, no muestran correlación.

El variograma se define por la siguiente expresión:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [Z(x_i + h) - Z(x_i)]^2$$

Donde:

N: número de pares considerados.

h: intervalo de separación entre pares posibles de muestras.

Z (x_i): Localización y valor de la i-ésima muestra

Existen varios modelos básicos del variograma, que permiten estimar los parámetros característicos asociados con un variograma experimental, los cuales son:

- Variograma Esférico: es un modelo que se caracteriza porque alcanza la meseta (Sill) para una distancia finita. Es indicativo de fenómenos continuos, aunque no derivables y la ecuación que lo define es:

$$\gamma(h) = C_0 + C \left[\frac{3h}{2R} - \frac{1}{2} \frac{h^3}{R^3} \right], h \in [0, R]$$

Donde C_0 es la pepita, C es la varianza estructural, h es la distancia y R es el rango. Este modelo representa una tendencia creciente curvilínea hasta que llega a la meseta para tomar una tendencia lineal. El modelo esférico alcanza el valor en la meseta, en la distancia R . (figura 15).

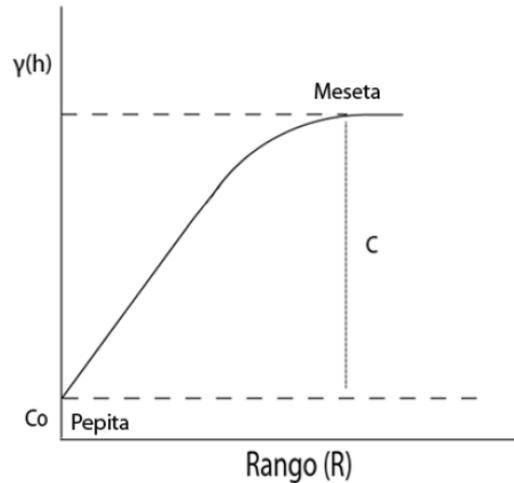


Figura 15. Gráfico del Modelo Esférico (tomado de Belmares 2011)

- Variograma Exponencial:

$$\gamma(h) = C_0 + C \left[1 - \exp\left(-\frac{3h}{R}\right) \right], h \in [0, R]$$

Los parámetros C_0 y h son los mismos que en el caso de los variogramas esféricos. Este modelo tiende a alcanzar el valor de la meseta asintóticamente (figura 16). El Rango (R) es definido como la distancia a la cual el valor del variograma alcanza el 95 % de la meseta.

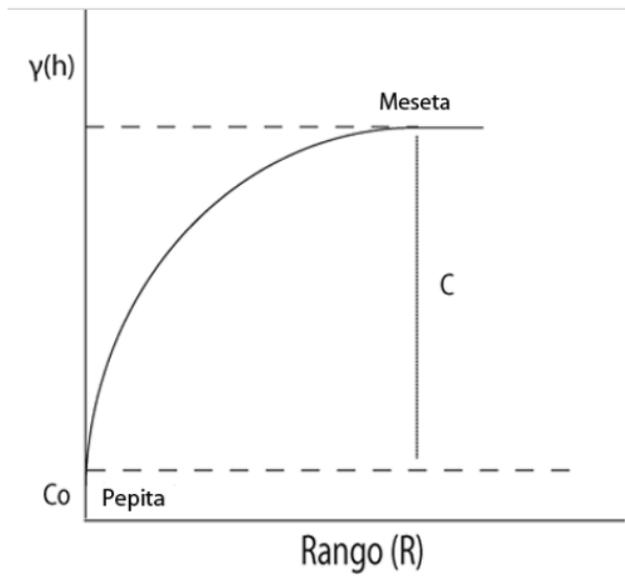


Figura 16. Gráfico del Modelo Exponencial (tomado de Belmares 2011)

- Variograma Gaussiano:

$$\gamma(h) = C_0 + C \left[1 - \exp\left(-\frac{h^2}{R^2}\right) \right], h \in [0, R]$$

Los parámetros C_0 y h son los mismos que en los casos anteriores. Y al igual que el modelo exponencial tiende a alcanzar el valor de la meseta asintóticamente (figura 17)

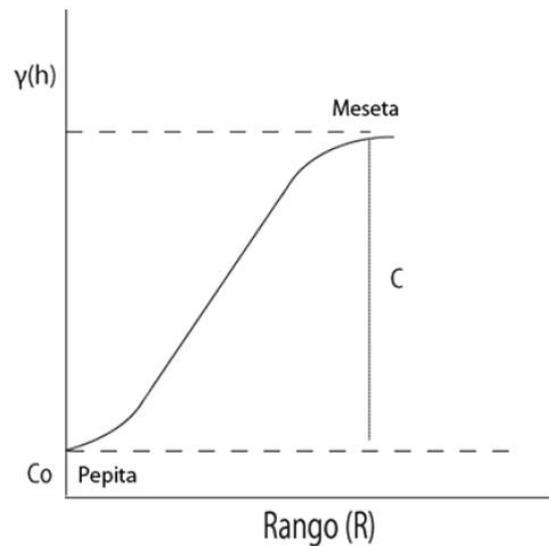


Figura 17. Gráfico del Modelo Gaussiano (tomado de Belmares 2011)

Se referenciaron los variogramas ya que son el aspecto geoestadístico aplicado en este trabajo, debido a que la estimación de los parámetros de los variogramas experimentales obtenidos de los parámetros de los registros petrofísicos de los pozos y pseudopozos estimados por modelado fractal provienen de los variogramas.

3.3. Geometría fractal

La geometría euclidiana, la trigonometría y el cálculo son las herramientas que generalmente se usan para modelar los fenómenos naturales. Los modelos son descritos en términos de puntos, líneas rectas, círculos, parábolas y otras curvas simples. De esta forma los puntos de dimensión cero, las líneas y curvas unidimensionales, las figuras planas bidimensionales como el cuadrado y el círculo, y los cuerpos tridimensionales como los cubos y las esferas nos hacen ver al mundo como hasta ahora lo entendemos (Turcotte, 1997).

Sin embargo, las ideas simples de recta y plano, o de otras figuras elementales de la geometría tradicional, no describen algunos de los fenómenos naturales estudiados en detalle, o los considera muy complejos. Es por esto que actualmente se considera una nueva geometría, llamada Geometría Fractal. La cuál fue introducida por Benoit Mandelbrot (1967), en donde establece las bases de esta nueva geometría, la cual está teniendo cada vez más aplicaciones en todos los campos del conocimiento. A continuación, se muestran algunos de los conceptos más importantes.

Los fractales son el conjunto de formas generadas por procesos matemáticos repetitivos que se caracterizan por: 1) tener el mismo aspecto a cualquier escala de observación, 2) tener longitud infinita, 3) no ser diferenciables y 4) tener dimensión fraccional o fractal (Mandelbrot, 1975).

Un fractal es por definición un conjunto para la cual la dimensión fraccionaria (Dimensión Hausdorff-Besicovitch), D , estrictamente excede la dimensión topológica (Euclidiana), d , es decir que su dimensión no está dada por un número entero. El término fractal, se refiere a la descripción de un objeto geométrico que mantiene una estructura similar frente a un grupo de

escala y se aplica para el estudio de las formas irregulares que se observan en la naturaleza (Turcotte, 1997).

Un fractal es un objeto geométrico que si se amplia, muestra una serie repetitiva de detalles, de tal modo que a diferentes escalas a las que se examina, la estructura parece ser la misma. Un objeto fractal presenta el mismo aspecto cuando se observa a la escala de kilómetros, metros o milímetros (González, 1996).

Por lo cual se unifica el concepto en donde un fractal es un conjunto de estructuras irregulares y complejas descritas a través de algoritmos matemáticos y computacionales, los cuales mantienen una estructura similar frente a un grupo de escala, es decir, tienen propiedades de autosimilitud y se aplica en el estudio de las formas irregulares, por lo tanto, la dimensión fractal se define:

$$N_i = \frac{C}{r_i^D}$$

Donde,

N_i = número de objetos.

r_i = dimensión lineal

C = constante de proporcionalidad

D = Dimensión fractal

Se pueden extraer algunas características fundamentales de un conjunto fractal (Hardy, 1994):

1. Un conjunto que es suficientemente irregular por no poder ser descrito con el lenguaje geométrico habitual, tanto localmente como globalmente;
2. Un conjunto que tiene una estructura fina, es decir, que tiene detalles en cualquier escala en que se le observa;

3. Un conjunto que presenta alguna forma de autosemejanza, que puede ser aproximada o estadística;
4. Usualmente, la dimensión fractal es más grande que su dimensión topológica, y no tiene por qué ser entera.

Cuando se habla de geometría fractal, es pertinente incluir el concepto de Dimensión Fractal (D_f), en un sentido genérico esta dimensión nos provee el grado de irregularidad y fragmentación de un conjunto geométrico o de un objeto natural (Mandelbrot, 1987).

La importancia de la Dimensión Fractal, se debe a que en esta nueva geometría el concepto de longitud es muy complejo, ya que los fractales están compuestos por elementos cada vez más pequeños de sí mismo, y es por esto, que en esta geometría se habla en términos de la dimensión y no de la longitud.

Es importante recordar que un cuerpo en el espacio se encuentra en una dimensión topológica específica. Estas dimensiones son:

- 0, si es un punto aislado o un número finito de puntos.
- 1, si es una recta o cualquier curva estándar.
- 2, si es un plano o cualquier otra superficie ordinaria.
- 3, si es un espacio o un objeto con volumen.

La dimensión fractal puede adquirir valores continuos en el espacio de los números reales, entre 0 y 3. En la figura 18 se hace una comparación simple entre la dimensión topológica y la dimensión fractal para ayudar a la comprensión de estos conceptos. En ella se presenta en la parte superior cuatro objetos considerados por la geometría tradicional en alguna de las tres dimensiones (dimensiones euclidianas " D_e "), o bien cero (el punto). En la parte inferior de dicha gráfica observamos los mismos tres objetos (exceptuando el punto), pero en esta oportunidad la línea tiene una dimensión fractal mayor que 0 pero menor que 1, esto se debe a que si amplificamos la

representación de la línea a determinada escala de ampliificaciones podremos ver que existen espacios vacíos, (está lleno de poros), por lo que la dimensión depende de la cantidad de poros que tenga. Lo mismo ocurre con el plano y el cubo que tienen dimensiones: $1 < D_f < 2$ y $2 < D_f < 3$ respectivamente (González, 2001).

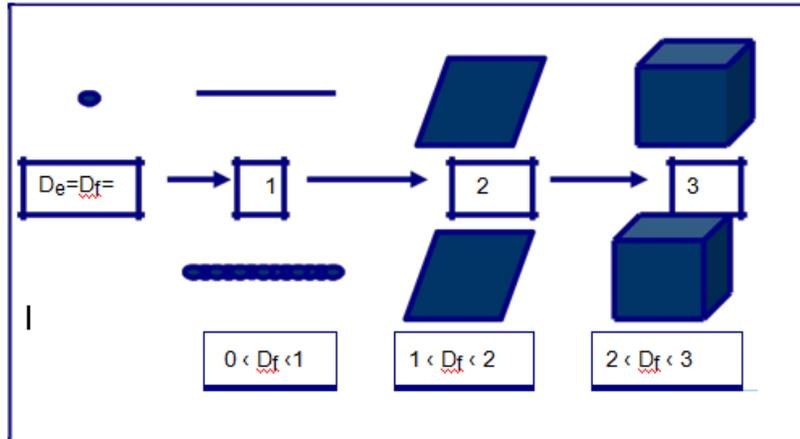


Figura 18. Esquema comparativo entre la dimensión euclidiana (D_e) y dimensión fractal (D_f). Tomado de Herrera, 2007.

La dimensión fractal, D_f , es una generalización de la dimensión euclídea, D_e . partiendo de un segmento de longitud 1, y segmentos de longitud L obtendremos $N(L)$ partes, de manera que

$$N(L) \cdot L^1 = 1 \quad (7)$$

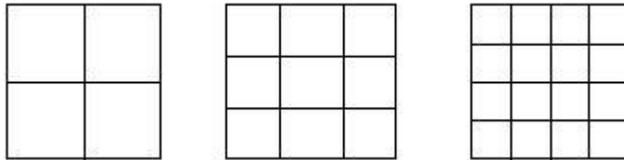
cualquiera que sea L :



Si el objeto inicial es un cuadrado de superficie 1, y se compara con unidades cuadradas cuyo lado es de longitud L , el número de unidades que es necesario para recubrirlo $N(L)$, cumple

$$N(L) \cdot L^2 = 1 \quad (8)$$

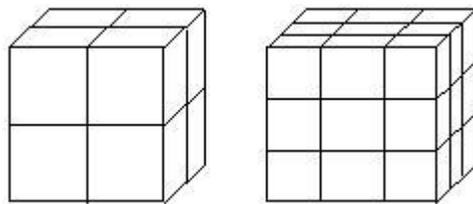
Cualquiera que sea L:



Si, por último, el objeto es tridimensional, como por ejemplo un cubo de volumen 1, y se mide en relación con unidades que sean cubos de arista L, entonces se cumple que

$$N(L) \cdot L^3 = 1 \quad (9)$$

Cualquiera que sea L:



De todo lo anterior se puede generalizar que la dimensión fractal de un objeto geométrico es D si

$$N(L) \cdot L^D = 1 \quad (10)$$

donde N(L) es el número de objetos elementales, o de unidades de tamaño L que recubren, o que completan el objeto.

De donde despejando D se obtiene:

$$D = \log(N(L)) / \log(1/L) \quad (11)$$

Una de las características fundamentales de los fractales es la autosimilitud: característica que presentan determinados objetos en los cuales los detalles más pequeños que lo componen tienen alguna relación estadística con sus propiedades globales, repitiéndose tales detalles de una manera infinita (Nápoles, 2003). De esta definición se obtienen dos tipos de fractales:

Los fractales Lineales o determinísticos: son aquellos con un simple cambio en la variación de sus escalas. Los fractales lineales son exactamente idénticos en todas sus escalas hasta el infinito, es decir, son estrictamente autosimilares. Ejemplo de este tipo de fractales son: el Triángulo de Sierpinski, la curva de Von Koch y el conjunto de Cantor (Figura 19).

Fractales no Lineales o aleatorios: se generan a partir de distorsiones por números complejos (con una parte real y una parte imaginaria), por lo que son muy aproximados en todas sus escalas a la figura original. La mayoría de los objetos fractales puramente matemáticos y naturales son de este tipo al no tener una autosemejanza perfecta. Estadísticamente autosimilares o autoafines.

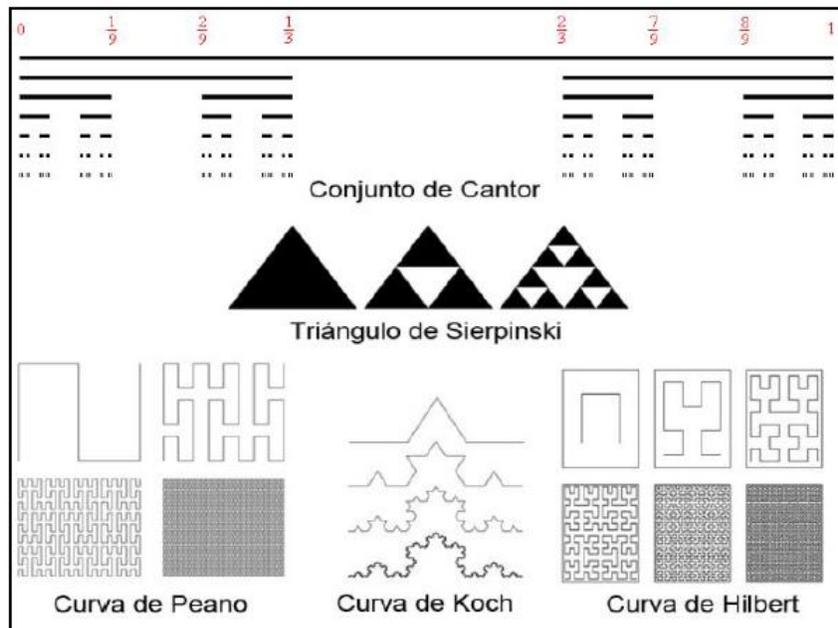


Figura 19. Formas Fractales (tomado de Belmares 2011)

Los fractales naturales no son autosimilares en sentido estricto, sólo lo son estadísticamente, a estos se los conoce como fractales autoafines. Un fractal autoafin se define en términos de la varianza, del semivariograma y de la probabilidad. En términos de la varianza, un fractal es autoafín si su varianza es la siguiente:

$$V \approx n^{2H_a} \quad (12)$$

Donde n es el número de elementos en la serie de tiempo y H_a es la medida de Hausdorff. En términos del semivariograma, una serie de tiempo es un fractal autoafín si su semivariograma escala es como (Turcotte et al; 1991):

$$\gamma = S^{2H_a} \quad (13)$$

En el contexto de los fractales autoafines, es apropiado introducir algunos de los conceptos fundamentales de las series de tiempo. Una serie de tiempo es un conjunto de observaciones de una variable ordenados según transcurre el tiempo. Los registros de pozos son un ejemplo de una serie de tiempo en un contexto geológico. Las series de tiempo tienen una gran gama de utilidad (Turcotte, 1997) y se caracterizan por Discontinuidades, Tendencias, Componentes Periódicas, Componentes Estocásticas.

Las componentes estocásticas incluyen las fluctuaciones que no están incluidas en las tendencias o en las componentes periódicas. Un aspecto importante de las componentes estocástica es que pueden ser persistentes, antipersistentes o aleatorias.

Persistente: los valores adyacentes en las series de tiempo se correlacionan positivamente.

Antipersistencia: los valores adyacentes en la serie de tiempo se correlacionan negativamente.

Aleatoria: los valores adyacentes en la serie de tiempo no se correlacionan. La persistencia o antipersistencia de la componente estocástica puede cuantificarse usando la función r (Turcotte, 1997).

$$r_s = C_s / C_0 \quad (14)$$

s es el desfase; con $s=0$ tenemos $C_s=C_0=V$ (Varianza) y $r_s=1$. Mientras “ s ” aumenta “ r_s ” disminuye. En términos de fractales autoafines, uno de los aspectos más importantes de la serie de tiempo es la estacionalidad. Una serie de tiempo es estacionaria si las propiedades estadísticas de la serie de tiempo son independientes de su longitud T , en caso contrario la serie de tiempo es no estacionaria. Otro de los aspectos importantes es la semivarianza, que es la medida de correlación a lo largo del rango, es válido tanto para series estacionarias como para no estacionarias. (Turcotte, 1997):

Una medida alternativa de correlaciones a largo rango es el análisis de rango re-escalado (R/S), que será estudiado en detalle más adelante. Un ejemplo de una serie no estacionaria es el movimiento Browniano. Una serie Browniana se obtiene sumando una secuencia del ruido blanco Gaussiano.

3.4. Movimiento Browniano

Es el movimiento aleatorio que se observa en algunas partículas nanoscópicas que se hallan en un medio fluido. El mismo no es siempre uniforme y sufre variaciones estadísticas importantes. Así la presión ejercida sobre los lados puede variar ligeramente con el tiempo provocando el movimiento observado. Las propiedades básicas que introdujo Wiener es la conservación de las trayectorias continuas sin tangentes en ningún punto. Y una vez que fue observada la posición de la partícula en el instante $t=0$ (posición por tanto conocida), su posición (aleatoria) en un instante posterior t' debe estar regido por la ley de Gauss, cuyos parámetros dependen del tiempo t transcurrido.

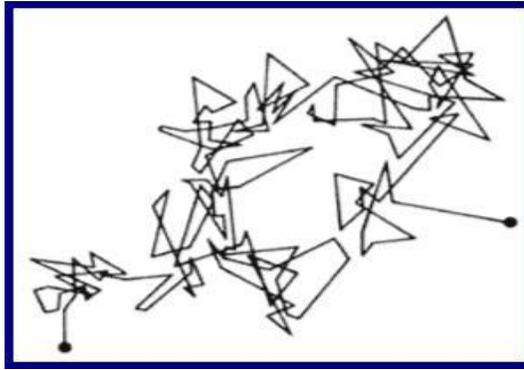


Figura 20. Trayectoria irregular que sigue una partícula browniana, este movimiento aleatorio (tomado de Belmares, 2011)

El movimiento browniano se define como el proceso aleatorio límite que se encuentra cuando n crece indefinidamente.

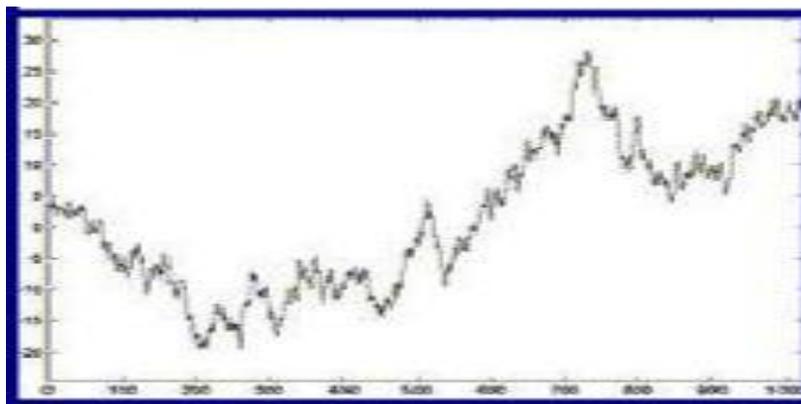


Figura 21. Simulación del movimiento Browniano. (tomado de Belmares 2011)

El movimiento Browniano tiene una trayectoria continua pero no tiene tangente en ningún punto. En forma axiomática, una función aleatoria $B(t)$ es un movimiento browniano si:

- $B(0) = 0$ (con probabilidad 1)
- Los incrementos $B = B(t+h) - B(t)$ son gaussianos, con media nula y varianza h (proporcional al tiempo transcurrido)

Se observa que $B(t)$ resulta así $N(0, t)$ para cada valor de t y que los incrementos $B(t+h) - B(t)$ son estacionarios. Y el segundo axioma se puede justificar sustituyendo

$$E(\Delta B^2) = h \quad (15)$$

El Movimiento Browniano tiene un proceso Fraccional (fBm) el cual juega un papel muy importante en la construcción de modelos estocásticos, (modelos matemáticos para situaciones en las que interviene el azar y que evolucionan en el tiempo) que describan adecuadamente cierto tipo de fenómenos. El fBm es una generalización del movimiento Browniano, y fue originariamente introducido por Kolmogorov en 1940 en relación con la modelación de turbulencias, aunque su nombre proviene del influyente artículo de Mandelbrot y Van Ness (1968). El fBm es un proceso estocástico dependiente de un parámetro H (con $0 < H < 1$), llamado "índice de Hurst" que podemos expresar como:

$$E(\Delta B_H^2) = h^{2H} \quad (16)$$

Lo anterior puede sustituirse por:

$$2^{2H} = 2(1 + \rho) \quad (17)$$

siendo $-1/2 < \rho < 1$ el coeficiente de correlación

El movimiento browniano generalizado es un proceso gaussiano, la estacionalidad de los momentos de orden 2 es suficiente para garantizar el carácter estacionario en sentido estricto. El movimiento browniano fraccionario en función de H puede ser dividido en tres categorías (Figura 22):

- El caso de $H = 1/2$ va a ser el movimiento browniano normal, el cual va a tener incrementos independientes, no hay correlación de los incrementos y su correlación es cero (Belmares, 2011).
- Para $1/2 < H < 1$, existe una correlación positiva entre dichos incrementos. En este caso si en algún tiempo pasado se tiene una tendencia de aumento entonces en el futuro se tendrá

también un aumento, este proceso es persistente. Es la correlación positiva la que hace que el fBm pueda modelar fenómenos que tiendan a agruparse primero a un lado de la media y luego al otro. Este tipo de procesos además se denominan procesos de memoria larga (PML), porque su función de autocovarianza no converge (Belmares, 2011).

- Para $0 < H < 1/2$, existe una correlación negativa entre los incrementos, por lo que las curvas parecen oscilar de forma más irregular. En este caso una tendencia a disminuir en el pasado implica una tendencia a aumentar en el futuro. Es la correlación negativa la que permite modelar fenómenos que fluctúen fuertemente alrededor de la media (Belmares, 2011).

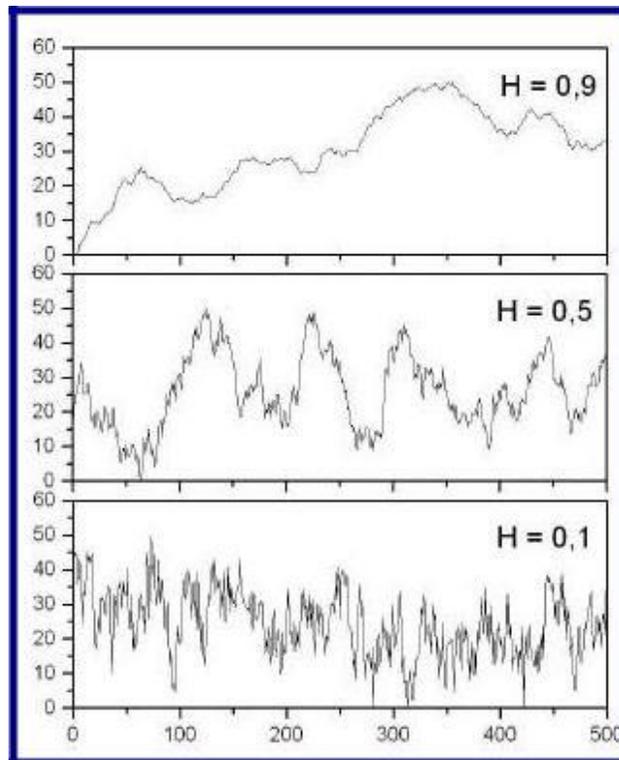


Figura 22. Registros de procesos correspondientes a distintos valores de exponente de Hurst (H).

H=0.9: Proceso Persistente, H=0.5: Proceso Aleatorio, H=0.1: Proceso Antipersistente. (tomado de Belmares, 2011)

3.4.1. Movimiento Fraccional Gaussiano

el FBM no posee derivada, la irregularidad se mantiene a medida que $\Delta t \rightarrow 0$, y la derivada no está definida. Esto puede superarse si se considera una versión suavizada de la función, la cual se logra al integrar sobre un intervalo arbitrariamente pequeño δ (Restrepo, 2001). Cuando δ es pequeño comparado con la escala de observación, la función original y la suavizada son indistinguibles desde el punto de vista práctico. El suavizado remueve las variaciones de alta frecuencia del fBm y genera una función derivable que Mandelbrot y Van Ness (1968) denominaron ruido fraccional Gaussiano (rfG).

A continuación, se presenta una tabla con la clasificación del movimiento fraccional gaussiano según el valor de H.

Tabla 2. Clasificación del rfG según el valor de H

$0 < H < 1/2$	Estacionario, no posee memoria larga
$H = 1/2$	Estacionario, ruido blanco
$1/2 < H < 1$	Estacionario, posee memoria larga

3.4.2. Fractales en los registros de pozos

Los estudios que caracterizan registros como conjuntos fractales presentan una gran diversidad de resultados, no sólo respecto a la clasificación de la señal como Ruido Fraccional Gaussiano o como un Movimiento Fraccional Browniano, sino también respecto al valor estimado del exponente de Hurst.

Uno de los métodos usados para calcular el exponente de Hurst es el Análisis de Rango Re-escalado, creado por Hurst. Restrepo en 2001 aconseja utilizar el reescalamiento para usar un número de datos mayor de 1024.

3.4.3. Análisis de rango reescalado (R/S)

Desde un punto de vista general, el método de rango reescalado (R/S) consiste en dividir el rango de los valores (R) del registro entre su desviación estándar (S) y queda relacionado con la ley de potencia.

$$\frac{R}{S} = \left(\frac{N}{2}\right)^H$$

El método de reescalamiento R/S se lleva a cabo en dos etapas. La primera consiste en Normalización (Distribución normal media 0 y desviación estándar 1) de los registros geofísicos y la segunda propiamente el método de reescalamiento. A continuación, se muestran los pasos del método de reescalamiento (R/S) (Bellara, 2011).

1	.21044
2	.25787
3	.27455

El primer paso consiste en la Normalización (Distribución normal) de la serie

	serie	normalizados
1	.21044	-1.11781266
2	.25787	0.30816514
3	.27455	0.80964752

Los valores normalizados presentan una Distribución Normal (media 0 y desviación estándar 1)

El segundo paso consiste en la aplicación del método de reescalamiento para la determinación de la relación R/S. Una vez que los datos de la serie han sido normalizados se determina el valor máximo y mínimo entre los dos primeros valores; valor máximo 0.30816514 y el valor mínimo -1.11781266. Lo que nos proporcionará el rango entre los dos valores $R = 1.42597779$. Determinando el rango, se calcula el valor medio y la desviación estándar.

valor medio	-0.404823761
desviación estándar	1.00831857

Finalmente se divide R/S y obtenemos el primer valor reescalado:

Datos normalizados	Valor reescalado
-1.135775441	1.41421356
0.748194712	
0.387580729	

Sustituyendo los dos primeros valores por los tres determinados el valor máximo y mínimo entre los tres valores; valor máximo 0.80964752 y valor mínimo -1.11781266 siendo el rango entre los tres valores R= 1.92746018. Se calcula el valor medio y la desviación estándar (S)

valor medio	-1.11022E-15
desviación estándar	1

Y de nuevo dividimos R/S y se obtiene el segundo valor reescalado:

Datos normalizados	Valor reescalado
-1.135775441	1.414213562
0.748194712	1.92746018
0.387580729	

En el método de adición aleatoria sucesiva se considera un movimiento browniano en donde el valor medio del cuadrado de la longitud del desplazamiento experimentado por una partícula es proporcional al tiempo que se invierte en dicho desplazamiento. La generalización del parámetro $0 \leq H \leq 1$ se denomina movimiento browniano fraccional, donde el desplazamiento de x son estadísticamente autosimilares respecto al parámetro H , exponente de Hurst. De dichos desplazamientos para los puntos medios de D_n que tiene varianzas $(H \neq 1/2)$

$$\Delta_n^2 = \frac{\sigma^2}{(2^n)^{2H}} (1 - 2^{2H-2}) \quad (18)$$

4. Perfilaje de pozos

Los registros o perfiles son representaciones de medidas continuas de señales a lo largo del pozo, las cuales son procesadas para identificar litología, porosidad, densidad, contenido de agua, de petróleo, de gas natural, entre otros. Los perfiles de pozos son considerados como el registro de un atributo físico de la roca que rodea a la perforación, en función de la profundidad (PDVSA-CIED, 2003). Un registro o perfil de pozo registra característica de la formación rocosa a profundidad. El análisis en conjunto de varias de ellas, sumada con la información que se tenga del campo petrolero (sísmica, información de pozos cercanos y otros) permitirá obtener un perfil de la formación adyacente al pozo de petróleo, por lo tanto, determinar si dicho pozo es de valor comercial.

A través de los perfiles de pozos medimos un número de parámetros físicos relacionados a las propiedades geológicas y petrofísicas de los estratos que han penetrado. Además, los registros nos dan información acerca de los fluidos presentes en los poros de las rocas (resistividad), saturación de agua en la formación, porosidad. Por lo tanto, mediante los perfiles se logra describir características de la capa rocosa. La principal función del perfilaje de pozos es la localización y evaluación de los yacimientos de hidrocarburos.

4.1. Tipos de Perfiles de Pozos Utilizados

Se dispuso de registros eléctricos de resistividad, los cuales nos proporcionaron los valores de resistividad de la formación. Él es un parámetro clave para determinar saturación de hidrocarburos. La electricidad puede pasar a través de una formación sólo debido al agua conductiva que contenga dicha formación. Por lo tanto, las formaciones subterráneas tienen resistividades mensurables y finitas debido al agua dentro de sus poros o al agua intersticial absorbida por una arcilla. La resistividad de una formación depende de: (Schlumberger Wells service, 1986). (Figura 23)

- ✓ La resistividad del agua de formación
- ✓ La cantidad del agua presente
- ✓ La geometría estructural de los poros

La resistividad de una sustancia, es la resistencia medida entre lados opuestos de un cubo unitario a una temperatura específica. El metro es la unidad de longitud y el ohmio es la unidad de resistencia eléctrica. La resistividad se expresa en forma abreviada así:

$$(R = r A / L) \quad (19)$$

Donde R es la resistividad en ohmios-metros, r es la resistencia en ohmios, A es el área en metros cuadrados y L es la longitud en metros.

Los registros se leen de izquierda a derecha, en escala logarítmica. La unidad de medida es el ohm-m, con un rango de valores que va desde 0.2 hasta 2000 omh-m. (Schlumberger, 1986). También se utilizan para estimar contactos agua-petróleo, para calcular la resistividad del agua de formación (R_w) y la resistividad verdadera de la formación (R_t).

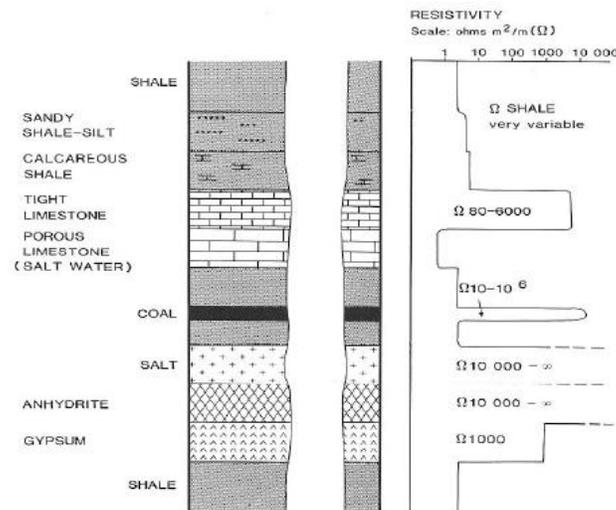


Fig. 23. Ejemplo de Registro de resistividad para distintas litologías. <https://es.scribd.com/doc/26228291/Registro-o-Perfilaje-de-Pozos>

Otros registros utilizados son los registros radioactivos de rayos gamma. Los mismos son una medición de la radioactividad natural de las formaciones. En las formaciones sedimentarias el registro normalmente refleja el contenido de arcilla de las formaciones porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Las formaciones limpias generalmente

tienen un nivel muy bajo de radioactividad. Él es útil para la localización de capas con y sin arcilla, y lo más importante para la correlación general. (Schlumberger, 1986). (Figura 24). Su rango de valores generalmente va de 0 a 150 °API. Sirve para calcular el contenido de arcilla de las capas (Vsh), para estimar tamaño de grano y diferenciar litologías porosas de no porosas.

En particular se dispuso de este registro con la finalidad de generar los registros de arena neta y arena neta petrolífera de la Formación Oficina, con los cuales se construirá el volumen de la propiedad en dicha formación.

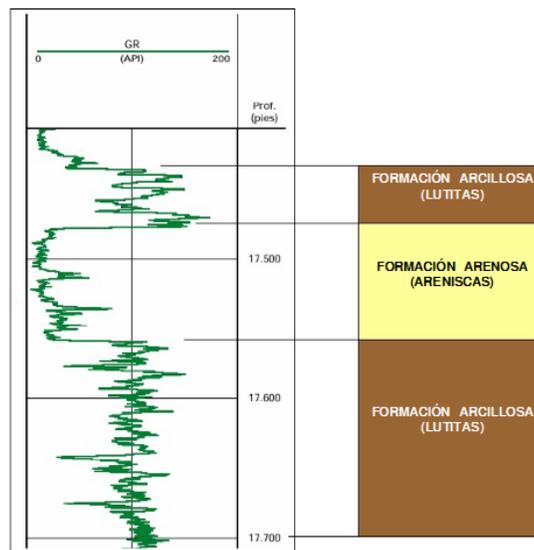


Fig. 24. Ejemplo de respuesta del Registro Gamma Ray tomado de <https://es.scribd.com/doc/26228291/Registro-o-Perfilaje-de-Pozos>.

Y por último se contó con los registros de porosidad provenientes de registro neutrónico, los cuales nos sirvieron para delinear las formaciones porosas y determinar su porosidad. Responden principalmente a la cantidad de hidrogeno en la formación. Por lo tanto, en formaciones limpias cuyos poros estén saturados con agua o aceite el registro de neutrones refleja la cantidad de porosidad saturada de fluido. (Schlumberger, 1986).

Las zonas de gas con frecuencia pueden identificarse al comparar el registro de neutrones con otro registro de porosidad o con un análisis de muestra. Una combinación de uno o más registros de porosidad proporcionan valores de porosidad e identificación de litologías aún más exactos, incluso en la evaluación del contenido de arcilla (Schlumberger, 1997). Se lee de derecha a

izquierda. La unidad de medida es en fracción o en %, con un rango de valores que va desde – 0.15 a 0.45 (–15 a 45 %). (Figura 25)

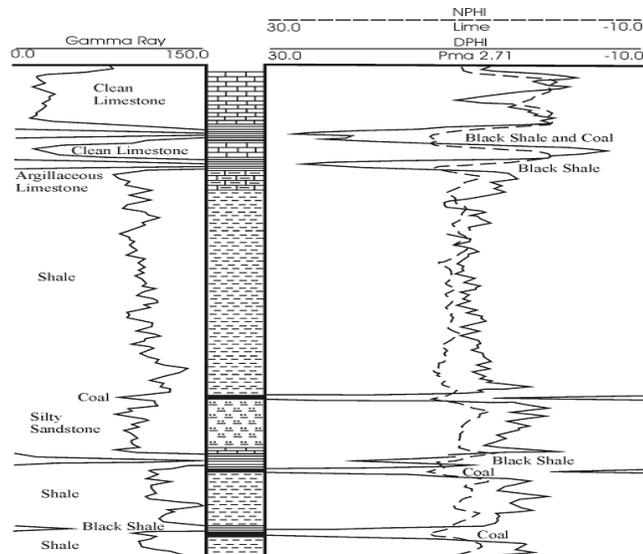


Figura 25. Ejemplo de Registro Neutrónicos para distintas litologías tomado de <https://es.scribd.com/doc/26228291/Registro-o-Perfilaje-de-Pozos>.

5. Método de la interpretación

En lugar de tratar los registros de pozos por los métodos tradicionales o convencionales para la interpretación de propiedades, que nos permitiría solo obtener información de las propiedades petrofísicas de lo obtenido en cada pozo, se procedió a interpretar los datos mediante estadísticos de Mandelbrot, mejor conocidos como métodos fractales con el fin de generar pseudopozos de origen fractal con los cuales poder expandir la información en el campo a través de este método estadístico como se expondrá a continuación:

La primera consideración para el uso del método fractal es la distribución, ya que se debe trabajar en base a datos con distribución Gaussiana, debido a que refleja el comportamiento de la naturaleza fractal de la propiedad. Para ello se inició con el cálculo del registro de porosidad efectiva, esto se realizó con el fin de garantizar la interconexión de los poros y así observar las zonas con mayor conductividad, para lo cual se procedió al cálculo del registro de arcillosidad (índice de arcilla en el campo Carabobo es considerados el volumen de arcilla), el mismo se

obtiene a través del registro de rayos gamma, mediante la ecuación 20. Y a partir del registro de arcillosidad obtenida y la porosidad total proveniente del registro Nphi se construyó la porosidad efectiva (ecuación 21)

$$V_{sh} = (GR_{Leído} - GR_{min.}) / (GR_{Max.} - GR_{min.}) \text{ (Ecuación 20)}$$

$$\text{Porosidad Efectiva} = Nphi \times (1 - V_{sh}) \text{ (Ecuación 21)}$$

Posteriormente se construyeron los histogramas de frecuencias de los registros petrofísicos (GR, Rt, Porosidad efectiva) utilizados. Los mismos arrojaron los histogramas mostrados en la figura 26.

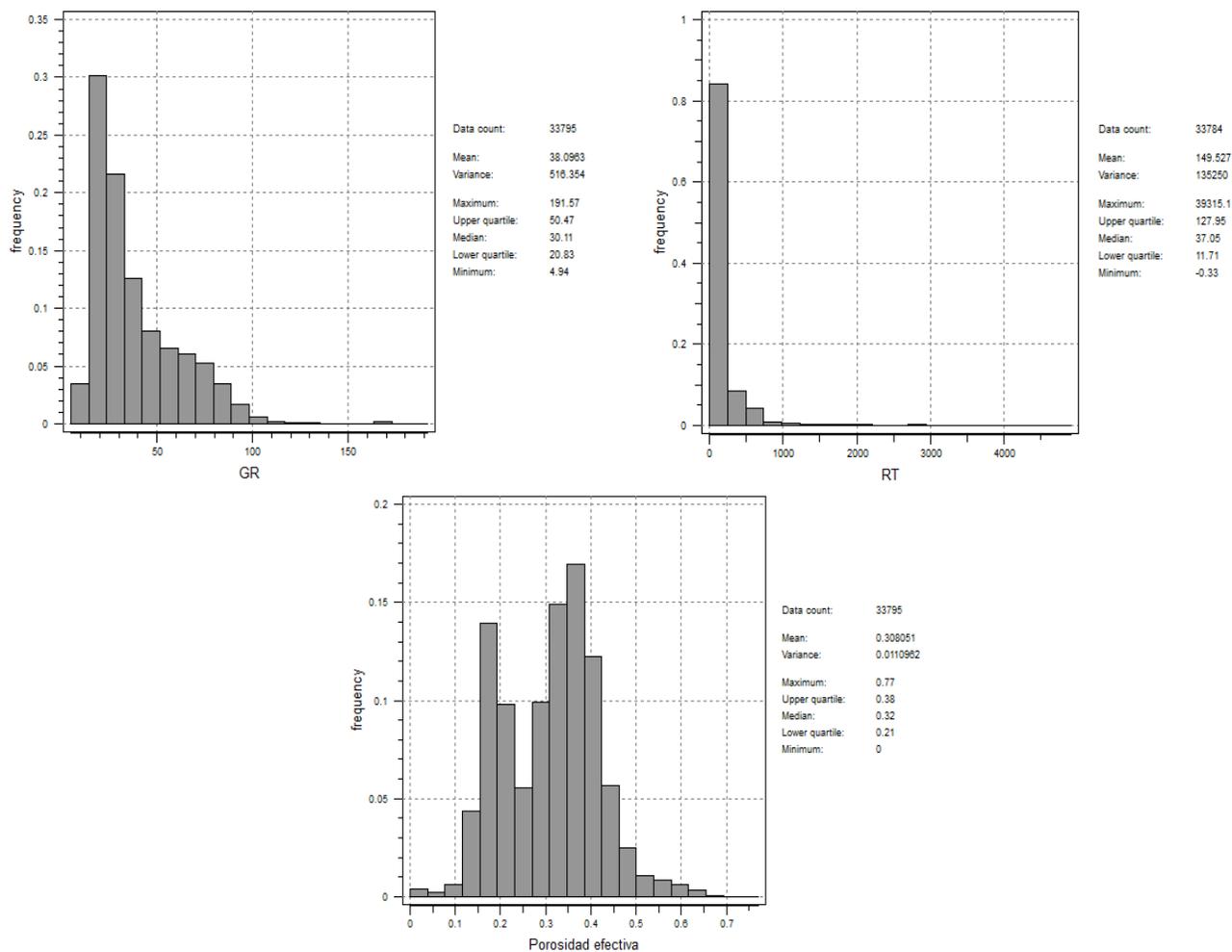


Figura 26. Histogramas de frecuencia de los registros petrofísicos GR, Rt y Porosidad efectiva.

Luego de la realización de los histogramas se observó que los registros de resistividad (Rt) y los de rayos gamma (GR) no presentan una distribución Gaussiana, sino que presentan una distribución logarítmica. Por lo que fue necesario normalizar los datos para la posterior aplicación del método fractal, mediante la ecuación 22, realizada en el Excel.

$$\text{Normalización } _D\text{atos}=\text{LOG10}(\text{registro}) \text{ (ecuación 22)}$$

Normalizados los datos se procedió a la aplicación del método de rango reescalado (R/S), para estimar estadísticamente el coeficiente de Hurst y la dimensión fractal de cada uno los registros geofísicos (GR, Rt, Porosidad efectiva). El mismo consistió en la elaboración de los variogramas experimentales de cada propiedad para obtener el rango (R) de los datos, ya que del histograma se obtiene la desviación estándar (S) y la varianza de la propiedad. Como se mostrará a continuación:

Primero se procede a establecer el número de retraso (lag) que es la relación que hay entre el tamaño de bloque seleccionado y las dimensiones de los datos, de allí se establece que las dimensiones de los datos son 13000 m², por lo que la separación de los lag es 1000 y el numero lags es 13 y el nivel de tolerancia en base a la expansión de los datos es estableció en 500, y se generaron cuatro direcciones para el variograma con niveles de tolerancia de 22.5 en una banda de 2000 como se muestra en a figura 27.

Input the parameters for variogram computation

Load Parameters... Save

Lags

Number of lags: 13

Lag separation: 1000

Lag tolerance: 500

Directions

Number of directions: 4

	azimuth	dip	tolerance	bandwidth	measure type	head indic. cutoff	tail indic. cutoff
1	0	0	100	20000	variogram		
2	0	0	22.5	2000	variogram		
3	45	0	22.5	2000	variogram		
4	90	0	22.5	2000	variogram		

Angles are in degrees. Use a tolerance tol > 90 to indicate an omni-directional variogram

Figura 27. Datos de tolerancia, separación, lags y direcciones de los variogramas de los registros normalizado

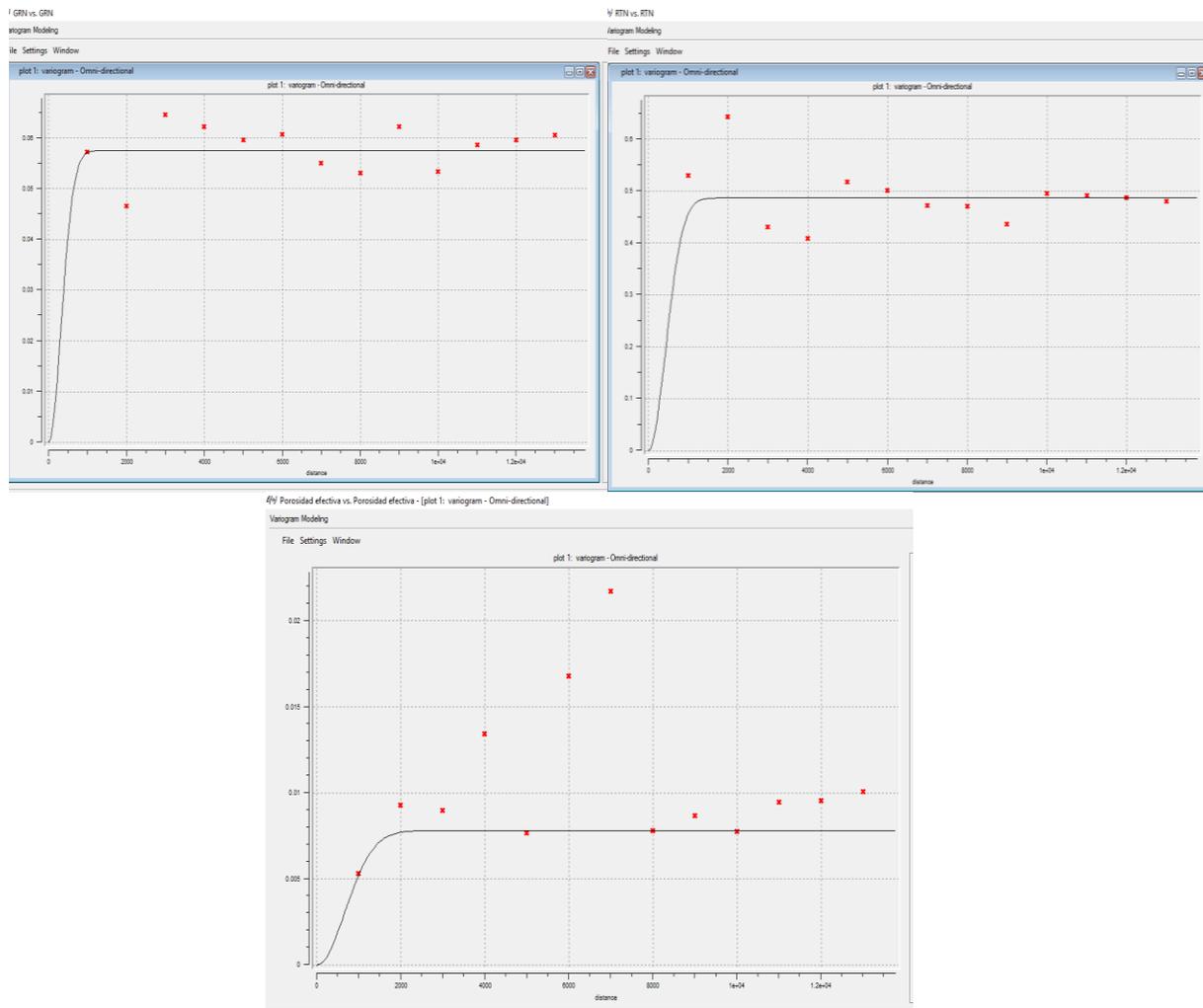


Figura 28. Variogramas de registros GR, Rt, y porosidad efectiva normalizados.

De los variogramas se obtuvieron los valores de rangos de cada propiedad como se muestra en la siguiente tabla conjunta con otras propiedades estadísticas de los registros.

Tabla 3. Valores estadísticos importantes de los registros normalizados.

	GR	Rt	Porosidad efectiva
Varianza	0.0574708	0.486638	0.00780595
Media	1.5231	1.52162	0.342383
Rango medio	780	1040	1650

Una vez realizados los análisis estadísticos de los datos, se procedió a la aplicación del método de rango reescalado (R/S), en donde R es la diferencia entre el máximo y el mínimo de la desviación acumulada y depende del periodo (S) considerado. Para poder comparar los rangos diferentes, Hurst reescalo el rango dividiéndolo entre la desviación estándar. Siendo demostrado por Mandelbrot que el mismo se relaciona con el tamaño de la muestra cómo se indicó en la teoría. Para ello se codificó el algoritmo de reescalamiento (R/S) implantado en lenguaje Matlab como se muestra a continuación:

El código proviene del ingeniero Román Pérez Enríquez, del centro de Geociencias, UNAM. EL programa calcula el exponente de Hurst utilizando la técnica de análisis de rango reescalado y la dimensión fractal a partir de calcular la longitud de la serie usando diferentes tamaños de regla (tomado de <http://www.xlpert.com/rescaled.htm> y <http://www.gummy-stuff.org/hurst.htm>). Iniciando por observar el ruido del dato, corroborándose lo esperado, que estamos en presencia de un ruido blanco Gaussiano de la frecuencia de cada propiedad geofísica (código en anexo 1).

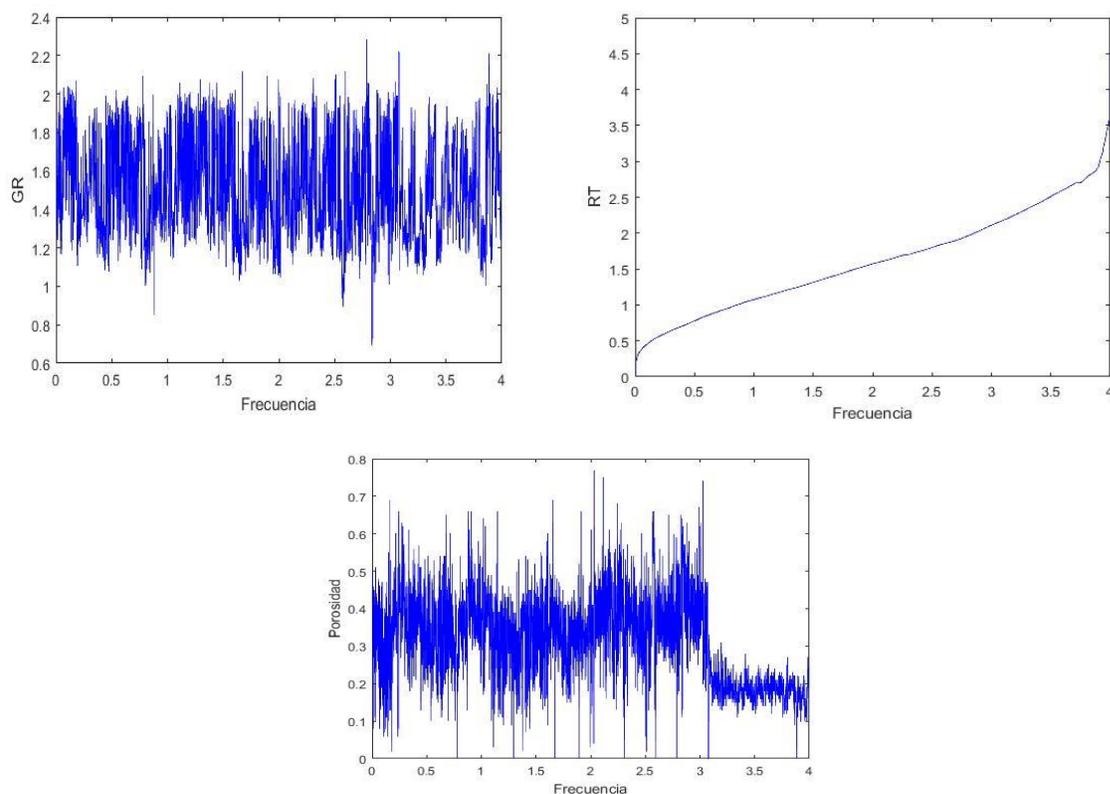


Figura 29. Datos en función de la frecuencia.

Se puede observar en la figura 29 claramente el comportamiento de los tres espectros de propiedades en donde claramente tenemos los registros de rayos gamma y de Porosidad con un comportamiento de ruido blanco Gaussiano lo que nos indicaría un coeficiente de Hurst por encima de 0.5 y la respuesta de Rt es propia de coeficiente de Hurst muy altos cercanos a 1. Ahora se muestra el resultado del algoritmo (código en anexo 2) para la determinación del exponente de Hurst de cada grupo de datos.

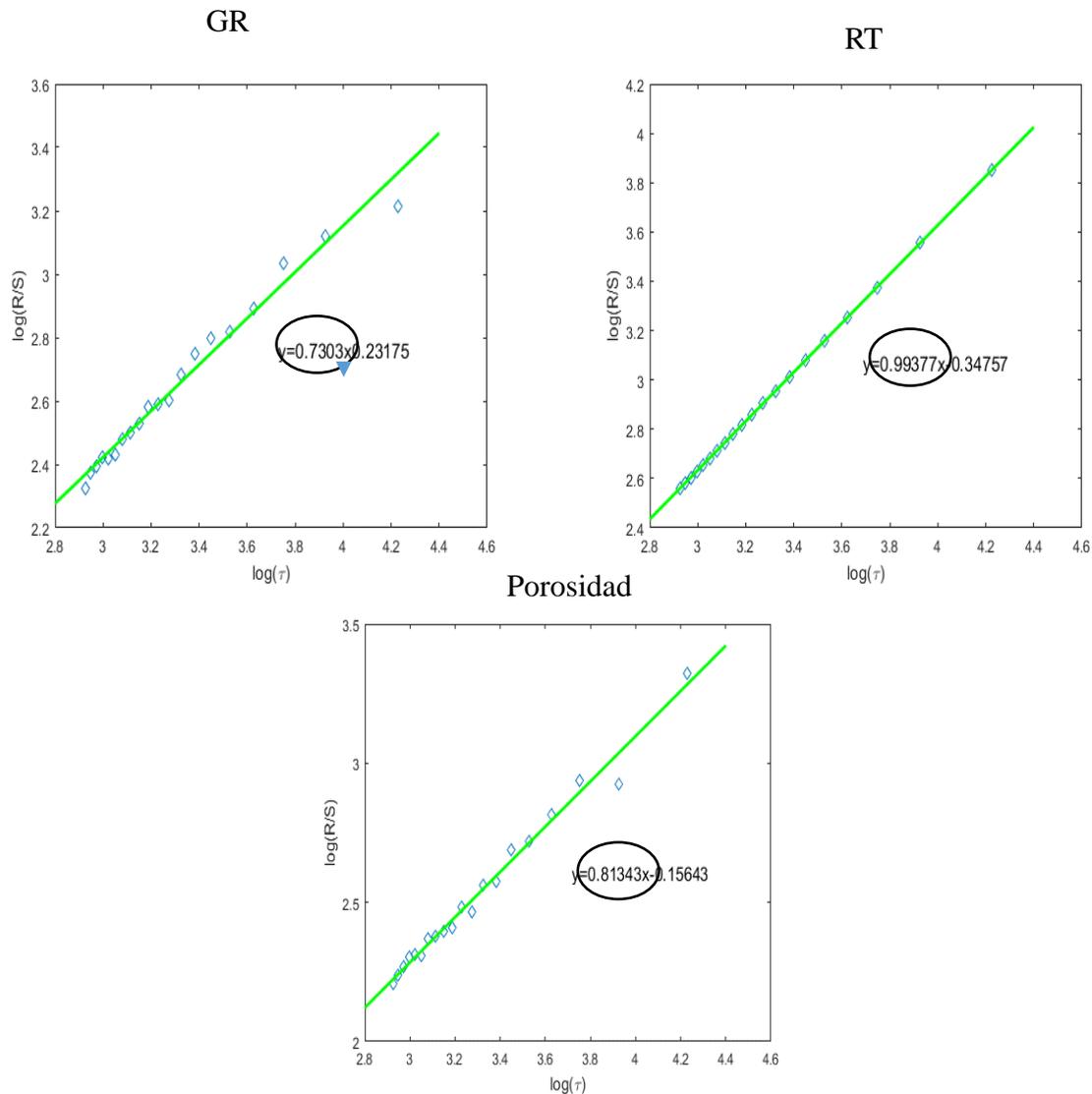


Figura 30. Representa el análisis de rango reescalado, de donde se extrae el exponente de Hurst (la pendiente es el coeficiente de Hurst).

El exponente de Hurst, H , de una serie es importante porque muestra el grado de rugosidad de los datos. Dado por los valores de H entre 0 y 1 como se mencionó en la teoría, la serie en donde los valores de H mayores a 0.5 es una serie persistente. El análisis que se realizó es escoger cierto número de escalas, obtener la media del vector, calcular las diferencias de cada valor con respecto a la media y hacer una suma acumulativa, basándonos en el análisis estadístico de rango reescalado (R/S), según Hurst, es proporcional a ct^H , donde c es una constante (0.5) y t es la escala en cuestión. Así que el gráfico mostrado en la figura 30 (código anexo 3) de $\log(R/S)$ vs t , nos determina el coeficiente de Hurst como la pendiente de la recta.

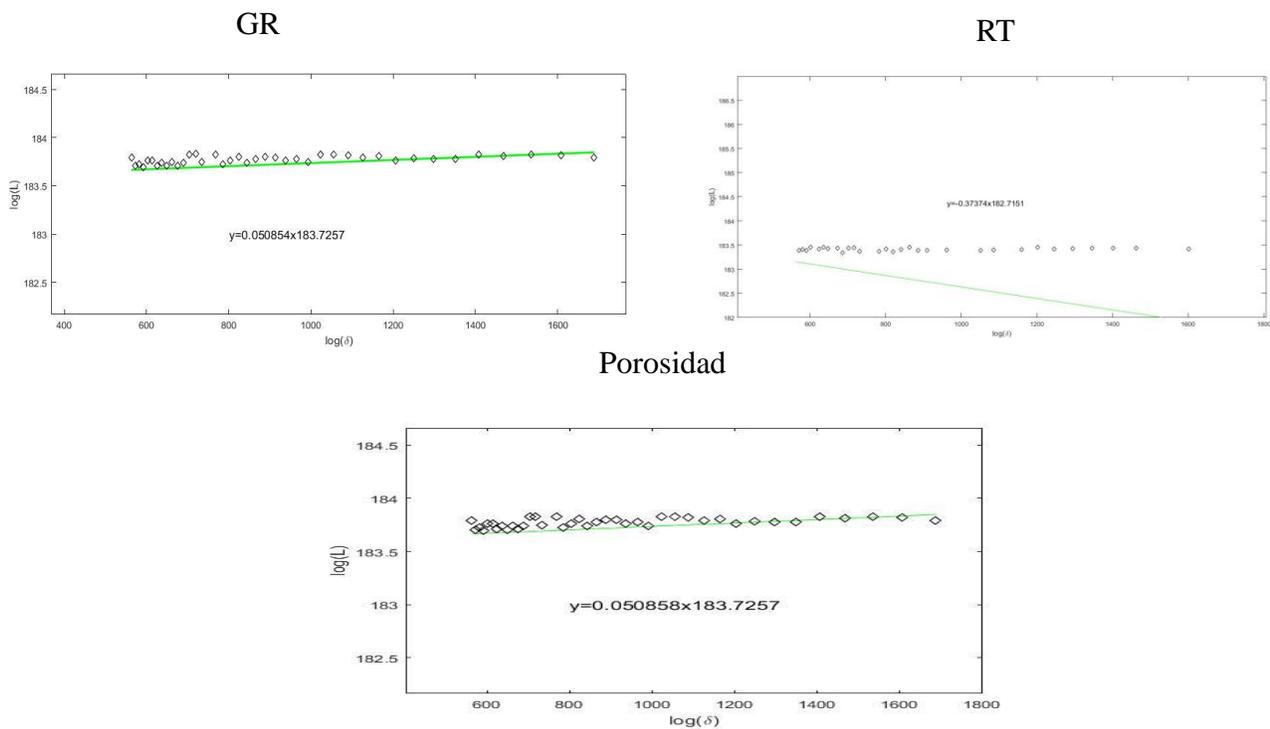


Figura 31. Representa el grado de fractalidad de los datos, de donde se extrae la dimensión fractal (la pendiente es la dimensión fractal).

Luego de analizado los algoritmos fractales utilizados se muestra que los exponentes de Hurst son mayores a 0.5, es decir, reafirmamos que son datos persistentes, y la aproximación de la recta en la figura 31 es, como se puede observar casi perfecta en los tres casos, así que podemos afirmar que los registros a estudiar presentan un patrón fractal.

Se continúa con lo que llamaremos método en la distribución de parámetros petrofísicos con modelado fractal, el cual consistió en obtener la distribución de cada propiedad petrofísica por modelado fractal en la caracterización estática de yacimiento. El procedimiento comienza con la localización en planta de los pozos originales, que presentaron todos los registros y son de interés económico petrolero en el área (coordenadas en UTM), figura 32.

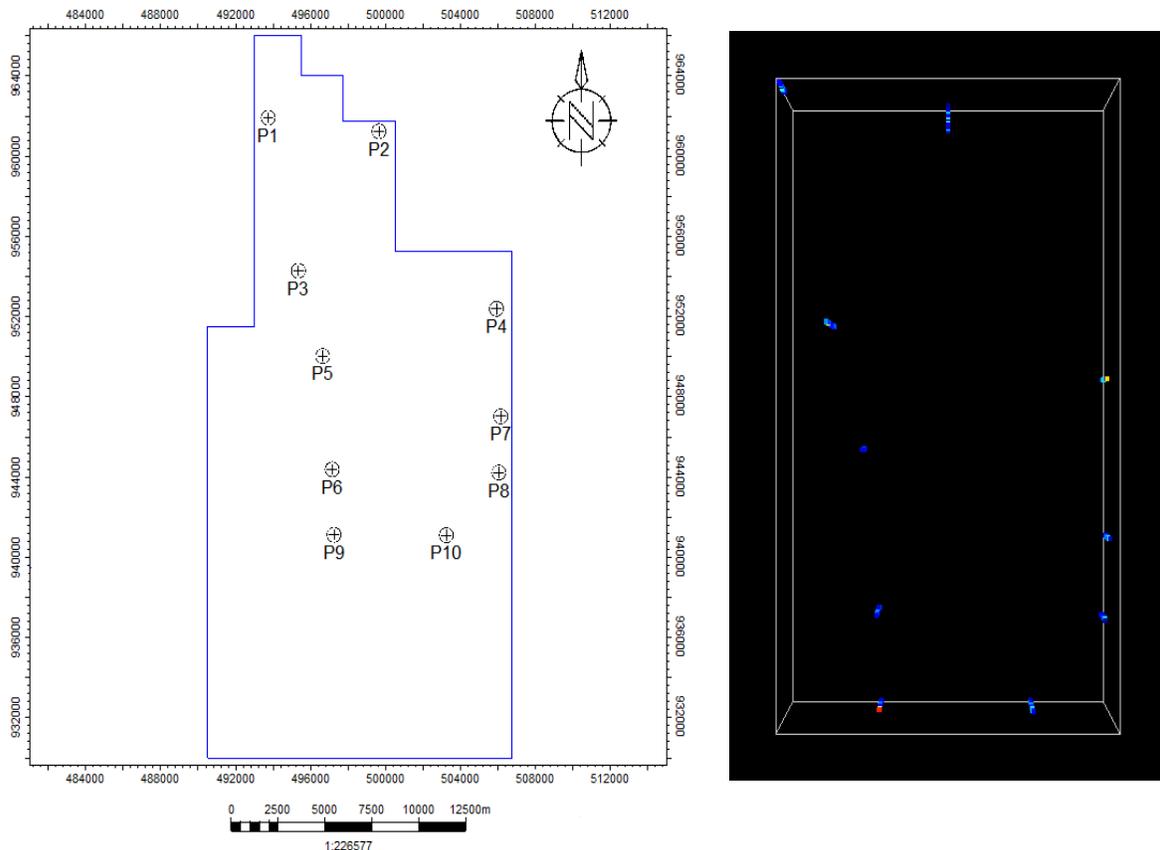


Figura 32. Localización en planta del conjunto de pozos seleccionados.

Cada uno de los pozos elegidos para este proyecto (10 pozos), debieron cumplir con la condición de que todos poseyeran los registros geofísicos de rayos gamma (GR), Porosidad (Nphi) y resistividad (Rt), ya que son necesarios como datos de entrada en la aplicación del modelado petrofísico posterior. Luego se construyen las tablas de información de los pozos, enlaces entre ellos e intervalo de separación y profundidades, para posteriormente establecer las interpolaciones fractales lineales entre cada enlace con la programación de los algoritmos de modelado fractal de pseudopozos.

Tabla 4. Pozos seleccionados (UTM).

Pozos	Coordenada X	Coordenada Y	Profundidades
1	493679.9987	961930.0003	2277-3289
2	499899.9802	961250.1277	320-3008
3	495300.0041	954299.9989	286-2668
5	496599.0012	950048.996	1542-2542.5
4	505874.9952	952409.9867	849-2330
7	506100.0053	947039.9844	320-1718
8	505999.9958	944239.9855	954-1954
6	497101.0035	944397.9875	694-1720
9	497200.0014	941139.9795	470-1484
10	503199.0052	941112.9878	308.5-1605.50

Tabla 5. Valores de máximos y mínimos de los pozos.

Rangos	Coordenada X	Coordenada Y	Z
Máximos	506100.0053	961930.0003	3289
Mínimos	493679.9987	941112.9878	286

Una vez que se determinaron las profundidades y los valores máximos y mínimos de la ventana común, el siguiente paso consiste en la determinación de los posibles enlaces entre el conjunto de pozos. Se determinaron 14 enlaces (tabla 6). En la figura 33 se muestra una representación gráfica de la selección de los enlaces establecidos.

Tabla 6. Distancia entre pozos.

Pozos	Metros
1-2	5940.23
1-3	7747.1
3-5	4483.87
5-6	5666.48
6-9	3335.7
9-10	6090.59
10-8	4267.52
7-8	2758.56
4-7	5389.17
2-4	10886.7
3-4	10736.1
5-7	10076.1
6-8	8911.82
3-2	7950.3

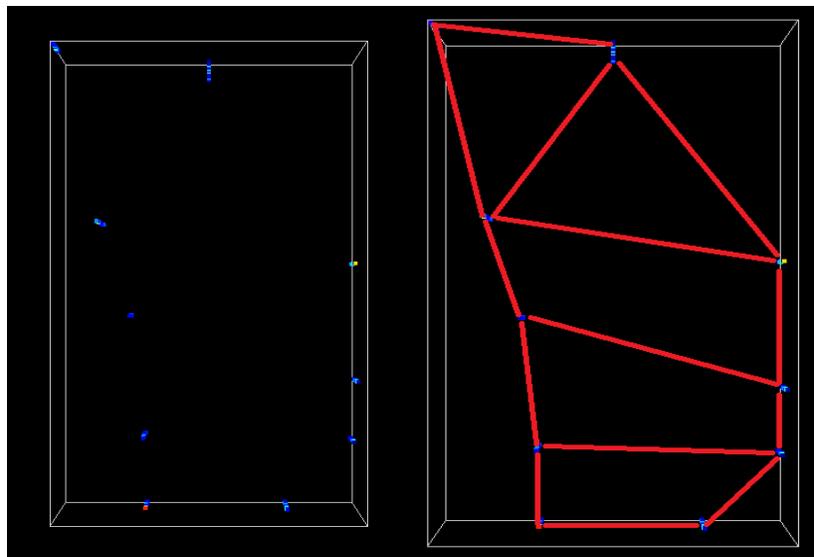


Figura 33. Enlace entre el conjunto de pozos seleccionados (líneas rojas).

Posteriormente, con cada uno de los registros (GR, Porosidad efectiva, Rt) de los pozos que definen los enlaces, se procesan con el código desarrollado mediante la modelación fractal (método de adición aleatoria sucesiva) generando los pseudopozos a partir de los registros geofísicos mencionados. El algoritmo de adiciones aleatorias sucesivas es de la siguiente manera según las mejoras que Liu. H realizo de la correlación de series de Mandelbrot.

1) Se añaden números aleatorios de la distribución gaussiana $N(0, \text{Varianza}_0/2)$ a los dos puntos extremos iniciales.

2) Se interpola linealmente el valor del punto medio obtenido a partir del valor de los puntos obtenidos en pasos anteriores.

3) Se añade el número aleatorio de la distribución gaussiana $N(0, \text{Varianza}_1/2)$ al punto medio generado a partir del segundo paso y a los puntos ya existentes.

4) Linealmente se realiza la interpolación entre los tres puntos obtenidos en el paso tres.

5) Añadir números aleatorios a partir de la distribución gaussiana $N(0, \text{Varianza}_2/2)$ a los dos puntos medios interpolados en el paso anterior y a los otros puntos ya existentes.

6) Repetir el procedimiento manteniendo la interpolación lineal y la adición de números aleatorios sucesivos de la distribución gaussiana $N(0, \text{Varianza}_n/2)$ quedando la formula interpolación dominada por el coeficiente de Hurst como sigue a continuación (código anexo 4):

$$\sigma_n^2 = (\sigma_{n-1}^2) / 2^{2H} = ((\sigma_0^2) / (2^{2H})^n) * (1 - (2^{2H}/4)) \text{ (ecuación 23)}$$

Luego de generado los pseudopozos se determinó la ubicación de los mismos determinando las coordenadas x e y de cada localización mediante un método de interpolación lineal y unificando los pseudopozos con su ubicación de coordenadas.

Ya con los datos de los pseudopozos y pozos originales juntos se procedió a desnormalizar los datos y llevarlos a su escala original mediante el programa Spss, al aplicar la ecuación 24, luego se les calcularon a los todos los pozos las propiedades petrofísicas de arena neta (ecuación 25), arena neta petrolífera (ecuación 26) y volumen de arcilla (ecuación 20),

$$\text{Desnormalizar _Datos} = 10^{**}\text{LOG10}(\text{registro}) \text{ (ecuación 24)}$$

$$\text{AN} = (\text{GR} \leq 70.0.3) \text{ (ecuación 25)}$$

$$\text{ANP} = (\text{GR} \leq 70 \text{ and } \text{Rt} \geq 100.0.2) \text{ (ecuación 26)}$$

Ya que junto con el registro de porosidad efectiva calculada previamente se creó un archivo .txt de entrada del sistema SGemS, el cual consta de un encabezado, que comprende nombre del archivo, numero de variables y nombres de las mismas. Específicamente los datos corresponden a la de las coordenadas, profundidad, las propiedades calculada. La siguiente figura ilustra el conjunto de pseudopozos generados a partir del modelo fractal, específicamente para la variable de porosidad efectiva.

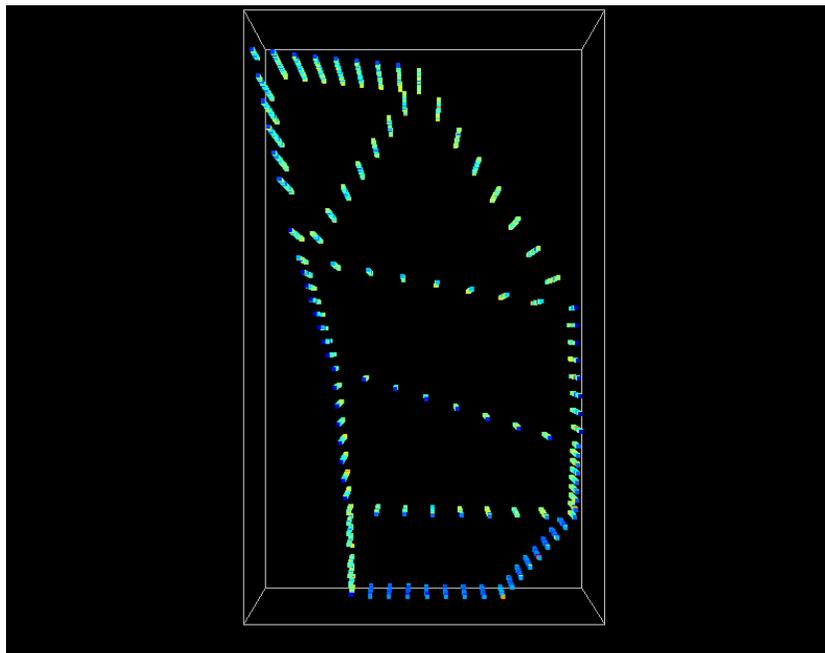


Figura 34. Conjunto de pseudopozos generados a partir de modelación fractal en el área de estudio.

El modelo petrofísico se generó bajo el sistema SGemS (The Stanford Geostatistical Software) el cual es un programa de modelado geoestadístico 3D con interface gráfica, y dividido en 3 partes: los paneles de algoritmos (estimación, simulación y utilidades), visualización 3D y comandos (figura 35).

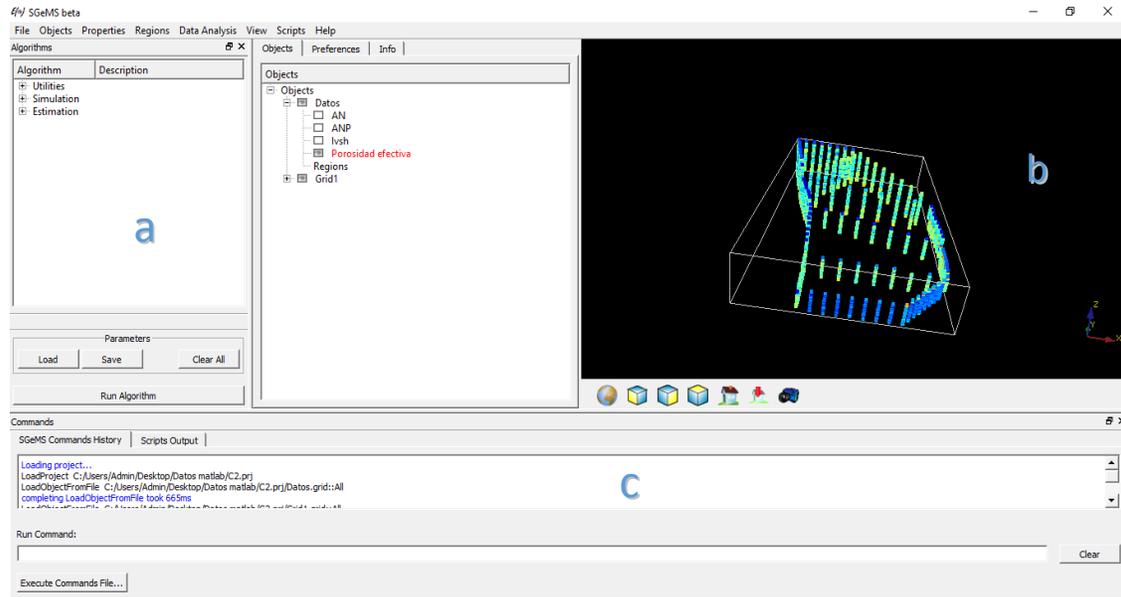
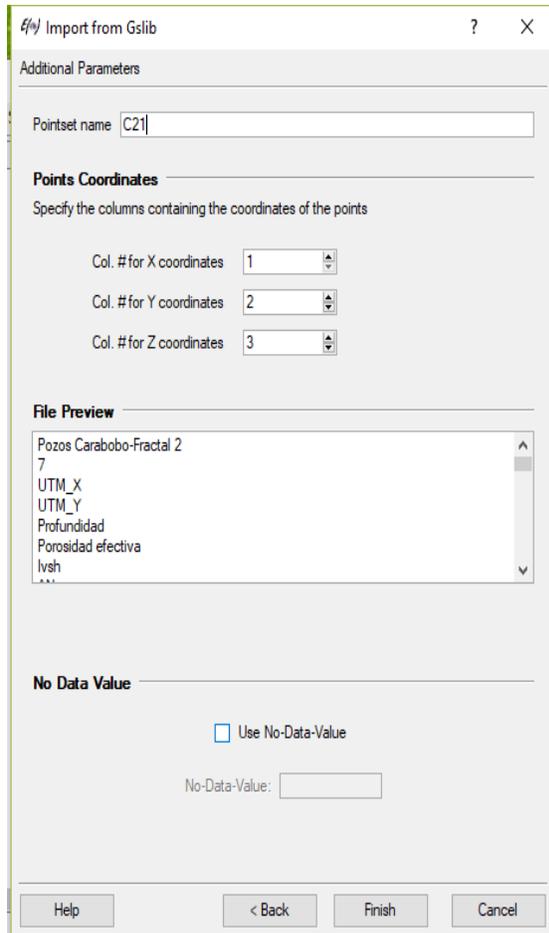
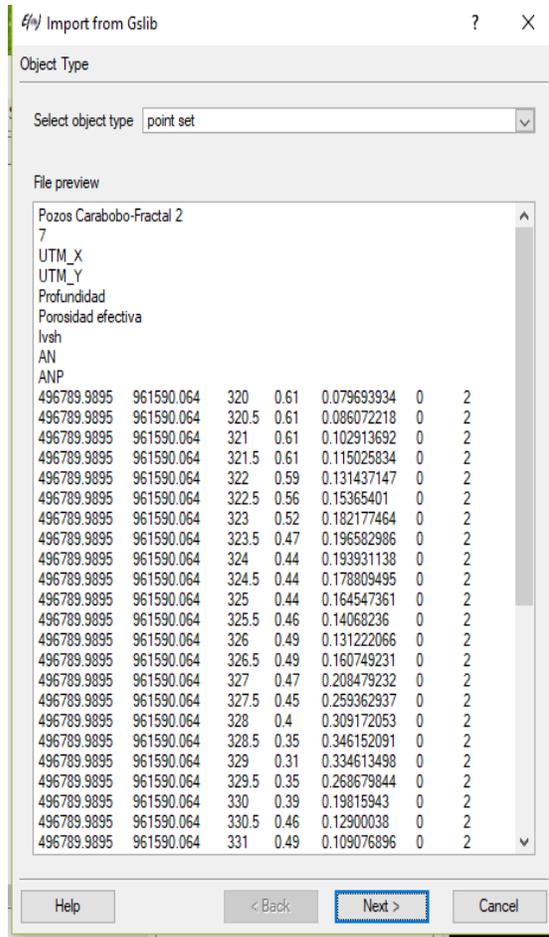


Figura 35. a) Panel de algoritmos; b) Panel de visualización y c) Panel de comandos.

Los parámetros y procesos seguidos en el programa SGemS consistió en cargar los datos, para ello se selecciona *Object* en el menú superior, posteriormente *Load Object*, en la siguiente pantalla que se despliega, dependiendo del tipo de datos, se puede elegir las 3 opciones: *point set*, *cartesian grid*, *masked grid*, particularmente en este caso la referida como *point set* (figura 36a).

Posteriormente a la elección que se refiere al tipo de datos, se deben proporcionar los parámetros, específicamente se debe asignar nombre, numero de columnas del archivo que incluye las coordenadas x, y, z. Para el caso estudiado se luso archivo de entrada, las coordenadas en X se encuentran en la columna 1; la coordenada en y se haya en la columna 2 y la coordenada en z (profundidad) se ubica en la columna 3, figura 36b.



a

b

Figura 36. a) Selección del tipo de datos; b) Parámetros de los datos.

Cuando se han proporcionado los parámetros se caracterizan al archivo de entrada se visualiza selectivamente las variables petrofísicas que lo constituyen, como en el caso de la figura 37, la cual representa la variable petrofísica de V_{sh} .

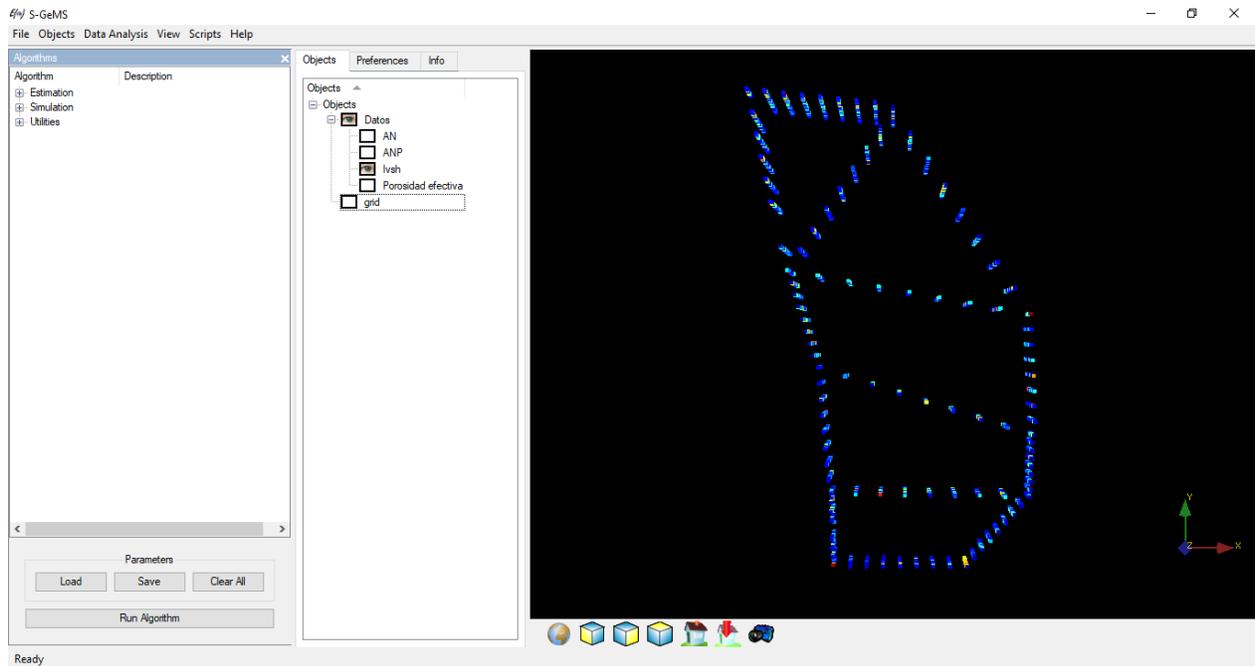


Figura 37. Visualización de la variable petrofísica V_{sh} .

La secuencia de procesos posteriores considera el histograma y el modelado del variograma, cuyos parámetros son necesarios para los procesos de estimación y simulación que generan la distribución espacial de las propiedades petrofísicas (AN, ANP, V_{sh} y Porosidad efectiva). Como se observa el sistema SGeMS proporciona herramientas para el análisis de datos, ya que el histograma nos suministra el valor de varianza, que es el valor inicial de la meseta en el modelado del variograma.

Para obtener el histograma se selecciona en el menú principal la opción *Data Analysis*, en el submenú se elige *Histogram*. Posteriormente se despliega otra pantalla, en la cual aparecen los parámetros necesarios: Object (datos de entrada) y *property* (variable petrofísica sobre la cual se realiza el histograma). La figura 38 representa el histograma de la variable petrofísica de porosidad efectiva.

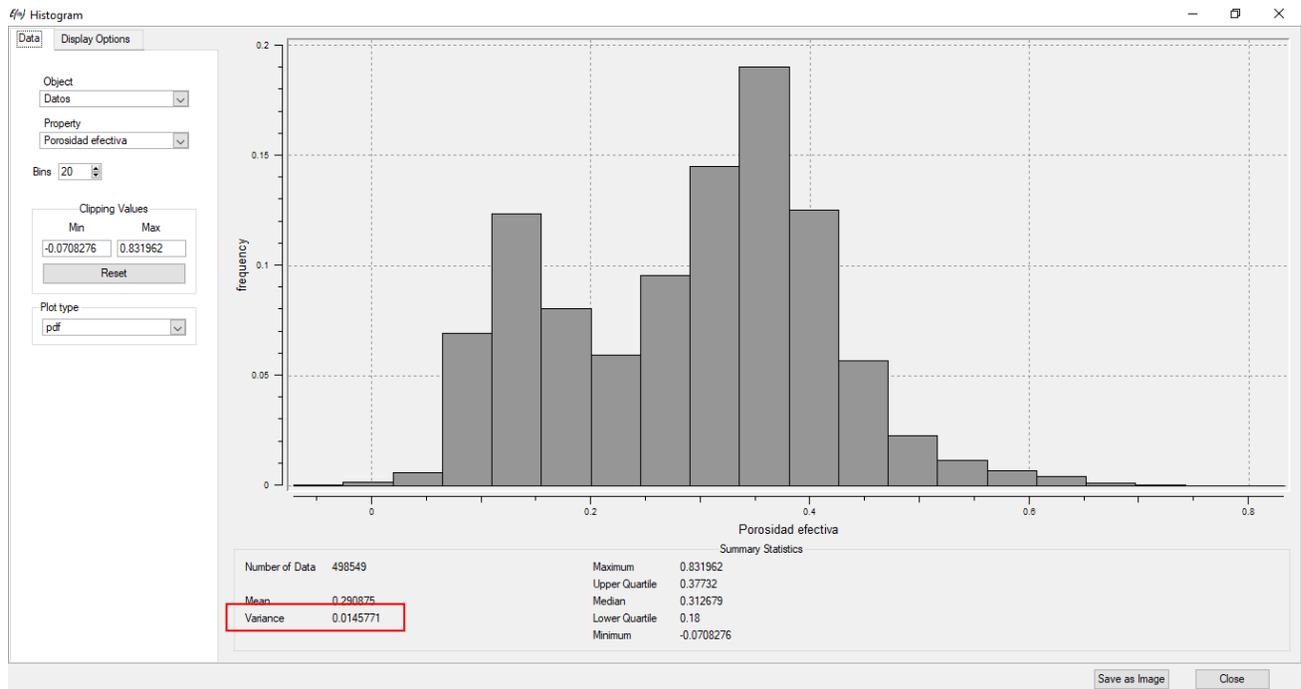


Figura 38. Histograma a partir de la variable petrofísica, Porosidad efectiva.

Luego de elaborado los histogramas de las propiedades, el paso siguiente consistió en el modelado del variograma, ya que los algoritmos de los cuales dispone el sistema SGemS necesariamente utilizan un modelo de variograma, los cuales son esféricos, exponenciales y gaussianos. Para la ejecución del modelado del variograma primeramente debemos elegir *Data Analysis* en el menú principal, donde posteriormente se selecciona *Variogram*, se despliega una nueva ventana donde se selecciona la propiedad petrofísica sobre la cual se generará el variograma, figura 39.

El proceso del variograma considera los parámetros tales como: número de lags, separación y tolerancia del lag. Con los parámetros necesarios, se ejecuta el cálculo del variograma, el tiempo de ejecución dependerá considerablemente del número de valores sobre los cuales se esté calculando el variograma.

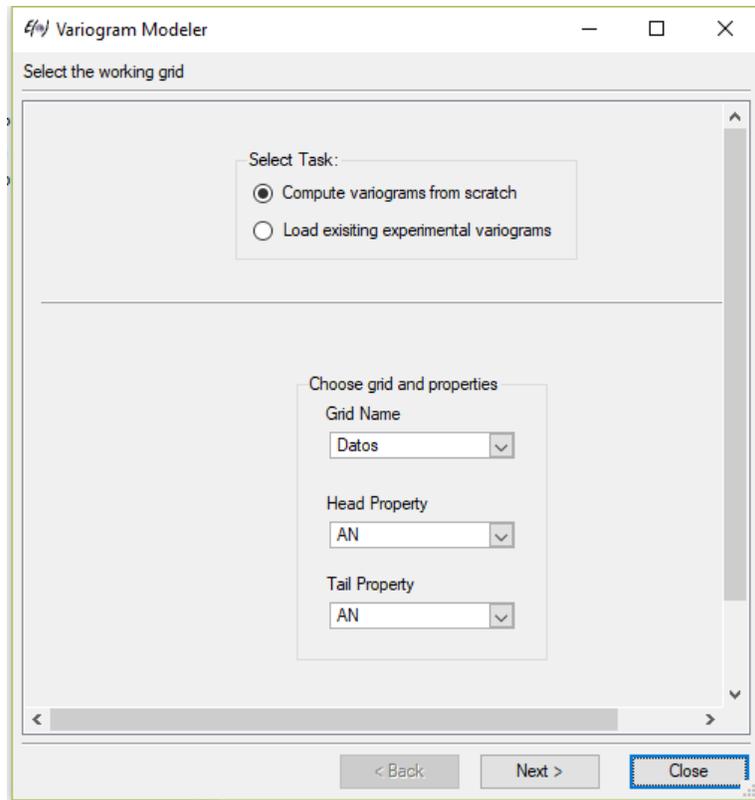


Figura 39. Selección de la propiedad petrofísica sobre la cual se generará el variograma.

Posteriormente cuando el variograma ha sido generado, se realiza el modelado, para lo cual debemos considerar los parámetros: pepita, meseta y rango. El valor inicial de la meseta corresponde al valor de la varianza, la pepita corresponde a la ordenada en el origen y finalmente el rango.

Cuando el variograma ha sido modelado (figura 40), los parámetros del variograma (pepita, meseta y rango) son guardados en un archivo con extensión .par, ya que son utilizados como parámetros de entrada en los procesos de estimación y simulación.

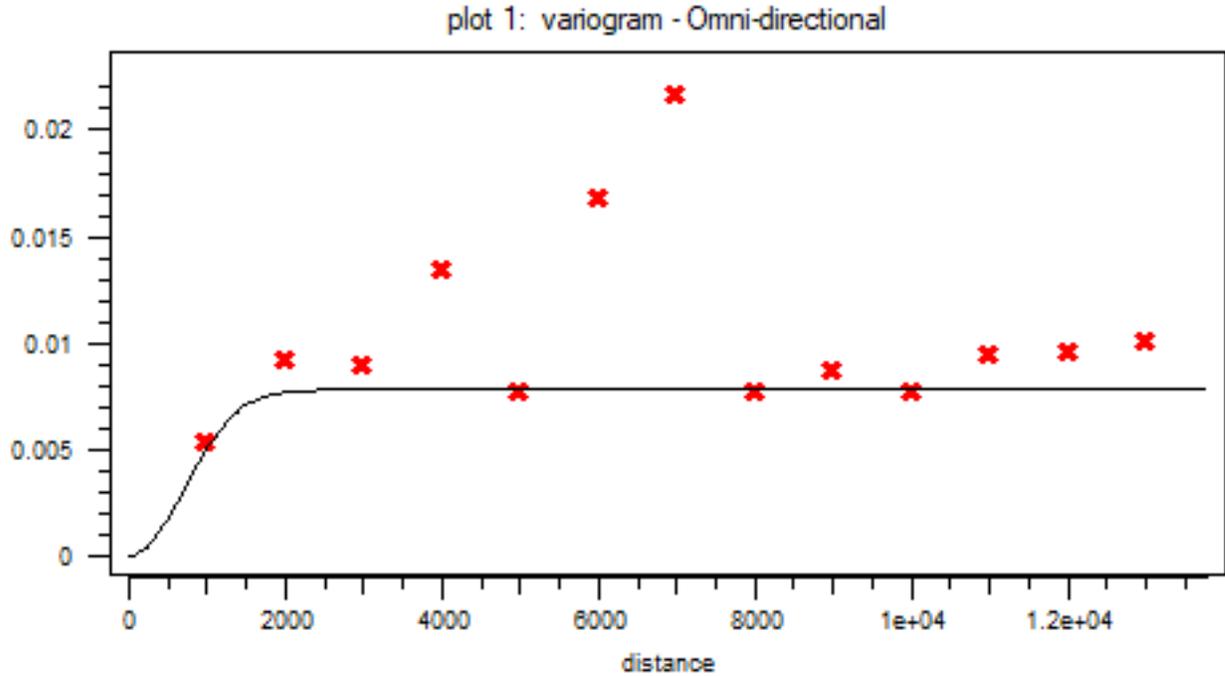


Figura 40. Modelado de variograma correspondiente a la propiedad petrofísica, Porosidad efectiva.

Se modelaron los variogramas para cada una de las propiedades petrofísicas (AN, ANP, Vsh y Porosidad efectiva). El siguiente paso fue la estimación, proceso que se ejecuta mediante el algoritmo de kriging ordinario. Para ello se construyó la retícula 3D (figura 41a) del área de estudio, las cuales incluyen número, dimensión de celdas y las coordenadas iniciales de cada uno de los ejes de coordenadas.

Una vez proporcionada las especificaciones de la retícula 3D, se inicia el algoritmo kriging ordinario, para lo cual se selecciona la opción de *Estimation* del panel del algoritmo y se elige el proceso del kriging del submenú, desplegándose posteriormente las listas de parámetros del variograma elaborado, figura 41b.

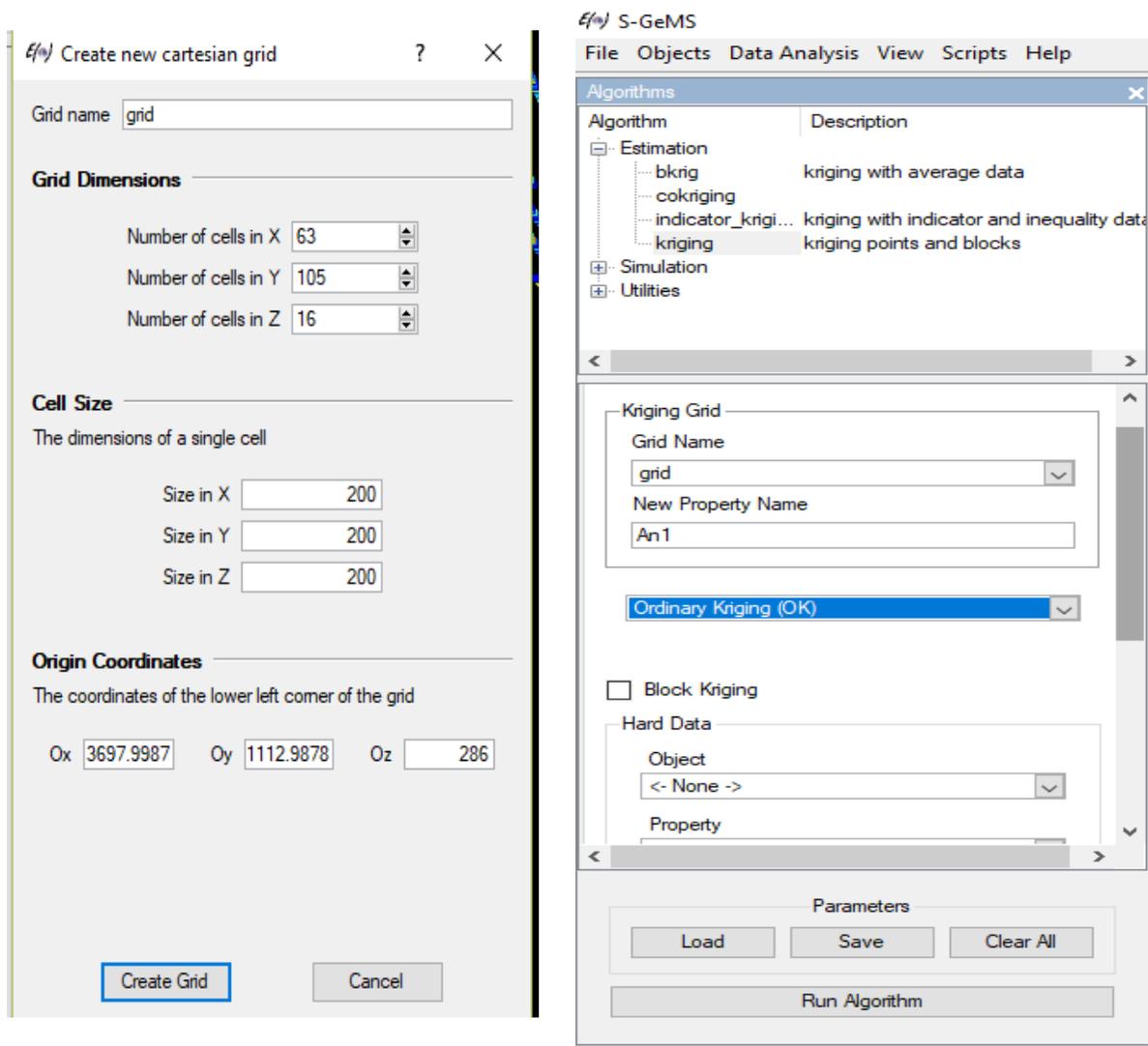


Figura 41. a) Especificaciones de la retícula 3D; b) Parámetros requeridos para la ejecución del algoritmo del Kriging ordinario.

Finalmente, luego de ejecutado el kriging, se puede visualizar la propiedad petrofísica que se haya procesado. En la figura 42 se representa la propiedad petrofísica V_{sh} .

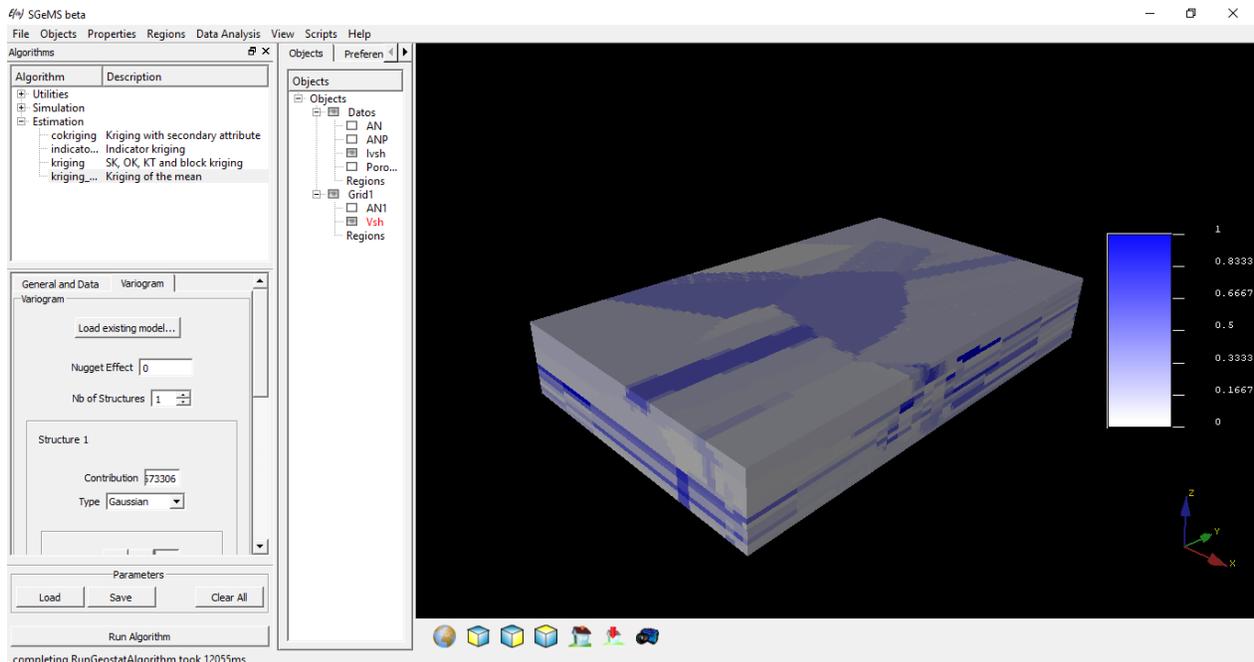


Figura 42. Kriging generado para la propiedad petrofísica Vsh.

El paso siguiente consiste en la simulación de las propiedades petrofísicas, se utilizó el algoritmo SGSIM (*Sequential Gaussian Simulation*). Iniciando por seleccionar *Simulation* en el panel de algoritmos, se despliega una nueva ventana donde aparecen los parámetros requeridos (nombre, propiedad petrofísica a simular y el modelado del variograma, figura 43).

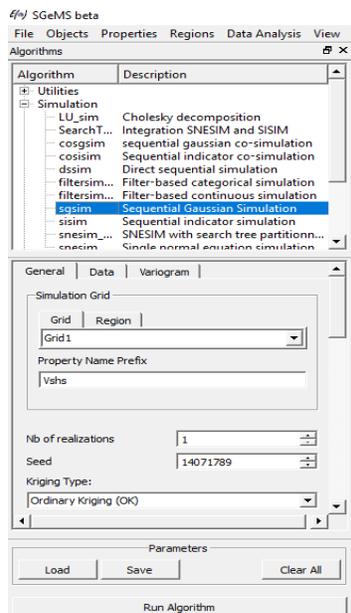


Figura 43. Parámetros requeridos para la simulación SGSIM.

Finalmente se ejecuta el algoritmo de simulación secuencial gaussiana, y se visualiza la propiedad petrofísica que se procese, como en el caso de la figura 44, la cual representa la simulación de la propiedad petrofísica de arcillosidad (Vsh).

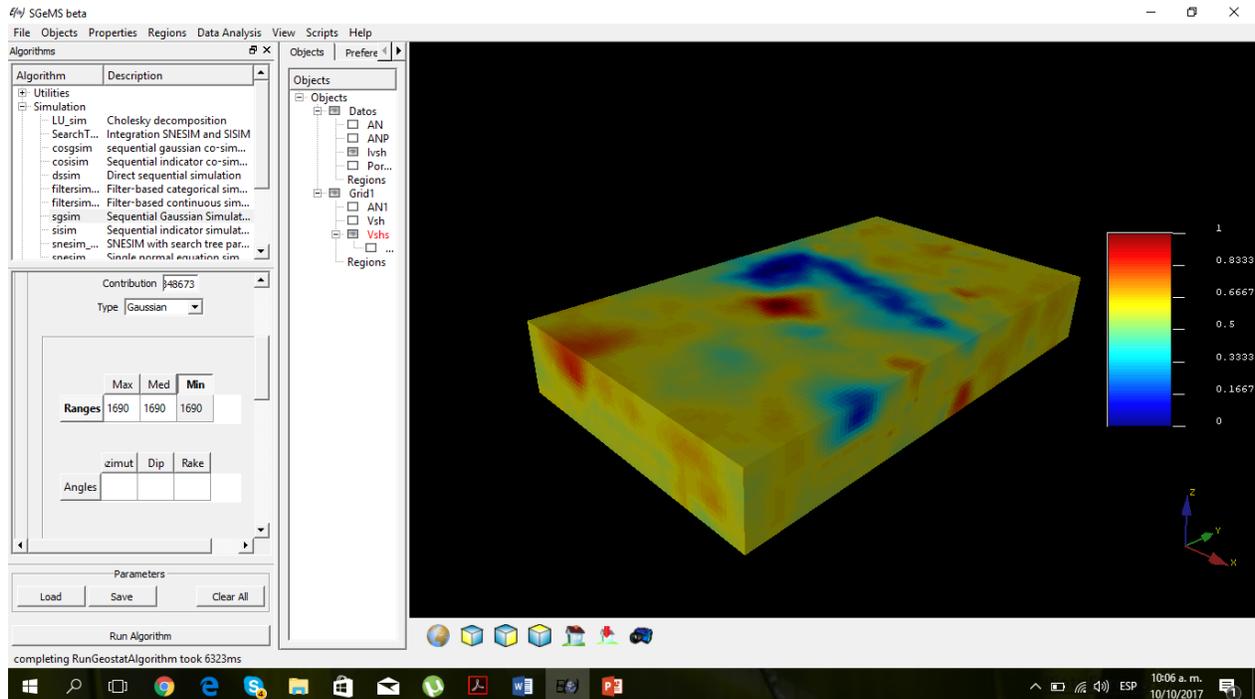


Figura 44. Simulación Secuencial Gaussiana de la propiedad petrofísica, arcillosidad (Vsh).

6. Presentación y análisis de resultados

A continuación, se presentan los resultados obtenidos considerando los 10 pozos del área de estudio, de los cuales se interpolan pseudopozos de modelado fractal entre pozos observados a partir de los registros geofísicos de pozo GR, Nphi, Rt, registros que fueron usados para el cálculo de las propiedades petrofísicas de arena neta, arena neta petrolífera, porosidad efectiva y arcillosidad. Las mismas mediante el programa geoestadístico SGeMS se estimaron las distribuciones espaciales de cada propiedad.

Inicialmente se presentan los histogramas y los modelos de variogramas generados, correspondientes a cada una de las propiedades estimadas, cuyos parámetros son considerados en

los procesos de estimación y simulación. Los histogramas proporcionaron el valor de varianza para cada propiedad (figura 45), debido que el valor de la varianza corresponde al valor inicial de meseta en el modelado del variograma.

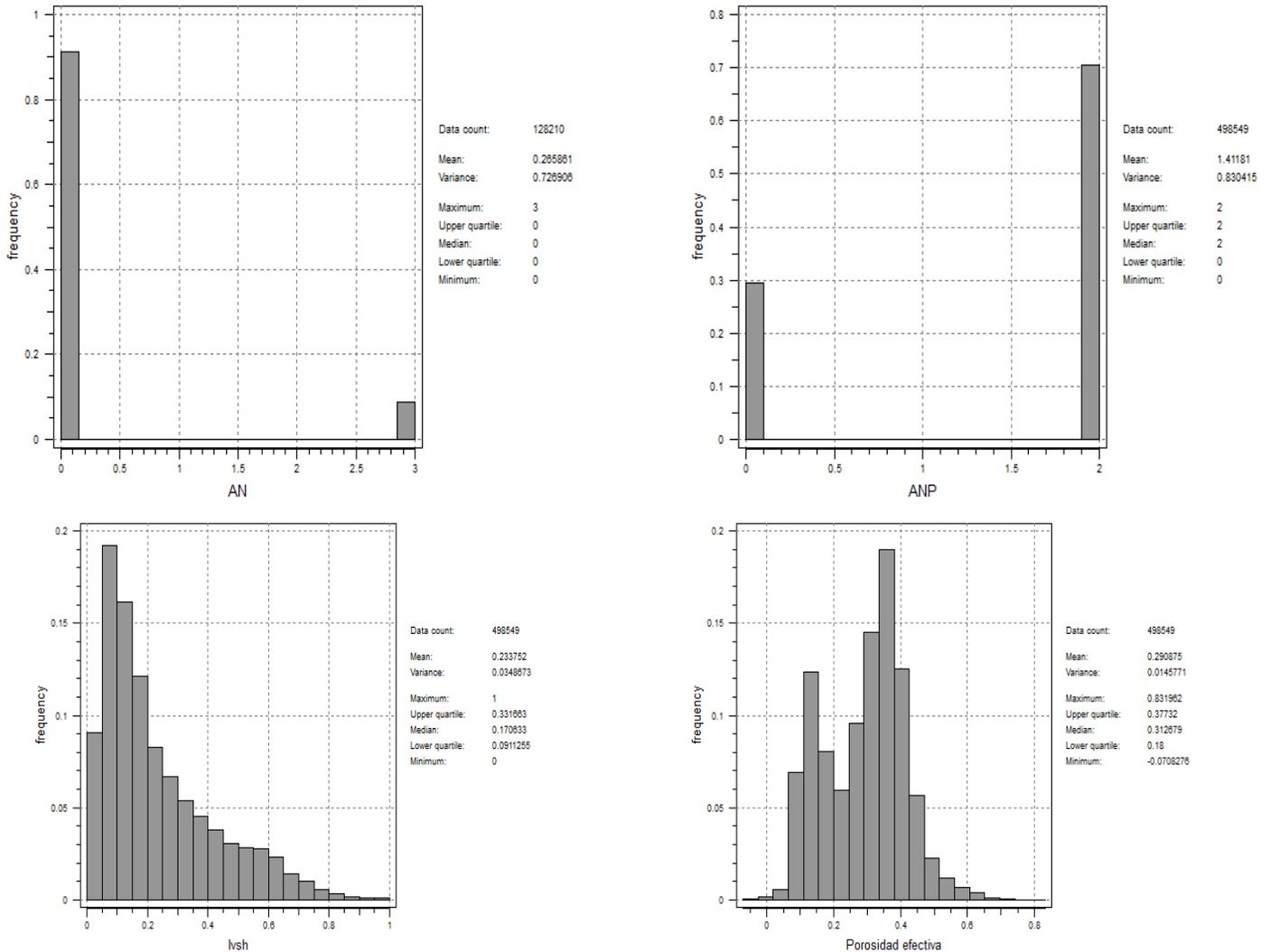


Figura 45. Histogramas obtenidos para las propiedades: AN, ANP, Vsh y Porosidad efectiva.

De los modelos de variogramas para cada una de las propiedades (figura 46) se consideraron los parámetros de pepita, meseta y el rango, los cuales fueron guardados, para utilizarlos posteriormente como parámetros de entrada en los procesos de estimación y simulación de los modelos de cada propiedad.

A partir de los modelos de variogramas generados se ejecutaron los algoritmos de estimación Kriging ordinario y de simulación secuencial gaussiana respectivamente, que nos basamos en la retícula 3D generada para la distribución de las propiedades.

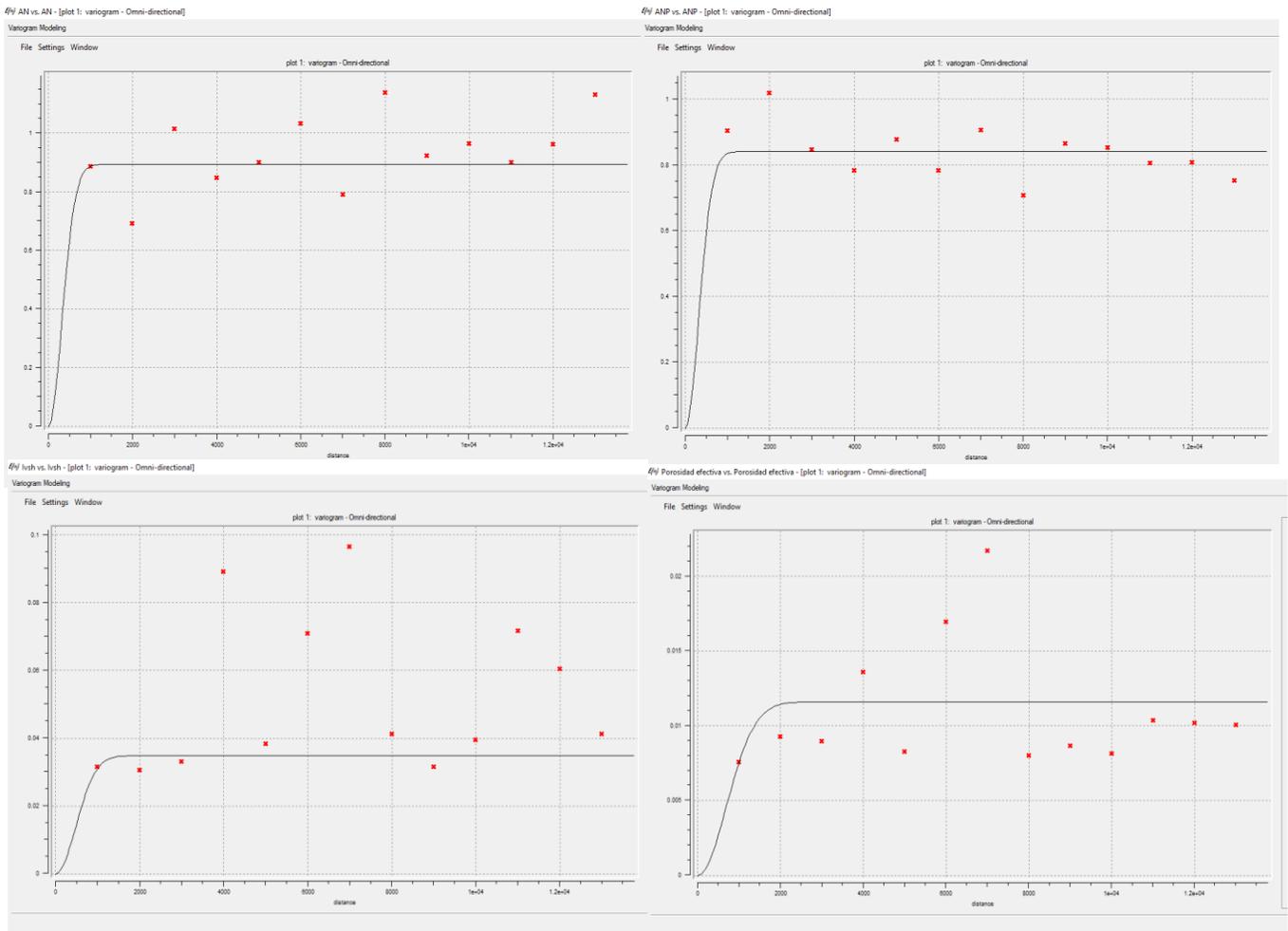


Figura 46. Modelos de variogramas a partir de las propiedades petrofísicas: a) AN, b) ANP, c) Vsh y d) Porosidad efectiva.

Ahora se mostrarán y analizarán las distintas representaciones de distribución espacial de cada propiedad, las cuales fueron generadas por el algoritmo de estimación y simulación a partir de los pozos seleccionados y pseudopozos generados por modelado fractal del área de estudio.

Iniciamos con la distribución del registro de porosidad efectiva del área de estudio, en donde se puede distinguir tres zonas bien zonificadas: dos de baja porosidad (0.1 % a 0 %) que se observan al norte y al sur del área y una zona con porosidades económicamente atractivas (0.2% a 0.55%)

en la región central a lo largo del espesor de la formación oficina, con algunas ramificaciones bien marcadas hacia el norte y este con dirección de noroeste (figura 47 y 48). Esto nos permite enfocar nuestra área de interés prospectiva hacia la región central específicamente, que conformaremos o descartaremos con el análisis de la distribución de las otras propiedades a continuación.

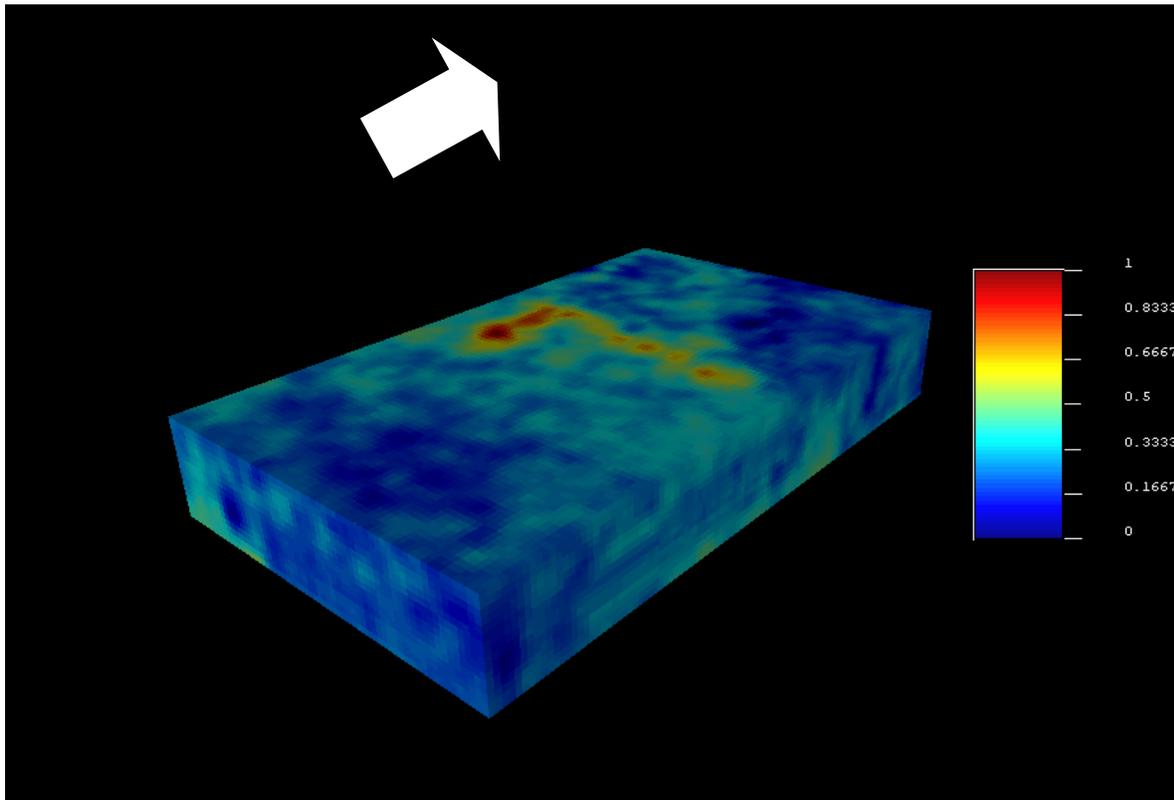


Figura 47. Distribución espacial de la propiedad petrofísica de porosidad efectiva dirección noreste. (flecha blanca dirección norte)

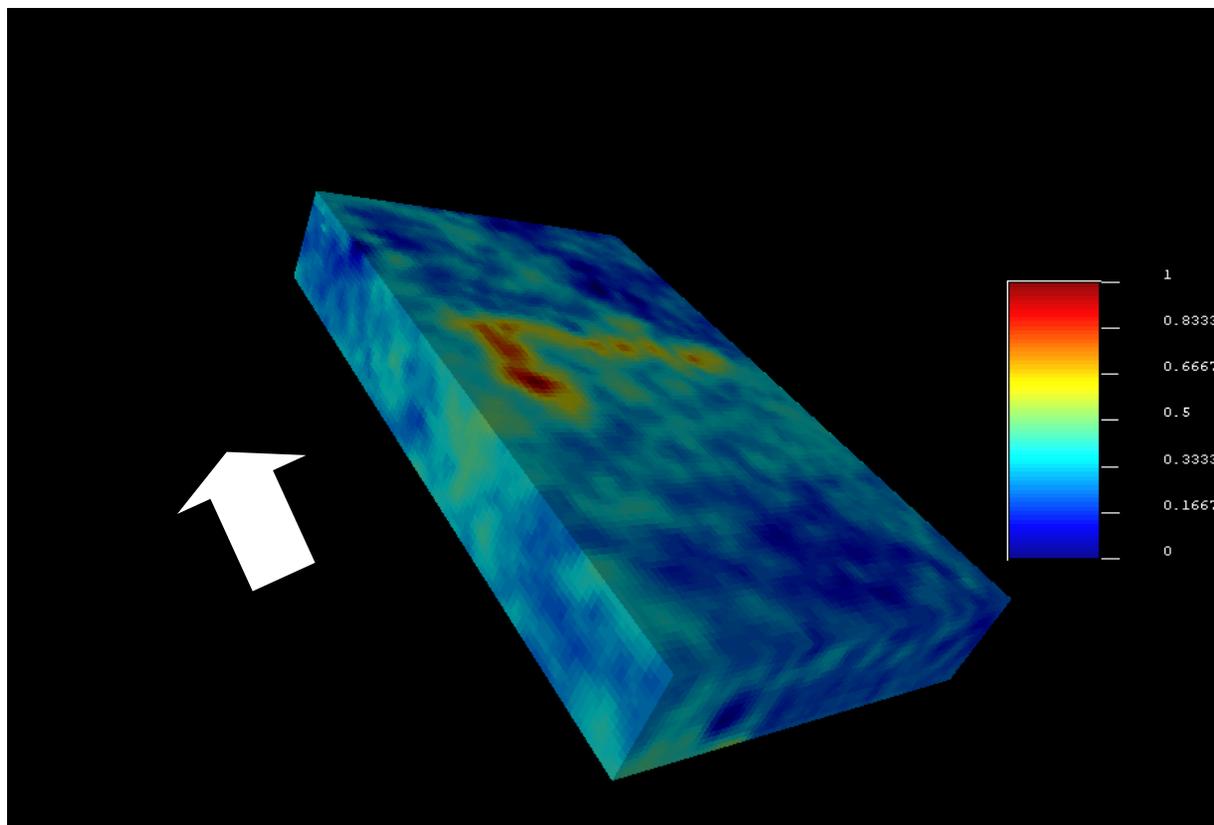


Figura 48. Distribución espacial de la propiedad petrofísica de porosidad efectiva dirección noreste. (flecha blanca dirección norte)

En la distribución espacial de la propiedad petrofísica de arcillosidad (V_{sh}) se observa una tendencia de alta arcillosidad entre las franjas de las zonas sur y norte (0.6% a 1%) siendo muy marcada la alta arcillosidad con valores de 0.8% a 1% en la zona suroeste con ramificaciones puntuales al centro del área. En él se distingue un sector de muy baja arcillosidad cerca de 0% con dirección casi este-oeste en la zona central del área, y arcillosidad de 0.1% a 0.2% en la zona sureste superior del área (figura 49 y 50), siendo coincidente con las zonas de alta porosidad, por lo tanto, nos aporte otro elemento para dar más certidumbre sobre la posibilidad del prospecto a definir en el área.

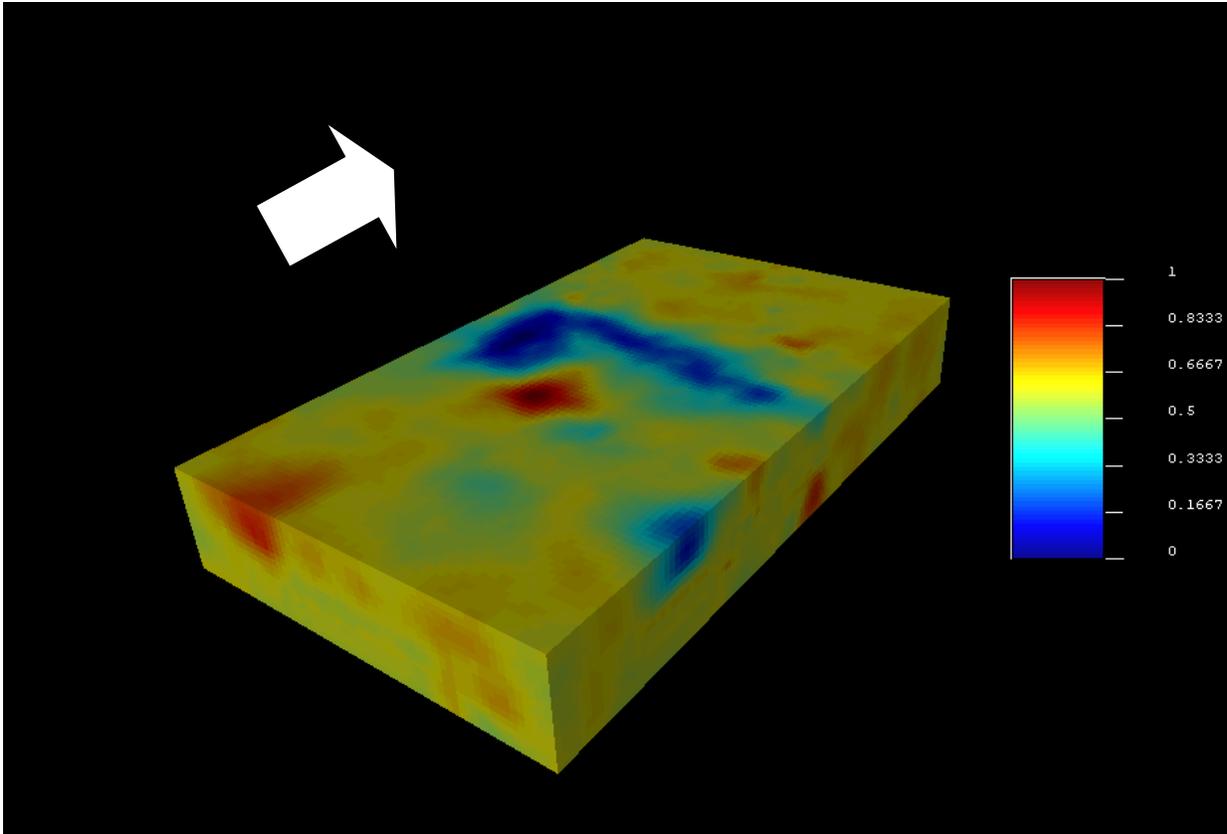


Figura 49. Distribución espacial de la propiedad petrofísica de arcillosidad (Vsh) dirección noreste. (flecha blanca dirección norte)

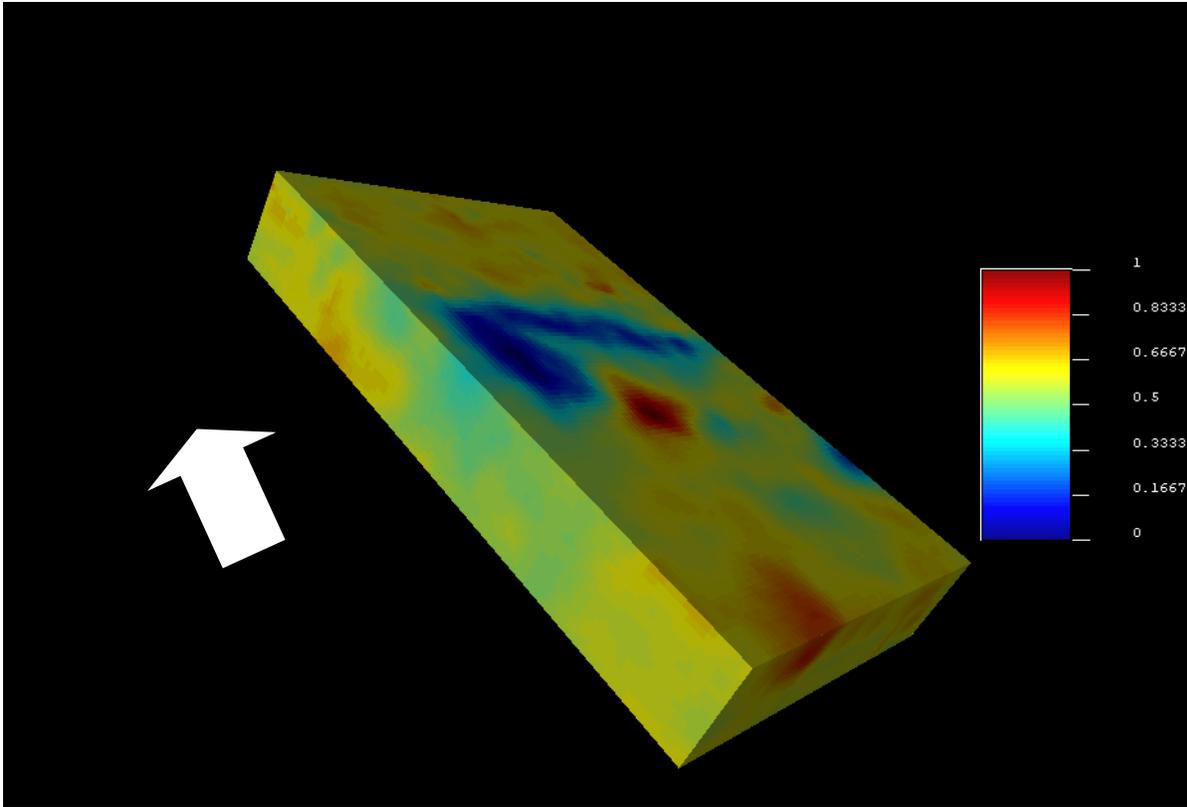


Figura 50. Distribución espacial de la propiedad petrofísica de arcillosidad (Vsh) dirección noreste. (flecha blanca dirección norte)

Ahora interpretando la distribución de arena neta del área de estudio, se observa en la Formación Oficina una tendencia de paquetes de arena de mayor espesor en la zona central con bifurcaciones de canales hacia el sureste y algunos canales con sentido este-oeste en el sur, es decir, el aporte sedimentario proviene del sur sureste hacia el norte noroeste del área de estudio. Siendo este patrón concordante con la información obtenida de las distribuciones de porosidad efectiva y arcillosidad del área, mejorando aun la tendencia a la definición de prospectos en la zona central, ya que presenta altas porosidades (0.3% a 0.5%), baja arcillosidad (0% 0.2%) y altos espesores de canales de arena limpia, como lo se observa en las figuras 51 y 52.

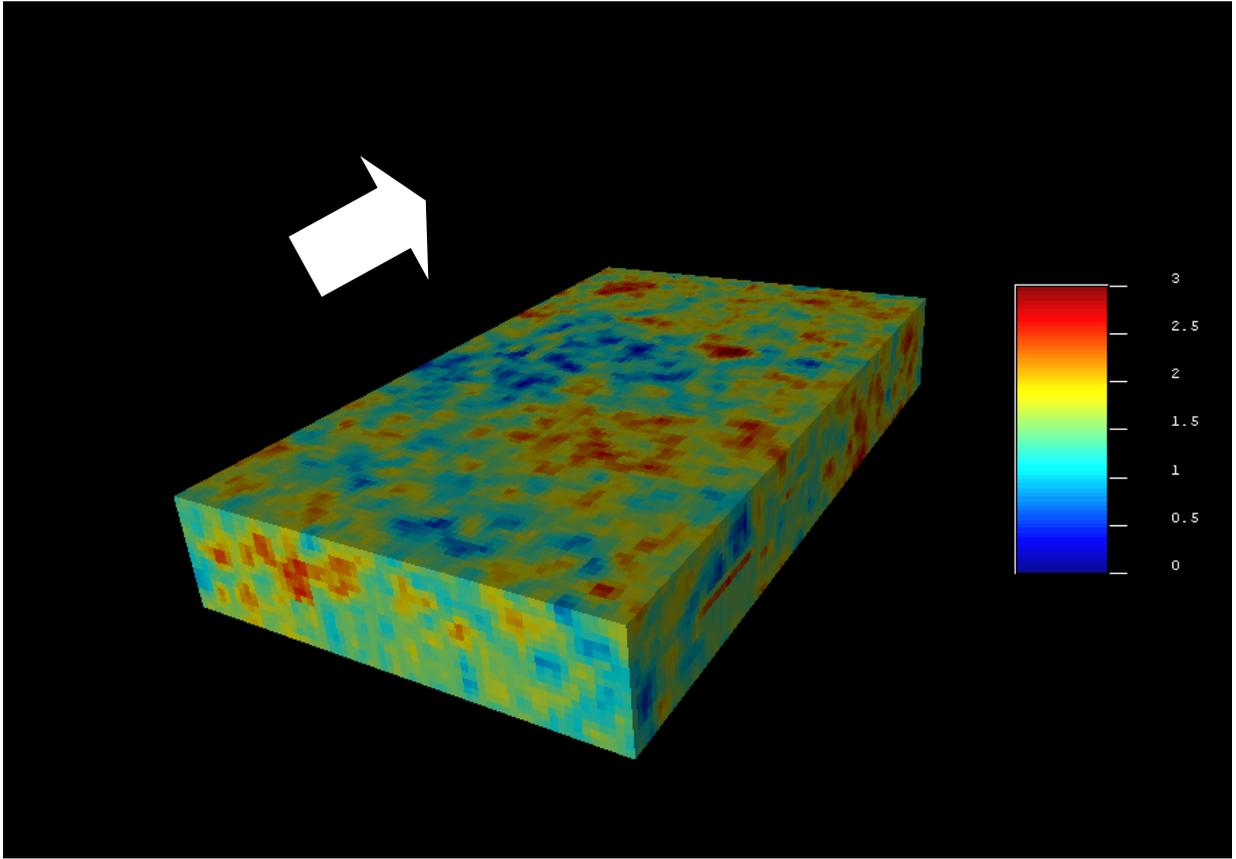


Figura 51. Distribución espacial de la propiedad petrofísica de arena neta (AN) dirección noreste. (flecha blanca dirección norte)

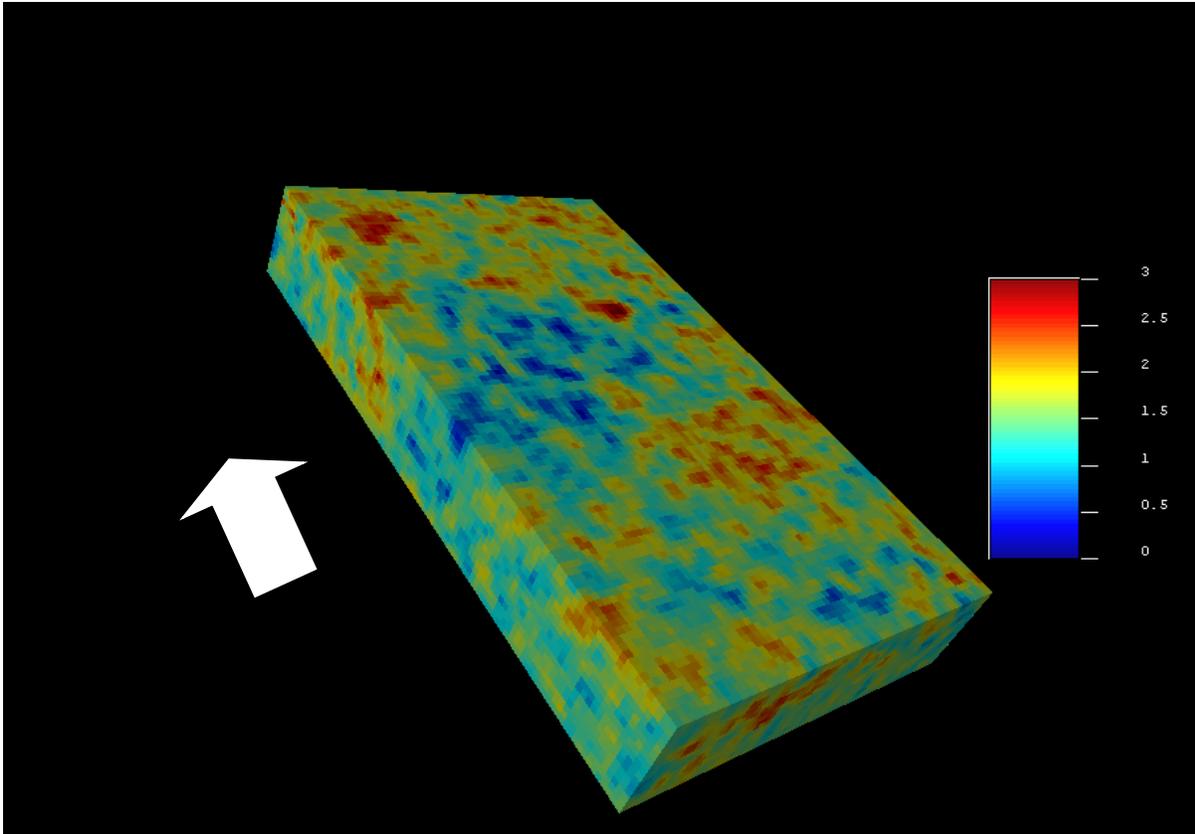


Figura 52. Distribución espacial de la propiedad petrofísica de arena neta (AN) dirección noreste. (flecha blanca dirección norte)

Finalmente, en la distribución espacial de la propiedad petrofísica de arena neta petrolífera se puede distinguir las zonas de arena con presencia de hidrocarburos (figura 53 y 54). En ella se observan las mismas tendencias de los espesores de arena limpia son mantenidas en esa propiedad por lo que podemos afirmar que los espesores de arena limpia encontrados en el área poseen hidrocarburos en ellos, y bajo lo observado en la información de porosidad y arcillosidad antes descrito se puede reconocer ciertas áreas con buena posibilidad para definir prospectos de interés económico en campo.

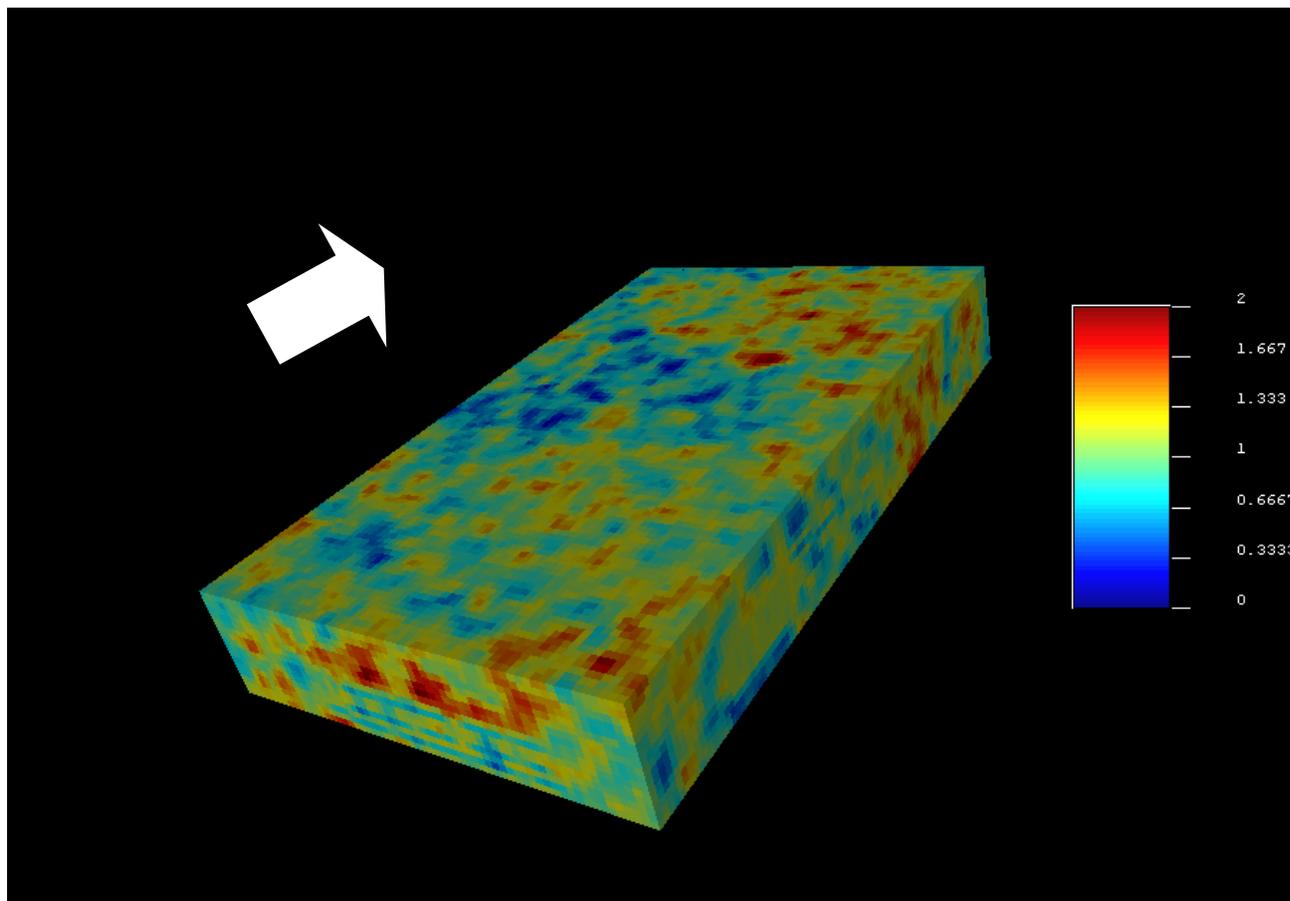


Figura 53. Distribución espacial de la propiedad petrofísica de arena neta petrolífera (ANP) dirección noreste. (flecha blanca dirección norte)

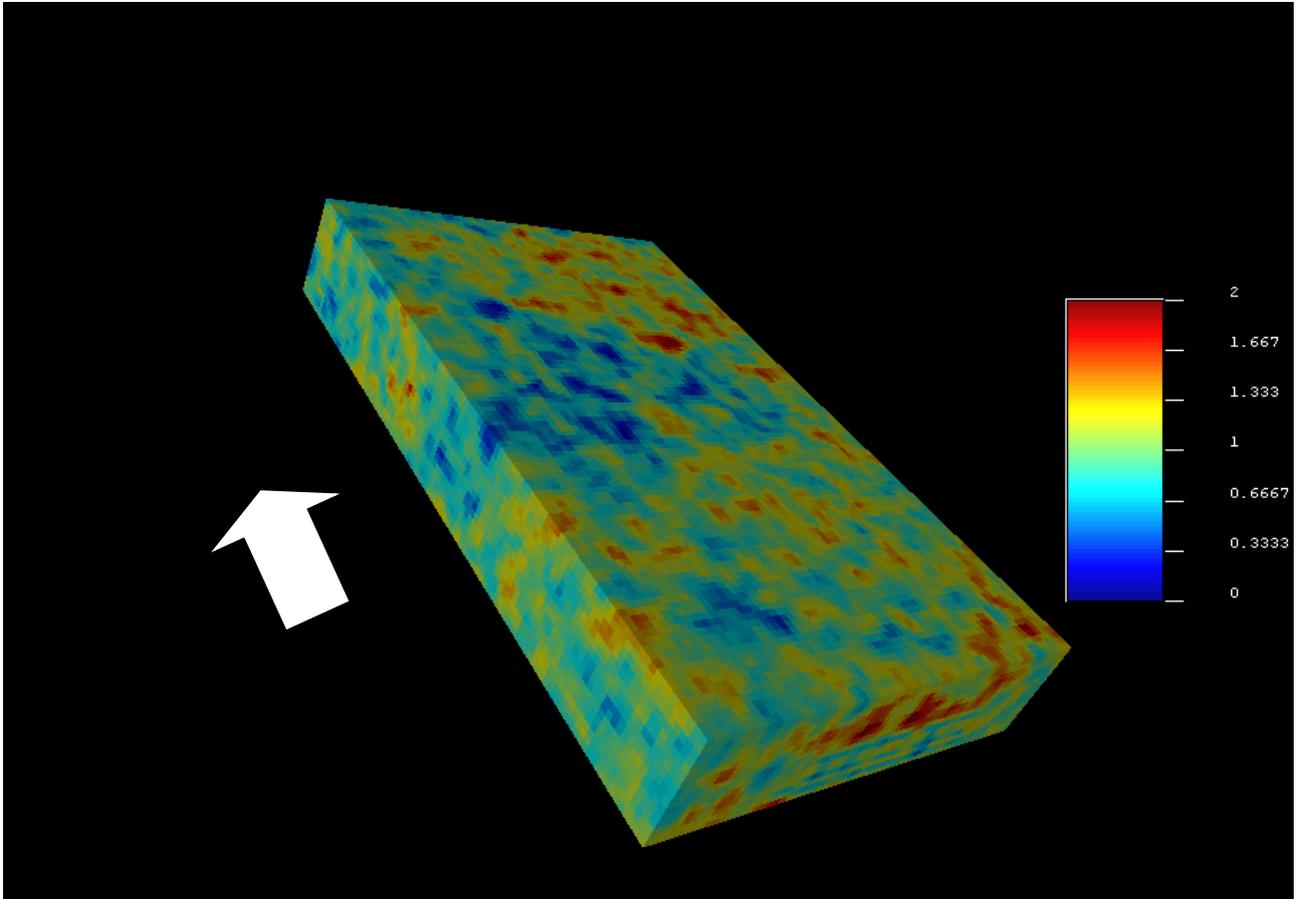


Figura 54. Distribución espacial de la propiedad petrofísica de arena neta petrolífera (ANP) dirección noreste. (flecha blanca dirección norte)

A continuación, se muestran las zonas seleccionadas como prospectivas en las cuatro propiedades dentro de las figuras 55 y 56, con el fin de detallar las áreas con mayor factibilidad de albergar hidrocarburos. Posteriormente se mostrará una comparación de la definición de prospectos en área por lo métodos convencionales versus los métodos fractales, con el fin de demostrar la eficacia del modelo fractal aplicado.

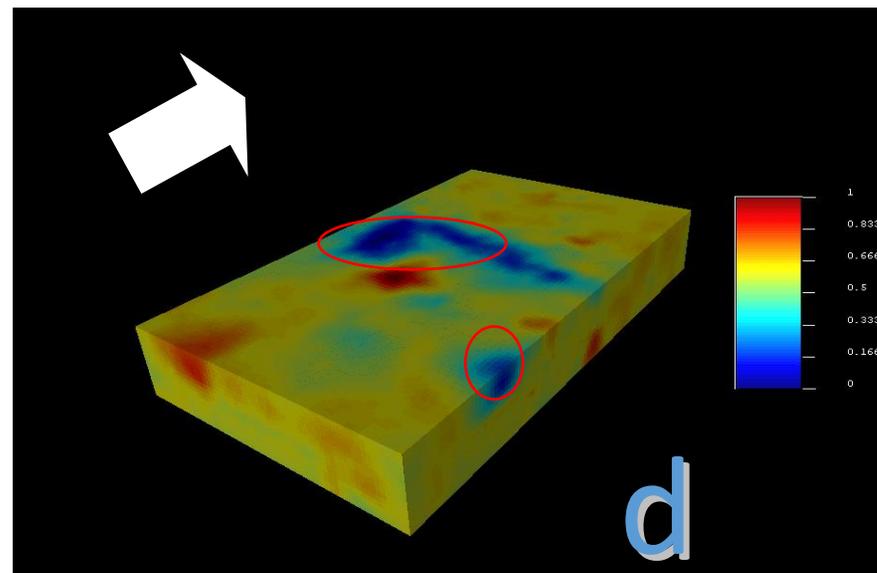
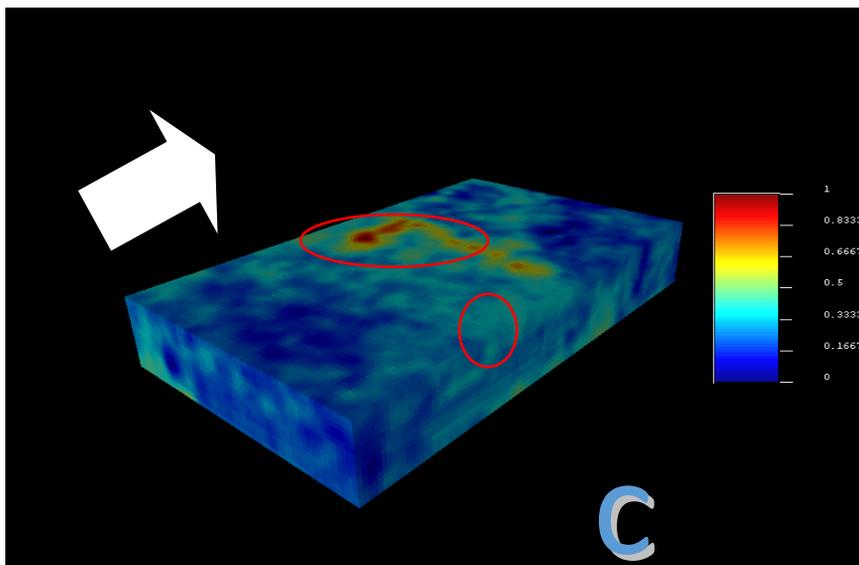
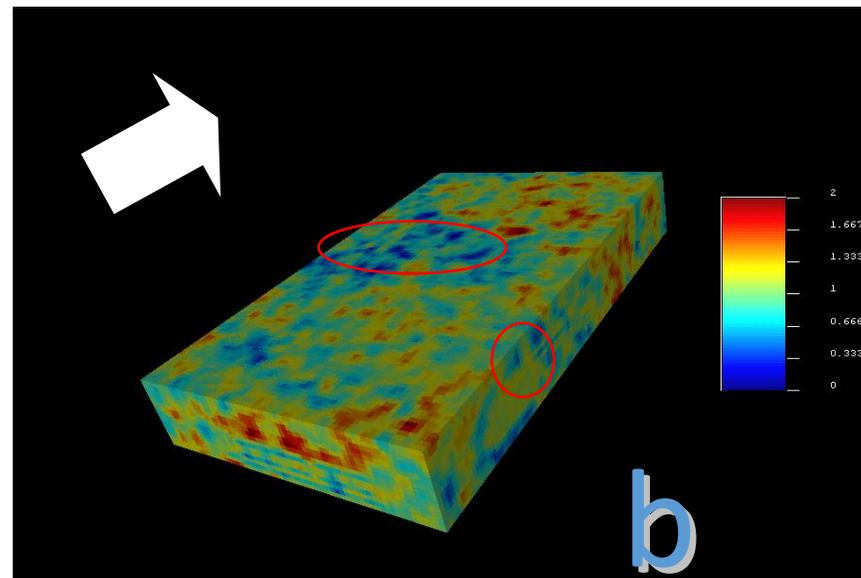
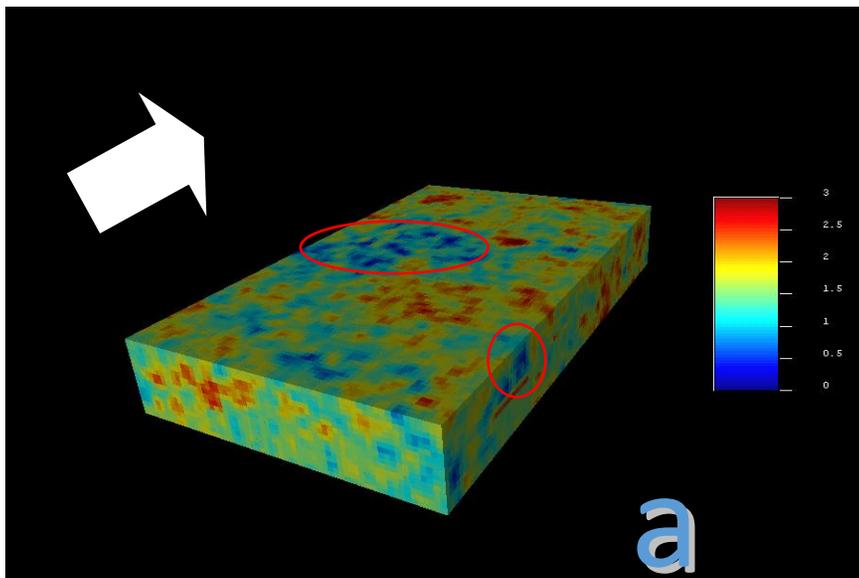


Figura 55. Distribución espacial de las propiedades petrofísicas: a) arena neta (AN), b) arena neta petrolífera (ANP), c) porosidad efectiva y d) arcillosidad (Vsh) (flecha blanca dirección norte) (círculos rojos prospectos definidos).

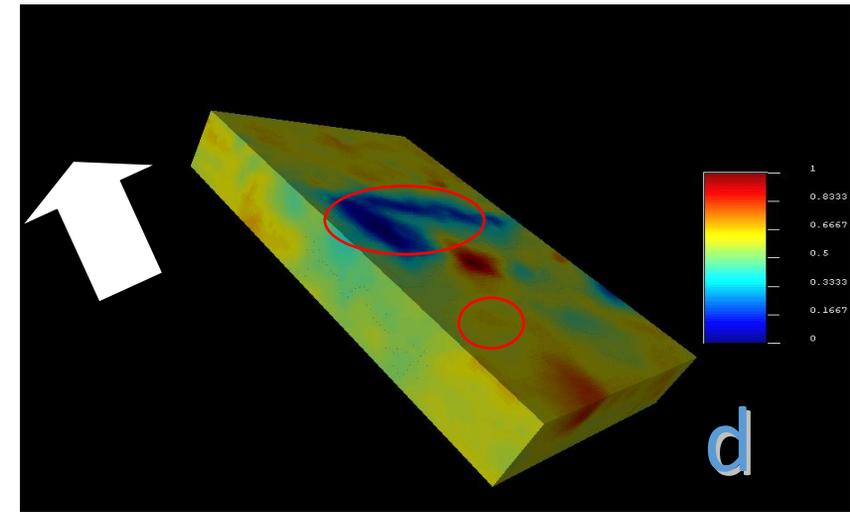
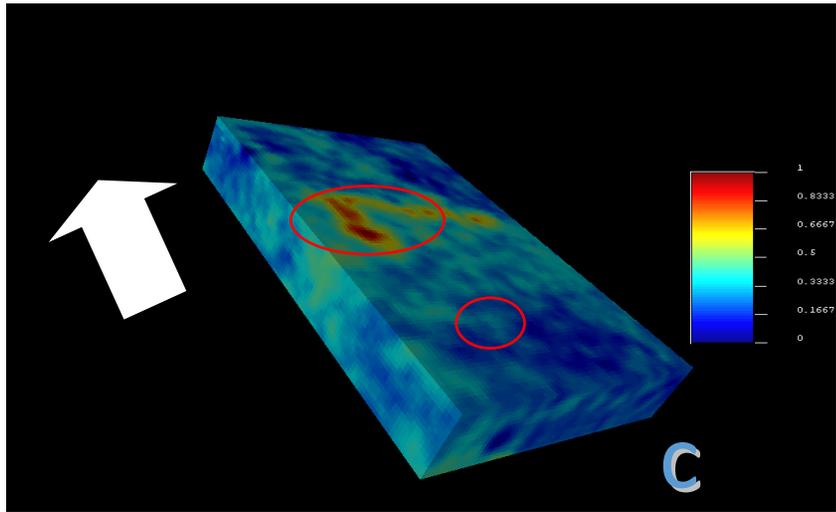
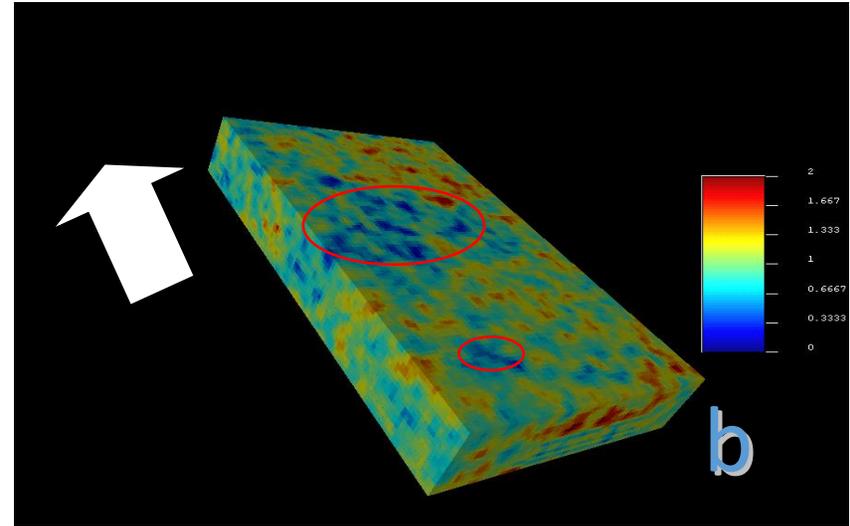
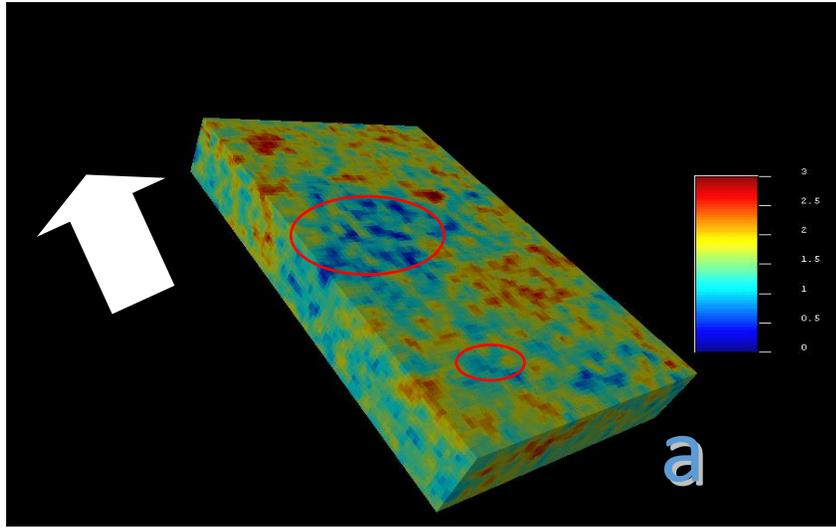


Figura 56. Distribución espacial de las propiedades petrofísicas: a) arena neta (AN), b) arena neta petrolífera (ANP), c) porosidad efectiva y d) arcillosidad (Vsh) (flecha blanca dirección norte) (círculos rojos prospectos definidos).

7. Análisis comparativo modelo fractal contra modelo convencional

Considerando los mapas de propiedades petrofísicas generados por métodos convencionales de los miembros (morichal superior, medio e inferior) de la Formación Oficina y comparándolos con los volúmenes de creados por métodos fractales de las mismas propiedades petrofísicas, se corrobora que ambos métodos nos permitieron definir los mismos prospectos de interés, aunque se observa claramente como con los métodos fractales se definen más notoriamente y se observan sus tendencias tanto en horizontal como en vertical. Por lo que el método fractal es de suma utilidad ya que permite una mejor definición de los prospectos, como veremos a continuación.

Primero se detalla como se distinguen las distribuciones de las propiedades de arena neta (figura 57) con ambos métodos, en el caso de distribución espacial convencional de la propiedad se distinguen paquetes de arena de hasta 400 metros de espesor en el sector noroeste hacia el centro de los mapas desde morichal superior a inferior dicho comportamiento se observa en la distribución parcial con el método fractal de una manera más clara en la forma de los canales de arena, debido a que se distinguen las ramificaciones de los canales a lo largo de todo el área.

Comportamiento que no podemos distinguir en los mapas convencionales ni la profundidad real de los canales, que si se pueden seguir en el volumen de la distribución de la propiedad de arena neta por estadística fractal.

Ahora observamos la relación de las distribuciones espaciales de las propiedades de porosidades efectivas (figura 58) del área en las mismas se distingue con claridad un comportamiento idéntico con ambos métodos corroborando la tendencia de latas porosidades en la región noroeste central de campo. Pero se observa una mejoría en la interconectividad de los poros en el modelo estadístico fractal, ya que podemos seguir interconexión poral hacia el sur en sus dimensiones exactas que no podemos ver en los mapas convencionales. Por lo que el volumen del método fractal es más cercano al comportamiento real de la propiedad.

En la distribución dela propiedad de arcillosidad (figura 59) se observa una tendencia concordante entre ambos métodos, pero al igual que con la propiedad de porosidad efectiva se

puede establecer la ramificación de la propiedad de manera más exacta a lo largo de toda la Formación Oficina. En ambos casos los valores de baja arcillosidad se encuentran en la región noroeste central del área de estudio.

Finalmente, la comparación de la distribución de la propiedad petrofísica de arena neta petrolífera (figura 60) se puede observar que en ambos métodos se distinguen la zonas de arena con hidrocarburos, pero al igual que con las propiedades anteriores mencionadas, con el método estadístico fractal se puede establecer un mejor seguimiento de las arenas con hidrocarburos en la formación.

En conclusión, la comparación entre ambos métodos nos permitió afianzar la definición de los prospectos y a su vez distinguir las bondades del método fractal, ya permite una mejor visualización de la distribución de propiedades en el campo y mejora el seguimiento de las mismas a lo largo y ancho de toda la formación.

Lo que nos permite establecer con mayor fiabilidad las zonas prospectivas, ya que podemos establecer un seguimiento total en la formación de la distribución de propiedades petrofísicas, debido a que tenemos un control en tres dimensiones de las propiedades y que el método fractal nos replica las mismas de una manera real en que la naturaleza se comporta, por lo que los resultados obtenidos son un reflejo del comportamiento natural de las propiedades.

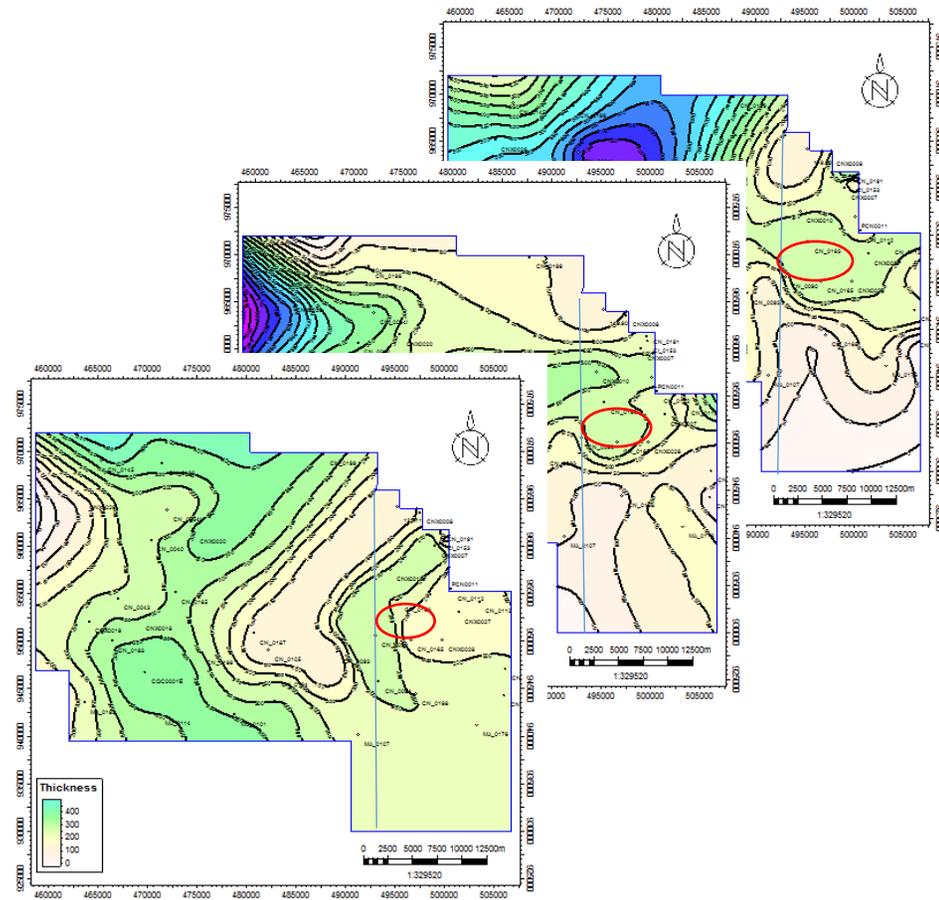
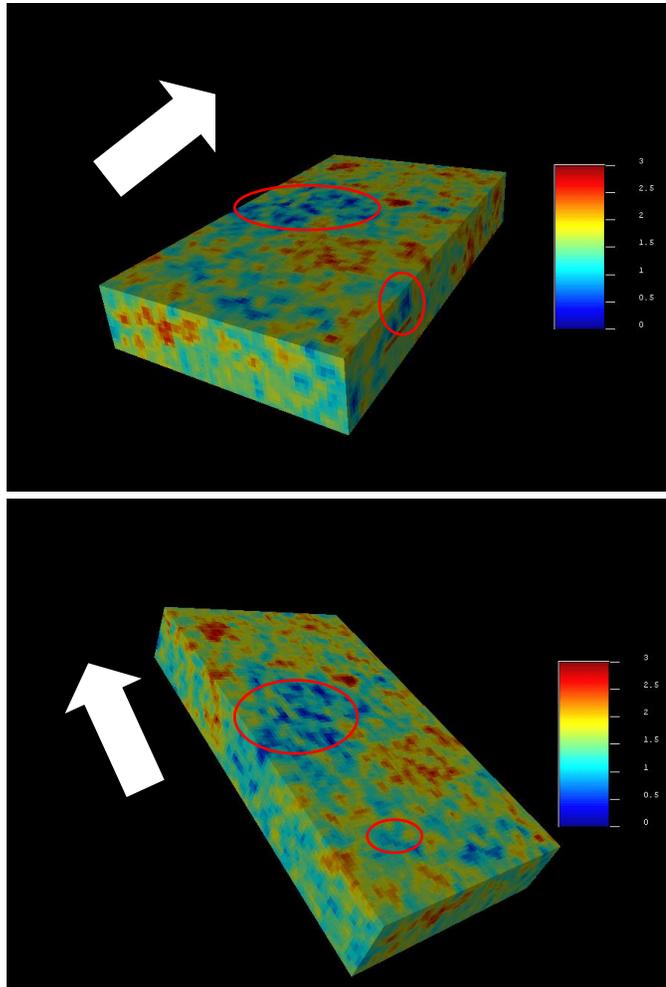


Figura 57. Distribución espacial de las propiedades petrofísicas de arena neta (AN) versus mapas de espesor de arena neta de Formación Oficina (Morichal superior, medio e inferior respectivamente) (tomado de Mederos 2014), (flecha blanca dirección norte) (círculos rojos prospectos definidos) (franja azul área del campo).

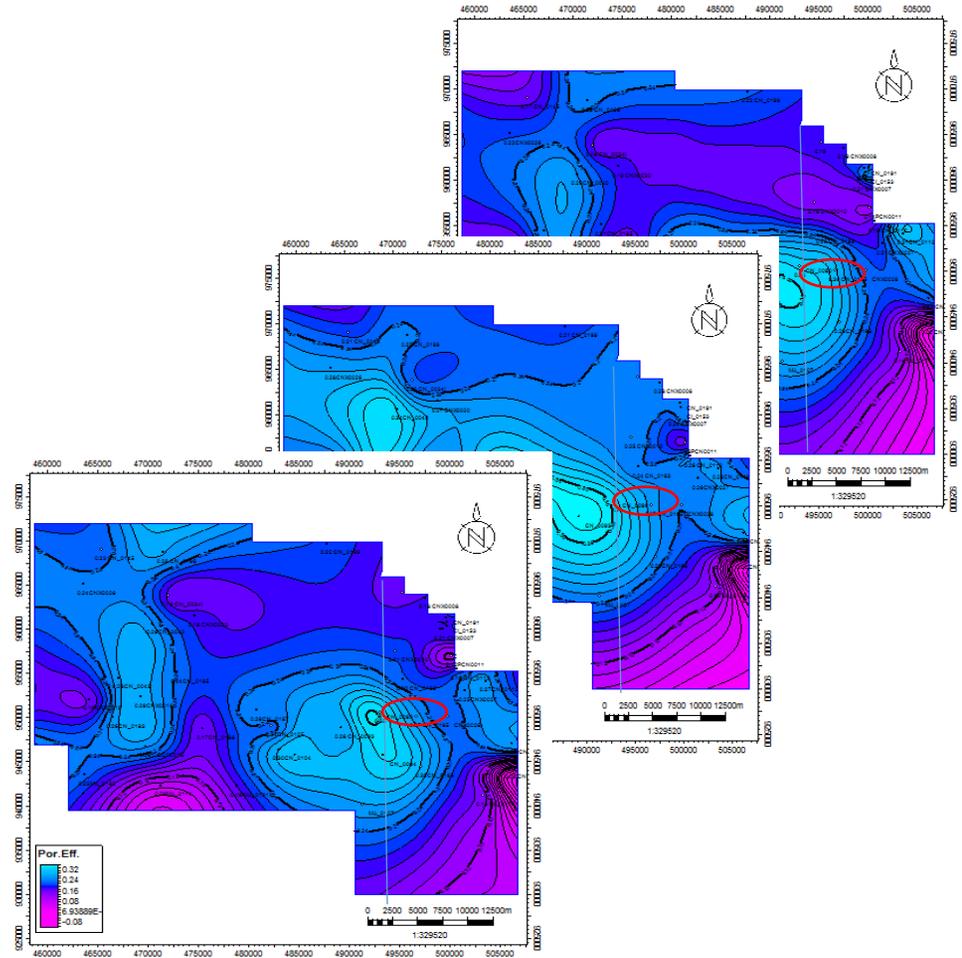
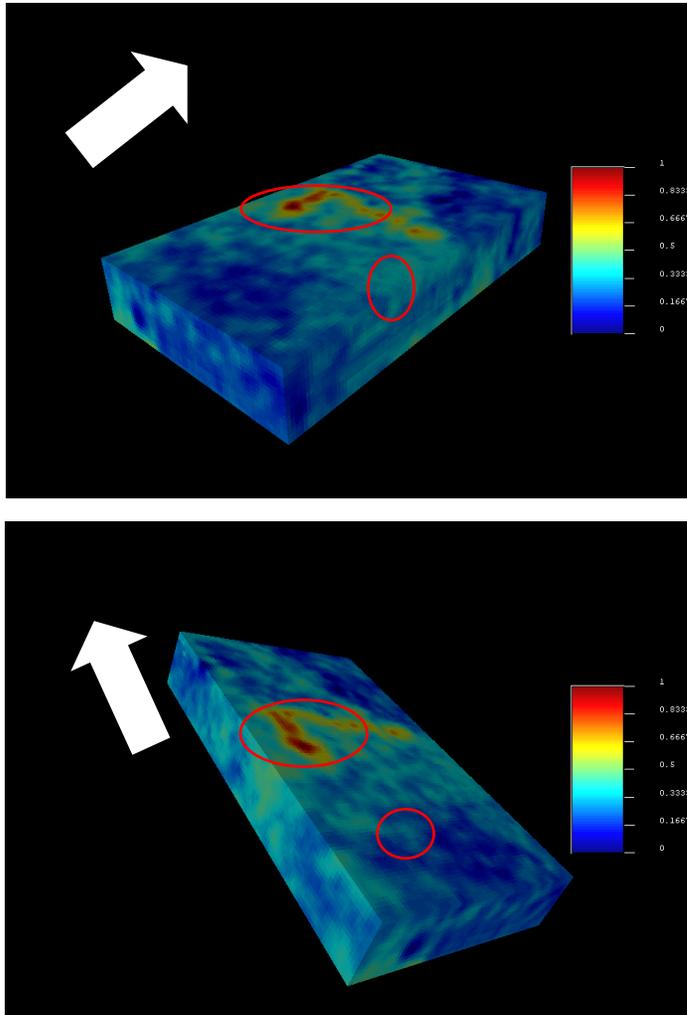


Figura 58. Distribución espacial de las propiedades petrofísicas de porosidad efectiva versus mapas de porosidad efectiva por método convencional de Formación Oficina (Morichal superior, medio e inferior respectivamente) (tomado de Mederos 2014), (flecha blanca dirección norte) (círculos rojos prospectos definidos) (franja azul área del campo).

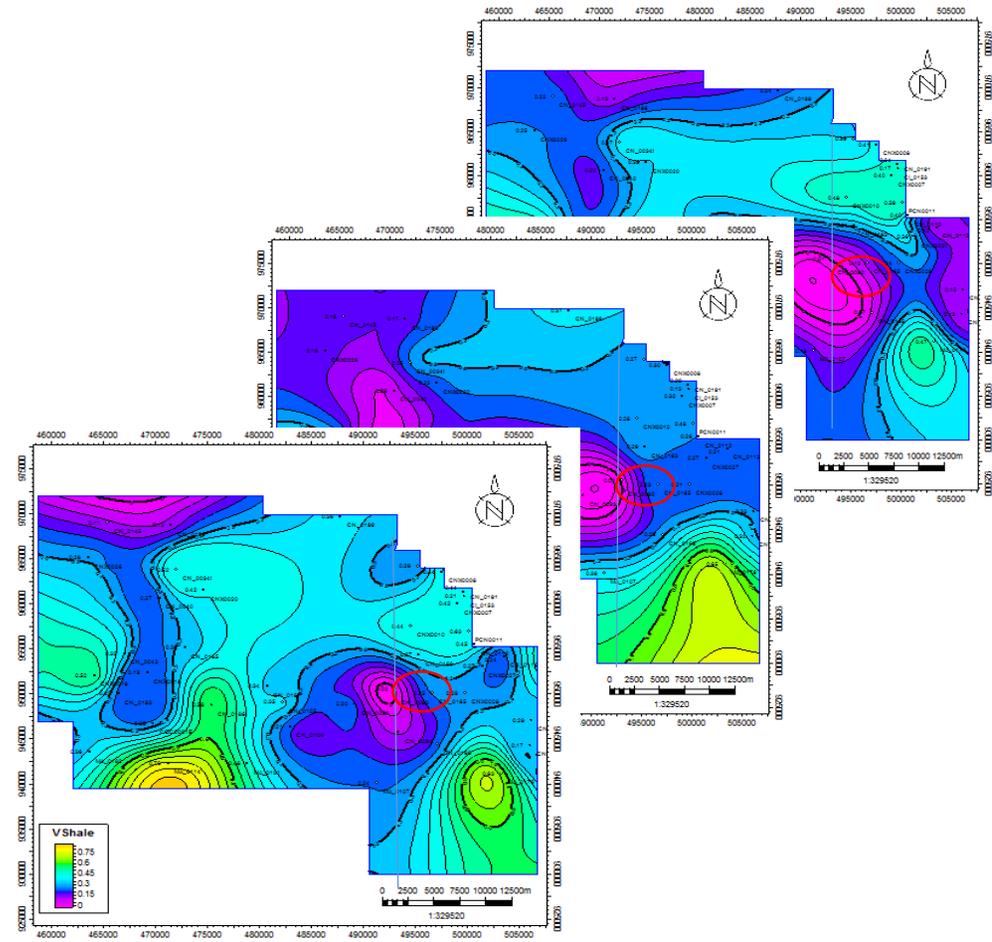
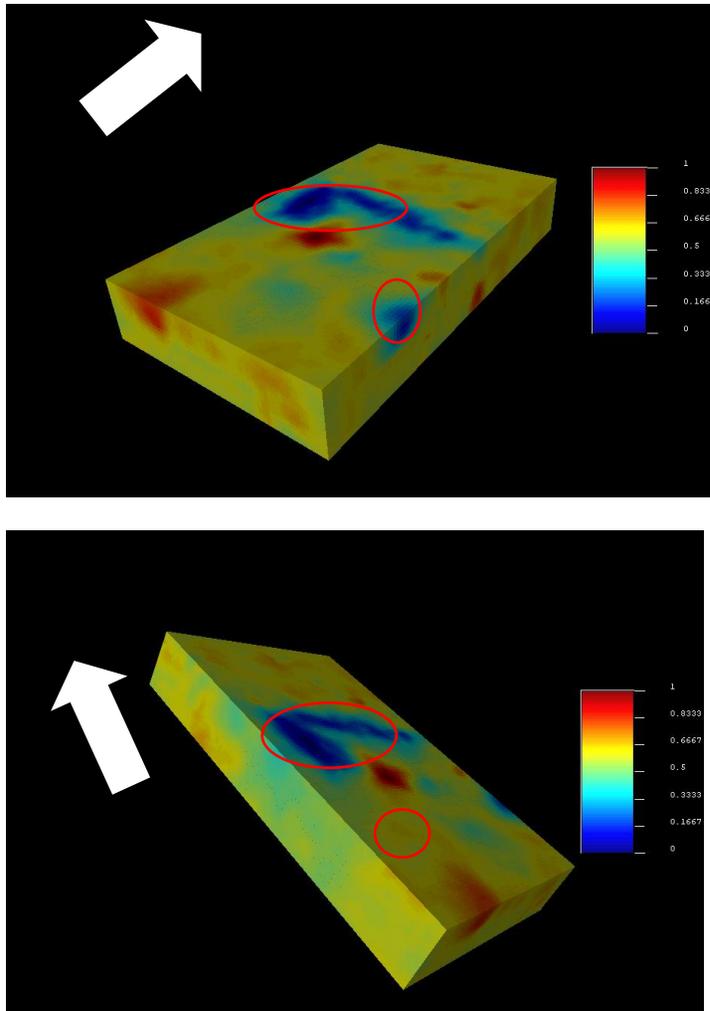


Figura 59. Distribución espacial de las propiedades petrofísicas de arcillosidad (Vsh) versus mapas de arcillosidad (Vsh) por método convencional de Formación Oficina (Morichal superior, medio e inferior respectivamente) (tomado de Mederos 2014), (flecha blanca dirección norte) (círculos rojos prospectos definidos). (franja azul área del campo).

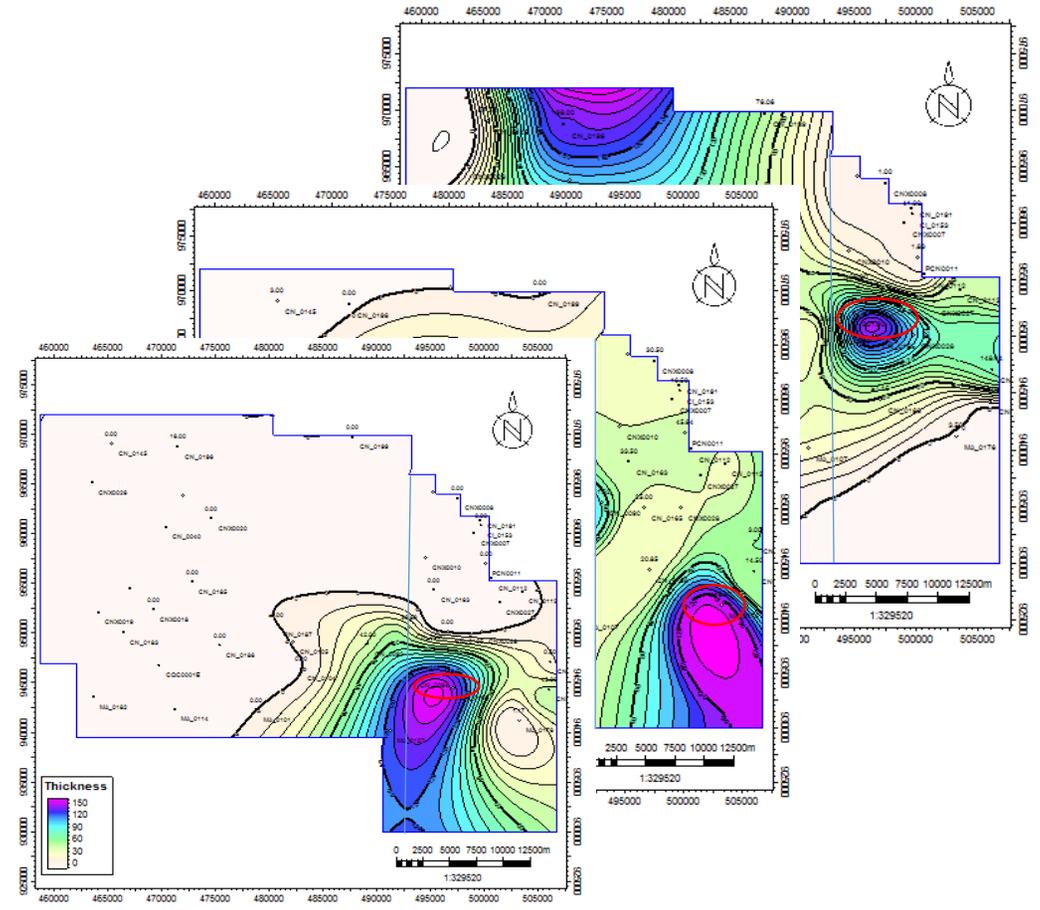
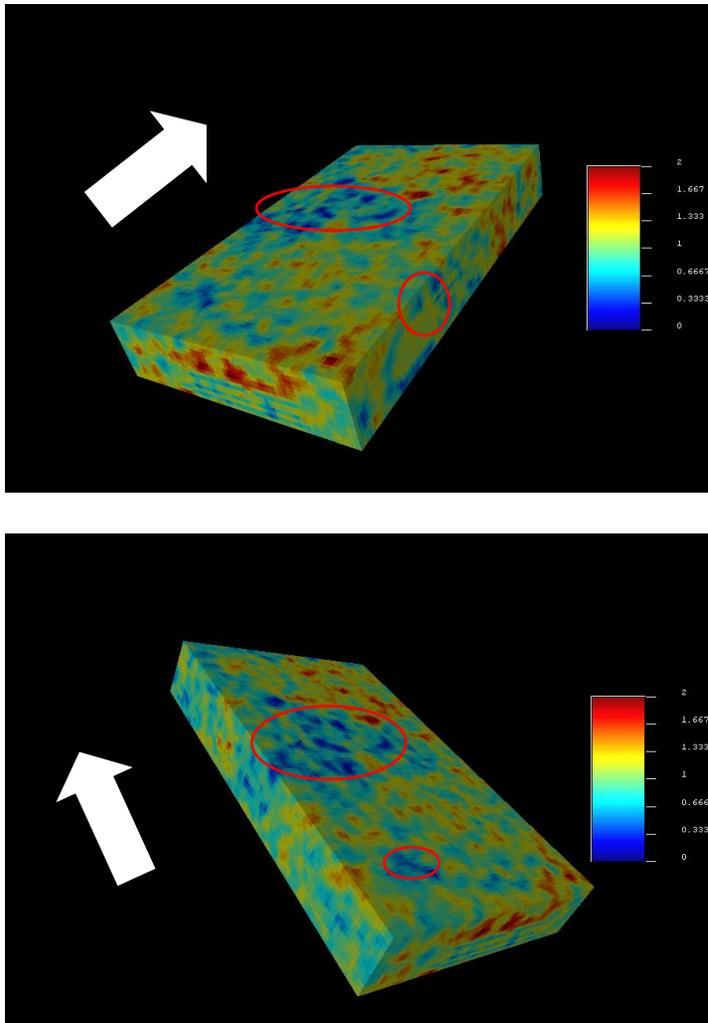


Figura 60. Distribución espacial de las propiedades petrofísicas de arena neta petrolífera (ANP) versus mapas de arena neta petrolífera (ANP) por método convencional de Formación Oficina (Morichal superior, medio e inferior respectivamente) (tomado de Mederos 2014), (flecha blanca dirección norte) (círculos rojos prospectos definidos) (franja azul área del campo).

8. Conclusiones y recomendaciones

- ✓ La distribución de las propiedades petrofísicas 3D está determinada por los parámetros del variograma, obtenidos mediante el modelado.
- ✓ La especificación de las características de las celdas 3D (retícula) condicionan los procesos de estimación y simulación de las propiedades.
- ✓ La estimación de la distribución de propiedades petrofísicas, que se adaptó a la naturaleza de los datos de los pozos considerados, es el kriging ordinario y el de simulación secuencial gaussiana. Debido a la naturaleza fractal de los datos.
- ✓ EL rango de varianza en la interpolación lineal fractal determina la resolución de la distribución de la propiedad.
- ✓ La interpolación fractal mediante el método de adición aleatoria sucesiva de Liu, se presenta como una alternativa eficiente en el modelado fractal de pseudopozos.
- ✓ La geometría fractal es una herramienta no convencional en los procesos de caracterización estática de yacimientos.
- ✓ El método fractal es una alternativa a considerar en la interpolación de modelos de las propiedades petrofísicas directamente sin generar pseudopozos.
- ✓ El método de reescalamiento R/S, previo a la distribución del coeficiente de Hurst para este escenario es eficiente y fiable.
- ✓ Los registros geofísicos se pueden considerar formados por tendencias periódicas y aleatorias. La componente aleatoria es caracterizada en términos del coeficiente de Hurst, y a partir de él se modelan fractalmente pseudopozos.

- ✓ Este método de distribución 3D de propiedades petrofísicas en el espacio para caracterización estática de yacimientos, es el paso previo a la simulación de los yacimientos.
- ✓ Del análisis de los resultados podemos afirmar que el modelado fractal es una herramienta eficaz y complementaria en la caracterización de yacimientos.
- ✓ Se estimó que la Formación Oficina en el campo presenta prospectos de interés en el sector central y algunos hacia el sureste del campo, corroborando la información previa obtenida de los análisis con métodos convencionales en el 2014.
- ✓ Se determinó que las arenas de la región central presentan buena interconexión poral con ramificaciones en profundidad y hacia el sur, aumentando las posibilidades de ser rocas almacén de hidrocarburos.
- ✓ El análisis de las propiedades de arena neta petrolífera corrobora que las arenas del centro se encuentran impregnadas de hidrocarburos con cantidades de interés económico para la explotación.

9. Bibliografía

Belmares, J (2011). *Distribución especial de parámetros petrofísicos por modelación fractal en la caracterización estática de yacimientos. Trabajo Especial de Grado.* Instituto Politécnico Nacional.

Calvo, Arturo. (2008). *Possibilities to increase the Recovery Factor in Petromonagas area, Orinoco Heavy Oil Belt, Venezuela. Trabajo Especial de Grado,* The Robert Gordon University, Aberdeen School of Engineering, p. 6-17

Chauvet, P. (1994). *Aide-Memoire de Géostatistique Minière.* France: École des mines de Paris.

- Chramcow, D. (2008). *Interpretación Sismo-estratigráfica del área de Pichincha perteneciente a la Faja Petrolífera del Orinoco. Informe final de cursos en cooperación*. Universidad Simón Bolívar, Caracas.
- Crespo, J. (2008). *Modelo sedimentológico-estratigráfico, bloque Carabobo 2, Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo especial de grado*. Universidad Central de Venezuela.
- Fiorillo, G. (1983). *Evaluación exploratoria de la faja petrolífera del Orinoco*. Caracas: PDVSA.
- González de Juana, C. I. (1980). *Cuenca Petrolífera de Falcón. Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas. Tomo II. . Caracas: FONINVES*.
- Hardy, H.H (1994). *Fractal in Reservoir Engineering*. Farrer Road, Singapore: World Scientific
- Hedberg, H. (1947). *Oil fields of the greater Oficina area, central Anzoátegui, Venezuela*. Bulletin American Association of Petroleum Geologist V.13 No.12.
- Herrera, M (2007). *Simulación numerica de paisajes montañosos, cuencas hidrográficas y de procesos de lluvia, erosión y depositación*. World Scientific
- Journel, A G and Huijbregts. (1978). *Mining Geostatistics*. London: Academic Press
- Mandelbrot Benoit B. (1977). *The Fractal Geometry of Nature*. New York, USA: W.H Freeman and company.
- Matheron, G. (1970). *La théorie des variables régionalisées, et ses applications*. (n. 5 edición). France: Les Cahiers du Centre de Morphologie Mathématique de Fontainebleau.
- Mederos, I. (2014). *Estudio integrado para la identificación de prospectos en el bloque Carabobo 1 y 2, Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela. Trabajo Especial de Grado. . Universidad Central de Venezuela, Caracas*.

Parnaud, F., Gou, Y., Pascual, J., Truskowski, I., Gallando, O., & Passalacqua, H. (1995). *Petroleum Geology of the Central Part of the Eastern Venezuelan Basin*. Petroleum Basins of South America Memoir 62 AAPG.

PDVSA-INTEVEP. (s.f.). *Formación Oficina, Léxico Estratigráfico Venezolano*. Recuperado el 12 de Julio de 2017, de <http://www.pdv.com/lexico/o2w.htm>

Pérez, R. *Programa en Matlab para el cálculo del exponente de Hurst y dimensión fractal de series de tiempo*. Recuperado el 15 de agosto de 2017, de <http://www.geociencias.unam.mx/~bole/eboletin/progHurstyD1108.pdf>

Remy Nicolas, Boucher Alexander and Wu Jianbing (2009). *Geostatistics with SGemS*. New York: Cambridge, University Press.

Santos, A., & Jam, P. (1987). *Cambios de facies de la Formación Freites en el sector Cerro Negro, Faja Petrolífera del Orinoco*. Caracas: Bol.SGV.

Schlumberger. (1986). *Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros*. Schlumberger Educational Services.

Schlumberger. (1997). *Evaluación de Pozos*. Caracas, Venezuela.: Schlumberger, Surencó C.A.

Teixeira, M (2016). *Modelo estructural y estratigráfico de un área al centro-este del campo Carabobo, faja petrolífera del orinoco, Venezuela. Trabajo Especial de Grado*. . Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Turcotte Donald L. (1997). *Fractal and Chaos in Geology and Geophysics* (Second Edition). New York: Cambridge University Press

Walker, R., & James, N. (1992). *Facies Model. Response to Sea Level Change*. St. John's, Newfoundland, Canada: Geological Association of Canada.

Yoris, F., & Ostos, M. (1997). *Geología de Venezuela: Geología general y cuencas petrolíferas*. Texas: Jolley Printing.

10. Anexos

Codigo anexo 1 (datos)

```
load Data_GRN.txt
s=Data_GRN(:,3);
N=length(s);
f1=figure;
t=1:N;
T=(4*t/N);
plot(T,s, 'b')
xlabel('Frecuencia')
ylabel('Porosidad')
```

Codigo anexo 2 (exponent de Hurst)

```
for i=1:20
    m=floor(N/(2*i));
    for j=1:i;
        r=s(1+(j-1)*m:j*m);
        M=mean(r);
        x=(r-M);
        V=cumsum(x);
        R(j)=max(V)-min(V);
        S(j)=std(r);
    end
    tau(i)=m;
    RS(i)=mean(R./S);
end
```

```

end
f2=figure;
plot(log10(tau),log10(RS),'d' )
xlabel('log(\tau)')
ylabel('log(R/S)')
hold on
q=polyfit(log10(tau),log10(RS),1);
t=2.8:.01:4.4;
y=q(1)*t+(q(2));
plot(t,y,'g','LineWidth',2)
text(3.8,1.5,['y=' num2str(q(1)),'x' num2str(q(2))],'FontSize',12)
hold off

```

Codigo anexo 3 (Dimension fractal)

```

ini=20;
for j=ini:60;
    del=floor(N/j);
    s1= s(1:del:(N-del));
    s2= s(del:del:N-1);
    k= j-ini+1;
    L(k)=sum(sqrt(del^2+(s2-s1).^2))^0.5;
    delta(k) = del;
end
f3=figure;
del=(delta-mean(delta))./std(delta);
qd=polyfit(del,L,1);
pd=polyval(qd,del);
plot(delta, pd, '-g',delta,L,'dk')
xlabel('log(\delta)')
ylabel('log(L)')

```

```

yd=qd(1)*t+qd(2);
text(800,183,['y=' num2str(qd(1)), 'x' num2str(qd(2))], 'FontSize', 12)
H1=2-qd(1);
fraction=(qd(1)-q(1))/q(1);

```

Codigo anexo 4 (Varianza lineal entre puntos medios)

```

load P3.txt
load P2.txt
a= P3(:,5);
b= P2(:,5);
A=length(a);
B=length(b);
V0=var(a)/2;
V1=var(b)/2;
N0=[0,V0];
Nf=[1,V1];

H=0.7303;
N1=[(Nf(:,1)+N0(:,1))/2,(var(a)/(2^2*H)^1)*(1-((2^(2*H))/4))/2]
N2=[(N1(:,1)+N0(:,1))/2,(var(a)/(2^2*H)^2)*(1-((2^(2*H))/4))/2]
N3=[(N2(:,1)+N0(:,1))/2,(var(a)/(2^2*H)^3)*(1-((2^(2*H))/4))/2]
N4=[(N3(:,1)+N0(:,1))/2,(var(a)/(2^2*H)^4)*(1-((2^(2*H))/4))/2]
N5=[(N4(:,1)+N0(:,1))/2,(var(a)/(2^2*H)^5)*(1-((2^(2*H))/4))/2]

```