TRABAJO ESPECIAL DE POSTGRADO

MODELADO GEOESTADÍSTICO PARA LAS UNIDADES PRODUCTORAS 5PS20 Y 4PS30 DE CRUDO EXTRAPESADO DEL ÁREA RESERVADA DEL DISTRITO CABRUTICA, CAMPO ZUATA PRINCIPAL, DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Ing. Carlos E. Rojas.
Para optar al Título
Especialista en Gerencia Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos

Caracas 27, Febrero de 2015

TRABAJO ESPECIAL DE POSTGRADO

MODELADO GEOESTADÍSTICO PARA LAS UNIDADES PRODUCTORAS 5PS20 Y 4PS30 DE CRUDO EXTRAPESADO DEL ÁREA RESERVADA DEL DISTRITO CABRUTICA, CAMPO ZUATA PRINCIPAL, DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Tutor Académico: MsC. Arturo Calvo
Tutor Industrial: MsC. Wilfredo Cardona

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Ing. Carlos E. Rojas.
Para optar al Título
Especialista en Gerencia Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos

Caracas 27, Febrero de 2015

Dedicatoria

Este trabajo está dedicado a mis hijos María Fernanda, Carlos Manuel, María Ester y María Salome, espero que este nuevo reto superado les sirva de inspiración para que sigan adelante siempre y sepan y entiendan que todas las metas trazadas en nuestras vidas pueden ser alcanzadas y superadas cuando hay trabajo, constancia y dedicación y si dios no me permite estar en esta vida para verlos lograr sus metas vean en este trabajo una meta más y se sientan orgulloso de lo que su padre logro y dejó como ejemplo de superación…….

¡Dios sabe cuánto los amo a todos!.....

Agradecimientos

A Dios, por darme la luz para estudiar y culminar con bien este nuevo reto.

A mi madre Graciela Del Valle Rojas que con su amor y humildad siempre ha sido mi base y guía para seguir adelante en todas las adversidades y retos.

A mi esposa Irsy Lelimar, quien siempre me ha apoyado en los buenos y en los malos momentos y me ha enseñado a amar a dios cada día de mi vida y a buscar refugio en sus oraciones y fortaleza en su palabra.

A mis tutores industrial MsC. Wilfredo Cardona y académico MsC. Arturo Calvo, juntos han sido mi guía en la consecución de este trabajo brindándome el apoyo más allá de ser tutores han sido como mis compañeros y amigos gracias por esa forma tan familiar de tratarme.

A Ing. Pedro Síu quien siempre me ha brindado su apoyo incondicional y desinteresado en la elaboración de este proyecto, Ing. Daniel Rivera que ha sido otro pilar fundamental en el desarrollo de este trabajo, Ing. Carmen Ortiz, Cleopatra Dasilva, Geoestadísticas de los Estudios Integrados Puerto La Cruz, quienes también me tendieron la mano en esos momentos cruciales del trabajo y el Ing. Luís Pérez otro apoyo técnico oportuno en los momentos necesarios.

A la Universidad Central de Venezuela, por permitirme formar parte de su privilegiado grupo de egresados de postgrado, en donde tuve el honor de haber compartido y aprendido verdaderos valores como lo son la Constancia, la Honestidad, la Lealtad, la Justicia, el Trabajo, y el camino a la excelencia... Mil gracias por la contribución que me brindaron en logro de mis metas personales.

A la empresa Petróleos de Venezuela por brindarme la oportunidad de desarrollar este proyecto con sus recursos e instalaciones.

A todas aquellas personas que de una u otra manera me brindaron su mano amiga, su compresión, su apoyo y sus consejos en San Tomé.

A todos muchas gracias…

Carlos Enrique Rojas

MODELADO GEOESTADÍSTICO PARA LAS UNIDADES PRODUCTORAS 5PS20 Y 4PS30 DE CRUDO EXTRAPESADO DEL ÁREA RESERVADA DEL DISTRITO CABRUTICA, CAMPO ZUATA PRINCIPAL, DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Tutor Académico: MsC. Arturo Calvo. Tutor Industrial: MsC. Wilfredo Cardona
Tesis. Caracas. U.C.V, Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. Especialista Gerencia Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos. Institución: PDVSA. Año 2015. 128 p

Palabras clave: Geoestadística, Facies, Petrofísica, Faja Petrolífera del Orinoco.

Resumen. En este proyecto se emplearon las técnicas geoestadísticas a través de un software especializado para realizar la distribución areal de las Facies y de las propiedades petrofísicas del yacimiento teniendo en cuenta las características geológicas del área y la incertidumbre asociada a dichas interpretaciones. Esto, con el fin de obtener una descripción del yacimiento con baja incertidumbre y cuantificar las reservas de hidrocarburos, establecer planes de explotación que permita maximizar el factor de recobro y poder drenar estas reservas en las arenas de la Formación Oficina de edad Mioceno.

Este modelo se elaboró en el Área Reservada Este de 56 km2, con 49 pozos exploratorios verticales, entre los cuales existe un solo núcleo (PQ27-2) y con un espaciamiento promedio entre pozos de 1,5 kms de distancia y se utilizó las correlaciones traídas de los pozos perforados en el área tradicional de 231 km2.

Las Facies, Vsh, Net/Gross, Phie y K fueron escaladas y modeladas en una malla estratigráfica de 1,1 millones de celdas con resolución areal de 100m x 100m y 2 pies (x, y, z) en las 10 parasecuencias definidas en el campo según el modelo estratigráfico del Área Reservada. Se generaron 10 realizaciones equiprobables de las Facies que fueron simuladas mediante el uso de Simulación de Indicadores Secuencial (SIS) y 2 realizaciones por cada realización de las Facies para el resto de las propiedades petrofísicas que fueron simuladas en el volumen del yacimiento mediante el uso del algoritmo de Simulación Gaussiana Secuencial (SGS). Un cálculo de POES posterior arrojó que el P50 del modelo de yacimientos posee un volumen de 4,9 mil millones de barriles de petróleo. Para poder cumplir estos objetivos se usaron los programas PETREL®, de la compañía SCHLUMBERGER.

Tabla de contenidos

Dedicatoria ..... **ii**
Agradecimientos ..... **iii**
Tabla de contenidos ..... **vi**
Lista de Figuras ..... **xii**
Lista de Tablas ..... **xv**
Introducción **1**
1 Capítulo I **3**
1.1 Fundamentos de la investigación 3
1.1.1 Planteamiento del Problema 3
1.1.2 Antecedentes 4
1.1.3 Objetivos 4
1.1.3.1 General 4
1.1.3.2 Específicos 4
1.1.4 Justificación y Alcance 5
1.1.4.1 Justificación 5
1.1.4.2 Alcance 5
1.2 Disposiciones generales **7**
1.2.1 Ubicación geográfica. 7
1.2.2 Información Disponible. 8
1.2.3 Evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela 9
1.2.4 La Faja Petrolífera del Orinoco 10
1.2.4.1 Geología estructural del área 11
1.2.4.2 Geología del área 13
1.2.4.2.1 Formación Hato Viejo 13
1.2.4.2.2 Formación Carrizal 14

1.2.4.2.3 Grupo Temblador 15
1.2.4.2.3.1 Formación Canoa (Aptiense – Albiense) 15
1.2.4.2.3.2 Formación Tigre (Cenomaniense – Campaniense) 15
1.2.4.2.4 Formación Merecure (Cenozoico-Oligoceno) 15
1.2.4.2.5 Formación Oficina (Mioceno Inferior a Medio) 16
1.2.4.2.6 Formación Freites (Cenozoico-Mioceno) 19
1.2.4.2.7 Formación Las Piedras (Cenozoico-Mioceno) 19
1.2.4.2.8 Formación Mesa (Cuaternario-Pleistoceno) 19
1.2.5 Estratigrafía secuencial 20
1.2.5.1 Parasecuencia 20
1.2.5.2 Grupos de parasecuencias 21
1.2.5.2.1 Patrón progradacional 21
1.2.5.2.2 Importancia de los patrones progradacionales 22
1.2.5.3 Patrón agradacional 22
1.2.5.3 Patrón retrogradacional 22
1.2.6 Secciones estructurales 23
1.2.7 Secciones estratigráficas 23
1.2.7.1 Superficies de máxima inundación 23
1.2.8 Columna estratigráfica del área de estudio 25
1.2.9 Ambiente sedimentario 27
2 Capítulo II Marco Teórico 29
2.1 Antecedentes de la geoestadística 29
2.2 Geoestadística en la industria petrolera 30
2.3 Geoestadística 30

2.4 Variables regionalizadas 31
2.5 Variograma 31
2.5.1 Propiedades del variograma 33
2.5.1.1 Comportamiento a distancias grandes 33
2.5.1.1.1 Rango. 33
2.5.1.2 Comportamiento a cortas distancias 34
2.5.1.2.1 Comportamiento Cuadrático o Parabólico 34
2.5.1.2.2 Comportamiento lineal 35
2.5.1.2.3 Discontinuidad en el origen. Efecto pepita o nugget effect 36
2.5.2 Detección de anisotropías 37
2.5.3 Combinación lineal de variogramas 38
2.5.4 Modelos de variograma 39
2.5.4.1 Efecto pepita puro o nugget effect 39
2.5.4.2 Modelo Esférico 40
2.5.4.3 Modelo exponencial 41
2.5.4.4 Modelo gaussiano 42
2.5.4.5 Modelo potencia 43
2.5.4.6 Modelo Cúbico 45
2.5.4.7 Modelo Seno Cardinal 46
2.5.5 Variogramas y facies (Simulación Secuencial de Indicadores (SIS)) 47
2.5.5.1 Propiedades del variograma de funciones indicadoras 47
2.5.5.1.1 Comportamiento a grandes distancias 48
2.5.5.1.2 Comportamiento a cortas distancias 48
2.5.5.1.3 Rango y Anisotropías 49

2.5.6 El variograma experimental 50
2.5.7 Cálculo del variograma experimental 51
2.5.7.1 Ajuste de un modelo de variograma 53
2.5.7.2 Datos igualmente espaciados 54
2.5.7.3 Datos irregularmente espaciados 58
2.5.8 Clases de distancia 59
2.5.9 Clases de dirección 60
2.5.10 Desventaja del variograma 63
2.5.10.1 Sensibilidad a valores extremos 63
2.5.10.2 Estadística de dos puntos 66
2.6 Kriging 67
2.6.1 Clasificación de los diferentes tipos de kriging 67
2.7 Simulación de funciones aleatorias. 68
2.7.1 Métodos secuenciales 69
2.7.1.1 Secuencial gaussiano 69
2.7.1.2 Secuencial indicador 69
2.8 Simulación geoestadística por objetos o booleana 69
2.9 Simulación geoestadística por pixel 70
3 CapítuloIII Marco Metodológico 71
3.1 Alcance 71
3.2 Métodos y procedimientos 71
3.3 Carga y control de calidad de datos de entrada. 72
3.4 Construcción de la malla. 73
3.5 Escalamiento de Pozos. 75

3.6 Análisis de Datos. 76
3.7 Simulación de Facies. 77
3.8 Simulación de volumen de arcilla y porosidad efectiva..... 78
3.9 Cálculo de Net/Gross y permeabilidad 79
3.10 Contacto Agua Petróleo 80
3.11 Cálculo del petróleo original in situ 81
4 Capítulo IV Análisis e Interpretación de Resultados. 82
4.1 Construcción de la malla 82
4.2 Discretización de facies. 84
4.2.1 Escalamiento, curvas de proporción vertical y variogramas..... 86
4.2.1.1 Escalamiento 86
4.2.1.2 Curvas de proporción vertical (CPV)..... 90
4.2.1.3 Variogramas 92
4.2.2 Simulación de facies, volumen de arcilla y porosidad efectiva. 96
4.2.3 Cálculo de Net/Gross y permeabilidad 100
4.2.4 Cálculo de POES..... 102
5 Capítulo V Conclusiones y Recomendaciones 106
5.1 Conclusiones 106
5.2 Recomendaciones..... 108
Apéndices 109
Apéndice A: 110
Apéndice B:..... 120
Apéndice C..... 122
Apéndice D. 123
Apéndice E. 124

Apéndice F. 125

Apéndice G. 126

Referencias..... 127

Lista de Figuras

Figura i. Faja Petrolífera del Orinoco, estimado del POES..... 1
Figura 1.1. Ubicación geográfica del campo Zuata principal..... 7
Figura 1.2. Mapa de certidumbre del área de reservada este..... 8
Figura 1.3. Configuración estructural esquemática de la FPO..... 12
Figura 1.4. Columna estratigráfica de Zuata principal (Petrozuata, 2003)..... 26
Figura 1.5. Esquemático de los diferentes ambientes sedimentarios 28
Figura 2.1. Forma de un variograma típico 33
Figura 2.2. Comportamiento parabólico a distancias cortas..... 35
Figura 2.3. Comportamiento lineal a distancias cortas con diversas pendientes.... 36
Figura 2.4. Variograma con una discontinuidad nugget effect igual a 3..... 36
Figura 2.5. Comportamiento anisotrópico de la variable bajo estudio..... 37
Figura 2.6. Variograma con pendiente mayor a distancias cercanas al origen..... 38
Figura 2.7. Variograma efecto pepita o nugget effect 39
Figura 2.8. Modelo de variograma esférico..... 40
Figura 2.9. Modelo de variograma exponencial..... 42
Figura 2.10. Modelo de variograma gaussiano..... 43
Figura 2.11. Modelos de variograma potencia para distintas potencias. 44
Figura 2.12. Modelo de variograma cúbico..... 45
Figura 2.13. Modelo de variograma seno cardinal 46
Figura 2.14. Ejemplo interpretación de rangos variograma funciones indicadoras... 49
Figura 2.15. Ejemplo de un variograma experimental..... 52
Figura 2.16. Ejemplo ajuste de variograma modelo exponencial al experimental de la figura 2.15. 53
Figura 2.17. Datos de porosidad en un núcleo separados 1 centímetro..... 55
Figura 2.18. Variograma experimental para los valores de la figura 2.17..... 56
Figura 2.19. Variograma experimental en las direcciones E-O y N-S para los datos de la tabla 1..... 58

Figura 2.20. Ejemplo del cálculo del variograma experimental utilizando clases de distancias 60
Figura 2.21. Forma en que se define la clase de la dirección θ 61
Figura 2.22. Clase de la dirección θ y el truncamiento considerado para detección anisotropica. 62
Figura 2.23. Clases de distancia y dirección para el cálculo del variograma experimental. 63
Figura 2.24. Valores de la figura 2.17, donde se cambiaron los valores indicados... 64
Figura 2.25. Variograma experimental para los datos de la figura 2.24. 65
Figura 2.26. Variogram cloud de los valores de la figura.2.24 65
Figura 2.27. Ejemplos de simulación basada en objetos y simulación basada en pixel. 70
Figura 3.1. Flujograma de la metodología de trabajo 72
Figura 3.2. Set de Registros tipo 73
Figura 3.3. Mallado3D del área de estudio 74
Figura 3.4. Registros escalados de pozos en el área de estudio 75
Figura 3.5. Análisis de los datos y variogramas experimentales 76
Figura 3.6. Mallado con facies, unidad de flujo 5PS20 capa 44 77
Figura 3.7. Mallado con Phie, unidad de flujo 5PS20 capa 44 78
Figura 3.8. Mallado con Net/Gross, unidad de flujo 5PS20 capa 42. 79
Figura 3.9. CAPO en registro del pozo SDZ-272 80
Figura 4.1. Modelo estructural 3D. 82
Figura 4.2. Interpretación de facies en el pozo PQ18/19-1S. 85
Figura 4.3. Proporciones de facies discretizadas en registros de pozos. 86
Figura 4.4. Facies escaladas en color verde y las facies de registro de pozo en color rojo. 87
Figura 4.5. Sección estratigráfica E-O, donde se muestra escalamiento de las facies. 88
Figura 4.6. Vsh en registros (azul oscuro) y escalados (azul claro). 89

Figura 4.7. Phie en registros (celeste) y escalados (azul oscuro). 90
Figura 4.8. Cálculo de curvas de proporción vertical. 91
Figura 4.9. Curvas de proporción vertical de facies datos de registro (izquierda) y el escalado (derecha). 91
Figura 4.10.Variograma de rango vertical modelo esférico..... 92
Figura 4.11. Variograma de rango horizontal modelo esférico, rango de mayor correlación. 93
Figura 4.12. Variograma de rango horizontal modelo esférico, rango de menor correlación. 94
Figura 4.13. Histograma de frecuencia para las 10 simulaciones de facies..... 97
Figura 4.14. CPV de facies en registros (izquierda) escalados (centro) y simulados (derecha). 97
Figura 4.15. Histograma de frecuencia para una simulación de Vsh 5PS20 capa 42.. 98
Figura 4.16. Histograma de frecuencia para las veinte simulaciones de Vsh. 98
Figura 4.17. Histograma de frecuencia para las una simulaciones de Phie 5PS20 capa 42. 99
Figura 4.18. Histograma de frecuencia para las veinte simulaciones de Phie. 99
Figura 4.19. Mapa Net/Gross, unidad de flujo 5PS30 capa 42. 100
Figura 4.20. Mapa de permeabilidad, unidad de flujo (K)5PS30 capa 42. 101
Figura 4.21. Función de densidad simple para distribución de tipo valor extremo.. 104
Figura 4.22. Función de densidad acumulada para distribución de tipo valor extremo. 104
Figura B.1. Sección estratigráfica norte-sur del área de estudio 120
Figura B.2. Sección estratigráfica oeste-este del área de estudio..... 121

Lista de Tablas

Tabla 2.1 Datos en dos dimensiones regularmente espaciados 1 metro cada uno 57
Tabla 2.2 Resultados cálculo del variograma experimental de los datos tabla 1..57
Tabla 4.1. Resumen de parámetros de geometría de la malla 83
Tabla 4.2. Análisis de dirección de correlación para las facies de arena, lutita y carbón 94
Tabla 4.3. Resultado del POES calculado para cada realización 102
Tabla 4.4. Distribución de probabilidades para el POES calculado..... 103
Tabla 4.5. Parámetros estadísticos calculados según simulación Monte Carlo ..105
Tabla A.1. Cálculos de POES para la realización 1_1. 110
Tabla A.2. Cálculos de POES para la realización 1_2. 110
Tabla A.3. Cálculos de POES para la realización 2_1. 111
Tabla A.4. Cálculos de POES para la realización 2_2. 111
Tabla A.5. Cálculos de POES para la realización 3_1. 112
Tabla A.6. Cálculos de POES para la realización 3_2. 112
Tabla A.7. Cálculos de POES para la realización 4_1. 113
Tabla A.8. Cálculos de POES para la realización 4_2. 113
Tabla A.9. Cálculos de POES para la realización 5_1. 114
Tabla A.10. Cálculos de POES para la realización 5_2. 114
Tabla A.11. Cálculos de POES para la realización 6_1. 115
Tabla A.12. Cálculos de POES para la realización 6_2. 115
Tabla A.13. Cálculos de POES para la realización 7_1. 116
Tabla A.14. Cálculos de POES para la realización 7_2. 116
Tabla A.15.Cálculos de POES para la realización 8_1. 117
Tabla A.16. Cálculos de POES para la realización 8_2. 117
Tabla A.17. Cálculos de POES para la realización 9_1. 118
Tabla A.18. Cálculos de POES para la realización 9_2. 118
Tabla A.19. Cálculos de POES para la realización 10_1. 119
Tabla A.20. Cálculos de POES para la realización 10_2. 119

Introducción

La Faja Petrolífera del Orinoco es el territorio que ocupa la franja al sur de la Cuenca Oriental de Venezuela (figura i), al sur de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, paralela al curso del río Orinoco. Con una longitud de 600 Km. de este a oeste y 70 Km. en dirección norte sur, con un área aproximada de 55.314 km^2. Se estima que las rocas de la Faja Petrolífera del Orinoco contienen 296.000 millones de barriles de crudo extra pesado, lo que la convierte en la reserva de petróleo más grande del mundo. Está dividida en cuatro zonas de exploración y producción como son Boyacá (antiguamente conocida como Machete), Junín (antes Zuata), Ayacucho (antiguo Hamaca) y Carabobo (antes Cerro Negro). En este sentido es por ello donde nace la importancia de seguir estudiando mediante la caracterización de yacimientos toda esta franja petrolera de la Cuenca Oriental de Venezuela.

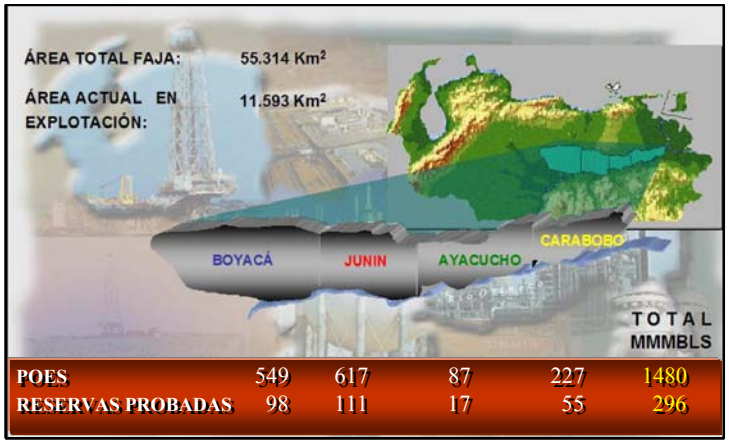


Figura i. Faja Petrolífera del Orinoco, estimado del POES.

Desde el punto de vista semántico la palabra caracterizar significa **"determinar los atributos peculiares y distintivos de una persona o cosa"**. En este sentido,

caracterizar un yacimiento no es más que determinar un modelo del mismo que permita representar la distribución espacial de sus propiedades y los fluidos contenidos en él. Para esto, se aplicó una de las técnicas de estimación más usados en la actualidad en el campo de las geociencias, como lo es la geoestadística, basada en la interpretación de métodos de simulación secuencial.

Por otro lado el uso y ventajas de la geoestadística en la caracterización de yacimientos ha sido ampliamente reportados a nivel mundial. Desde sus inicios en el ámbito petrolero, la geoestadística ha venido evolucionando aceleradamente hasta convertirse hoy en día en una herramienta que ha demostrado ser de importancia vital en la gerencia integrada de yacimientos (G.I.Y). Esto básicamente, porque los modelos geoestadísticos permiten integrar diversas fuentes de información del yacimiento, por ejemplo, sísmica y propiedades petrofísicas, para estimar el comportamiento espacial con baja incertidumbre bajo la premisa básica de que las muestras que se encuentran en una misma región están correlacionadas espacialmente ya que se deben haber formado mediante el mismo proceso geológico, esto implica que una muestra puede dar información acerca de una muestra vecina, lo que permite determinar mejor su heterogeneidad y por consiguiente producir modelos de simulación más representativos de la realidad del yacimiento.

1 Capítulo I

1.1 Fundamentos de la investigación

1.1.1 Planteamiento del Problema

El factor de recobro actual de crudos pesados y extrapesados en toda la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) no ha alcanzado el 3% de sus reservas recuperables. Esto hace necesario implementar nuevas técnicas que permitan al aumento de este factor de recobro, afinando aún más las trayectorias de los pozos que permitan contactar dentro del yacimiento mayor área de drenaje. Partiendo de esto se han creado con el paso de los años nuevos procesos y métodos para disminuir la incertidumbre, y los problemas operacionales que conlleva la producción de ese tipo de crudo.

Actualmente Venezuela es uno de los países con más reservas de estos tipos de crudo del mundo, y por este mismo motivo se hace necesaria la aplicación de estos estudios como soporte para la perforación de pozos de desarrollo. La mayor acumulación de crudos pesados y extra pesados conocidos hasta el momento en Venezuela se encuentran en la FPO.

En la Formación Oficina, se ubican parte de estos nuevos desarrollos y la misma se encuentran dentro de la FPO y posee crudos pesados y extrapesados, este es el caso del área reservada del distrito Cabrutica. Este área se caracteriza por tener crudos pesados y extrapesados de 8 a 9 °API, ambientes de sedimentación fluviales y deltaicos y entrampamiento estratigráficos con información muy dispersa, lo que hace más difícil de caracterización por este motivo se hace necesario evaluar las tendencias

de estos cuerpos a lo largo y ancho de esta área para poder optimizar la explotación de esta zona.

1.1.2 Antecedentes

El yacimiento OFI INF SDZ-2X A1 posee solo un geomodelo realizado hasta el momento en el área primaria del campo Zuata principal, este fue construido en el año 2010 y posee 5 realizaciones equiprobables de unidades hidráulica de flujo (UHF) más sus respectivas simulaciones de Net/Gross, porosidad efectiva (Phie) y permeabilidad (K) (Modelo 2010), únicamente modelado usando los pozos estratigráficos del campo, para el momento de su elaboración, la inclusión de pozos horizontales como datos de entrada no fue considerada en los alcances del mismo por dificultades de procesamiento de datos.

1.1.3 Objetivos

1.1.3.1 General

Realizar el modelado geoestadístico para determinar la configuración geométrica de los cuerpos de arena presentes a las unidades de flujo 5PS20 y 4PS30 ubicadas en el área reservada del campo Zuata principal, Faja Petrolífera del Orinoco.

1.1.3.2 Específicos

1.-Recopilar, revisar, validar y cargar la información de los registros y surveys de los pozos estratigráficos, cargar los registros sintéticos de porosidad y volumen de arcilla y parámetros de yacimiento del área de estudio.

2.-Realizar el modelo estratigráfico de la columna geológica, tomando como punto de partida la correlación estratigráfica existente en los pozos perforados en el área primaria del campo Zuata principal.

3.- Realizar la discretización deFacies por pozos en toda el área de estudio, utilizando el análisis de electrofacies de cada uno de los pozos estratigráficos y el análisis del núcleo existente.

4.- Generar el modelado de las superficies 3D, derivadas de los modelos estructurales y estratigráficos. Cotejar con los marcadores geológicos.

5.- Propagar geoestadísticamente las facies, porosidad y volumen de arcilla a través de la malla y establecer estadísticamente las interrelaciones de estos parámetros.

6.-Calcular la permeabilidad en función de la porosidad efectiva y el Net/Gross a través del volumen de arcilla. y elaborar los mapas para cada propiedad.

7.- Calcular el petróleo original en sitio (POES).

1.1.4 Justificación y Alcance

1.1.4.1 Justificación

Actualmente la industria petrolera nacional busca el aumento del factor de recobro para sus reservas de crudo no convencionales, es por esto que se hace necesario afinar más los modelos estáticos con el fin único de contactar lo mayor posible la arena dentro de los yacimientos para asegurar con más certeza un incremento en la producción y recobro.

Como es conocido, las caracterizaciones de los yacimientos necesita cada vez más el uso de metodologías que permitan obtener mayores certidumbres y comprensión de nuestros modelos para predecir las tendencias de los yacimientos, es por ello que se hace necesario realizar estudios usando técnicas que apunten a disminuir esa incertidumbre y mejorar los modelos y así poder drenar más eficientemente nuestras reservas con la perforación de pozos de desarrollo.

1.1.4.2 Alcance

Realizar la evaluación de los parámetros de facies sedimentarias, espesor y porosidad para las unidades de flujo 4PS30 y 5PS20 en el área reservada pertenecientes al

yacimiento OFINF SDZ-2X A1, establecer estadísticamente las interrelaciones entre dichos parámetros y mostrarlas a través de tablas y curvas o ecuaciones para luego aplicar dichos resultados en la interpretación de facies para el área reservada.

1.2 Disposiciones generales

1.2.1 Ubicación geográfica.

El campo Zuata principal se encuentra ubicado dentro del distrito Cabrutica, en la región central – sur del área Junín, en la Faja Petrolífera del Orinoco (figura 1.1). Cuenta con una superficie aproximada de 299,50 Km2. Está localizado a 2 Km de San Diego de Cabrutica y 81 Km al suroeste de la población del Tigre. Limita al norte, sur, este y sureste por un límite arbitrario asignado a la antigua asociación estratégica Petrozuata, al oeste y suroeste: por un límite de concesión con la empresa mixta Petrocedeño (antigua Sincor). El área de este estudio se denomina área reservada y está enmarcada dentro del campo Zuata y ubicada al este del mismo campo, abarcando una superficie de 56 Kms2.

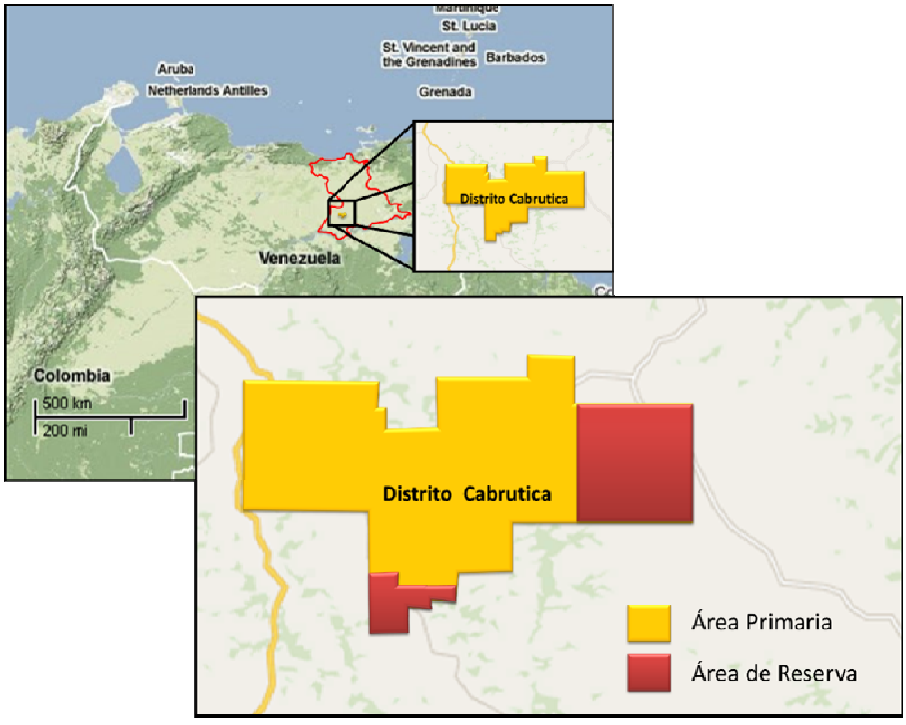


Figura 1.1. Ubicación geográfica del campo Zuata principal

1.2.2 Información Disponible.

Se dispone de la información proveniente de 49 pozos estratigráficos con registros especiales y convencionales, y algunos análisis especiales de núcleos, este último proveniente de un solo pozos (PQ27-2). En la figura 1.2 se observa el área reservada este y como está distribuido la información disponible de los pozos.

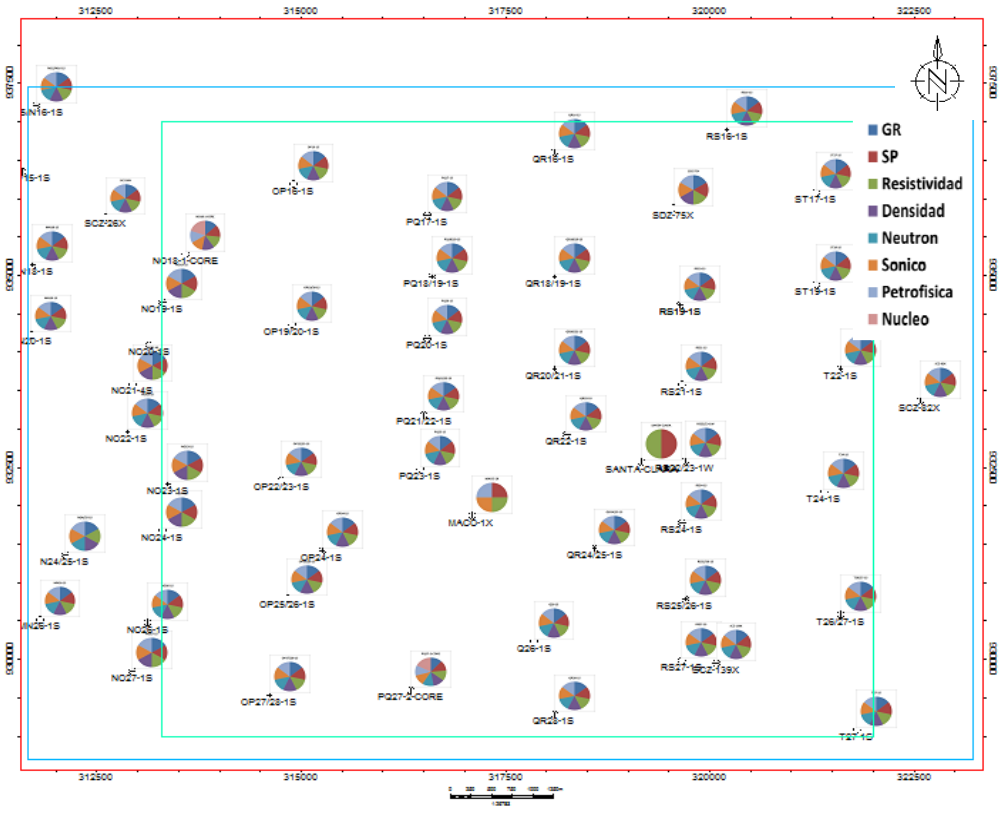


Figura 1.2. Mapa de certidumbre del área de reservada este

También se cuenta con un modelo petrofísico preestablecido, partiendo de los análisis de muestras especiales del núcleo existente y registros eléctricos especiales, cuyos parámetros de corte son Vsh < 40 %; 20 < Phie< 40 % y Sw< 50 % y dentro de los parámetros de yacimientos se utilizó el factor volumétrico βo 1,054 By/Bn.

1.2.3 Evolución de la Cuenca Oriental de Venezuela

El desarrollo petrolífero de la Cuenca de Venezuela Oriental pudiera considerarse como un evento puramente del Terciario, pero resulta necesario remontarse más atrás en su historia geológica para comprender el origen y la razón de toda su evolución. A pesar de la escasa producción obtenida hasta la fecha de las formaciones cretácicas, no puede descartarse totalmente la potencialidad de este período geológico, ni aún del Paleozoico, en las posibilidades petrolíferas futuras. (González de Juana *et al.,* 1980)

La evolución de esta cuenca es relativamente sencilla, por haber estado desde el Paleozoico apoyada sobre el borde estable del Cratón de Guayana. Suaves movimientos de levantamiento y hundimiento de este borde ocasionaron transgresiones y regresiones extensas, que fueron de gran importancia para el desarrollo final de la cuenca. Por consiguiente, aunque la Cuenca de Venezuela Oriental no mostró una forma similar a la actual sino después del Eoceno superior ni alcanzó Su forma definitiva hasta el Mioceno inferior (± 20 m.a.), su prehistoria se sitúa en el Devono-Carbonífero, hace unos 350 millones de años. Durante este largo período de tiempo se reconocen tres ciclos sedimentarios separados: el primero corresponde al Paleozoico Medio superior y Superior, el segundo comienza durante el Cretácico Medio y se hace regresivo durante el Terciario Inferior y el tercero se desarrolló durante el Terciario Superior y fue definitivo para la configuración de la cuenca petrolífera en su estado actual. (González de Juana *et al.,* 1980)

Estos tres ciclos sedimentados tienen lugar entre períodos principales de orogénesis y después de largos períodos de erosión, cuando las aguas transgredieron sobre tierras previamente peniplanadas. (González de Juana *et al.,* 1980)

1.2.4 La Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja Petrolífera del Orinoco representa el borde meridional extremo de la Cuenca de Venezuela Oriental. Limitándonos a las columnas sedimentarias de reconocida potencialidad petrolífera, de edad Cretácico y Terciario Superior, los sedimentos perforados indican ambientes de muy poca profundidad, desarrollados sobre dos penillanuras erosiónales ocasionadas durante los dos períodos de hiatus, descritos a continuación, en la región situada cerca del borde septentrional del Cratón de Guayana. En esta zona las columnas sedimentarias potencialmente petrolíferas tienen escaso espesor y las profundidades de soterramiento de los horizontes petrolíferos fueron insuficientes desde el momento mismo de su sedimentación. (González de Juana *et al.,* 1980)

La columna sedimentaria que se perfora en la Faja Petrolífera del Orinoco comprende tres ciclos distintos. Un primer ciclo de edad Paleozoico Superior que se encuentra en contacto discordante sobre complejos ígneo-metamórficos de la provincia cratónica de Guayana y comprende las formaciones Hato Viejo y Carrizal. La primera de ellas muestra areniscas arcósicas de grano grueso y posiblemente pasa por transición a la sección limolítica de Carrizal. Gutiérrez et al. (1977) mencionan haber penetrado espesores de arena neta petrolífera mayores de 46 m en la parte nor.-central de la faja. La Formación Carrizal es fundamentalmente limolítica con algunas arenas; localmente, en las grandes depresiones paleozoicas, alcanza hasta más de 6.000' (1.828 m) de espesor. (González de Juana *et al.,* 1980)

El siguiente ciclo sedimentario corresponde a la transgresión cretácica, la cual llegó a la parte meridional de la cuenca y se desarrolló sobre un sustratum peniplanado, dentro de ambientes sedimentarios típicos de pequeñas profundidades. Por ello las dos unidades clásicas del Grupo Temblador: Formación Canoa de ambiente continental y Formación Tigre, de ambiente moderadamente marino, son difíciles de diferenciar y se agrupan bajo el nombre Temblador. Aplicado a una secuencia de areniscas macizas con intercalaciones de lutitas delgadas que en la parte central y

occidental de la faja presenta espesores de 50-150' (15-46 m) de arena neta petrolífera. (González de Juana *et al.,* 1980)

Posteriormente los mares cretácicos se retiraron más al norte de la zona que hoy conocemos como Faja Petrolífera del Orinoco, que fue afectada por un nuevo período de erosión. Formaciones transgresivas se depositaron durante el Ciclo Terciario Superior cubriendo toda el área hasta una línea cercana al curso del río Orinoco. Las formaciones depositadas durante, este ciclo se conocen en Guárico, al norte de la faja, con los nombres formacionales de La Pascua, Roblecito y Chaguaramas en orden estratigráfico, de edades Eoceno superior a Oligoceno medio determinadas por paleontología en el centro de Guárico, aunque probablemente alcanzan el Mioceno en la secuencia superior estéril. En la Serranía del Interior Oriental se conocen igualmente como Formaciones Los Jabillos, Areo y Naricual con edades paleontológicas determinadas en el Oligoceno medio para la Formación Areo posiblemente extensiva al Oligoceno inferior en la Formación Los Jabillos y al Mioceno inferior en Naricual. (González de Juana *et al.,* 1980).

1.2.4.1 Geología estructural del área

Estructuralmente el campo Zuata principal forma parte de un homoclinal fallado, generalmente de rumbo Este – Oeste con un buzamiento suave de dos a tres grados al Norte. Existen dos sistemas de fallas normales, uno principal con rumbo Este – Oeste y buzamiento al Sur y otro secundario de fallas con rumbo Noroeste – Sureste y gradualmente orienta el buzamiento hacia el Suroeste.

Desde el punto de vista regional esta parte de la cuenca se caracteriza por una porción Sur elevada y una porción Norte fuertemente deprimida, rasgos evidenciados a nivel del basamento ígneo-metamórfico y limitado al Sur por la falla de Altamira. En este sector de la cuenca se individualiza un gran surco limitado en su flanco oriental, por el sistema de fallas de Hato Viejo. Esta depresión fue rellenada por potentes secuencias sedimentarias durante el Paleozoico y Mesozoico

Hacia el sector Occidental del área, algunas fallas pueden ser interpretadas como expresiones asociadas con el sistema de fallas de Altamira.

La tectónica del área de Zuata es típicamente tensional con fallas normales. Pocas fallas antitéticas son detectadas para esta porción de la Faja, siendo la excepción más notable una falla de orientación Este-Oeste del área.

En el área de Zuata se reconocen los límites de los acuñamientos Sur del Paleozoico, Sur del Cretácico (ambos en la parte central de área) y la desaparición del Oligoceno debido a truncamientos erosivos por debajo de la primera trasgresión del Mioceno. Al Este del área el Cretácico se halla localmente solapado por encima del Paleozoico, mientras que el Terciario es discordante de Norte a Sur, suprayaciendo al Norte del Cretácico, al Paleozoico y luego al basamento ígneo-metamórfico. En la figura 1.3, se observa una sección este-oeste donde se aprecia la configuración estructural de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO).

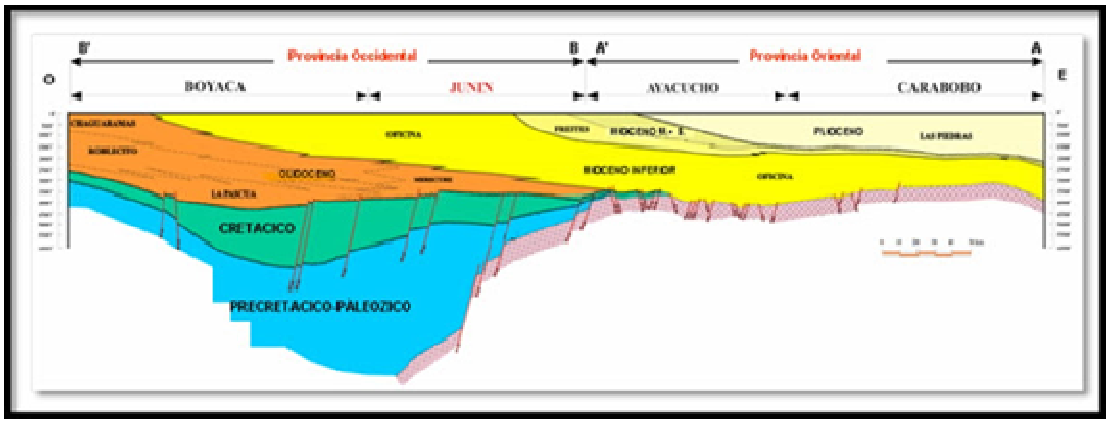


Figura 1.3. Configuración estructural esquemática de la FPO

1.2.4.2 Geología del área

La estratigrafía del área está comprendida por los sedimentos Paleozoicos de las formaciones Hato Viejo y Carrizal seguidos por las formaciones Cretácicas (Fm Canoa y Fm Tigre) del Grupo Temblador, luego corresponde a los sedimentos de edad Mioceno Inferior de la Formación Oficina, la cual es la roca reservorio del área. suprayacente a esta, encontramos la Formación Freites (Mioceno Medio) y seguidamente los sedimentos más jóvenes de las formaciones Las Piedras (Mioceno Superior-Plioceno) y Mesa (Pleistoceno) respectivamente.

1.2.4.2.1 Formación Hato Viejo

Caracterizada por una arenisca de grano fino a grueso, colores gris-rosado, gris y gris oscuro, friable, dura, maciza y áspera, ligeramente calcárea y en partes muy micácea y pirítica; los granos son redondeados y muy bien cementados. La arenisca contiene conglomerados y peñas de cuarcita a intervalos irregulares; localmente, se presentan vetas de calcita a lo largo de fracturas. Ciertas secciones de la arenisca muestran características cuarcíticas; otras son muy feldespáticas, verdes y glauconíticas (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 1970).

Hedberg (op. cit.) añadió que la formación consiste principalmente en areniscas arcósica-cuarcíticas, de grano mediano a grueso, con algunas láminas de argilita verde. En la parte inferior, el conjunto mineralógico se caracteriza por leucoxeno y circón, hacia arriba, pasa a uno con granate y biotita. (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 1970).

El espesor máximo penetrado es de unos 91 m (300 pies). La formación desaparece al este de Anzoátegui meridional, donde el Grupo Temblador del Cretácico, es discordante sobre rocas precámbricas del escudo de Guayana, y parece ser relativamente delgada, en la mayoría de los pozos perforados en el estado Guárico. La edad de esta formación ha sido modificada a Cámbrico temprano, de acuerdo al

cambio en edad sufrido por la Formación Carrizal, suprayacente (De Giacomo, 1985; Sinanoglú, 1980). Esta formación se presume subyace a la formación Carrizal (Léxico estratigráfico de Venezuela, 1970).

1.2.4.2.2 Formación Carrizal

Está constituida por una espesa secuencia de arcilitas verdosas a gris oscuro, duras, masivas y densas, ocasionalmente teñidas de rojo, duras y compactas. Contiene algunas capas de limolitas y areniscas. Generalmente está fuertemente bioturbada. Es notablemente homogénea, pese a su contenido variable de limo, con intercalaciones locales de areniscas o conglomerados de guijarros. Intercaladas, y generalmente hacia la base de la formación, se han observado cuerpos de arena. Ocasionalmente, se presenta calcita como cemento en las capas de limolitas y en diaclasas verticales. (Léxico estratigráfico de Venezuela, 1970).

Mineralógicamente, la unidad se caracteriza por granate, biotita, feldespatos, cuarzo, chert, muscovita y glauconita como minerales más comunes, y es claramente diferenciable en los registros eléctricos, en base a la respuesta de las curvas de rayos gamma y potencial espontáneo, típico de sedimentos lutíticos. (Léxico estratigráfico de Venezuela, 1970).

Stover (1967), al estudiar los acritarcos de la Formación Carrizal, le asignó una edad Devónico tardío a Missisipiano temprano, pero Di Giacomo (1985) y Sinanoglu (1986), basándose en nuevos conocimientos sobre estos fósiles, le han asignado una edad Cámbrico temprano. El tope de la Formación Carrizal es siempre erosional, estando cubierto por sedimentos precretácicos, por el Grupo Temblador o por la Formación Oficina. (Léxico estratigráfico de Venezuela, 1970)

1.2.4.2.3 Grupo Temblador

1.2.4.2.3.1 Formación Canoa (Aptiense – Albiense)

Para Patterson y Wilson (1953) se dispone en el subsuelo de la región meridional, central y parte septentrional de los estados Monagas, Anzoátegui y Guárico. Según Dusembury (1960), consiste de conglomerados de grano fino y areniscas de grano grueso, limolitas y arcillitas moteadas de verde, rojo, gris verdoso, amarillo y marrón que contienen restos de plantas. El espesor aproximado es de 100 m. Sinanoglu (1984) sugiere que la depositación fue en ambientes continentales, específicamente fluvial, probablemente de "point bar", en aguas llanas no-marinas "sub-arial", bajo clima árida y una topografía plana. El contacto suprayacente con la Formación Tigre es diacrónico y transicional.

1.2.4.2.3.2 Formación Tigre (Cenomaniense – Campaniense)

Es una secuencia de areniscas masivas y limolitas de grano fino, glauconíticas grisáceas y gris verdosas, lutitas carbonáceas y fosfáticas, intercalaciones de capas delgadas de calizas dolomíticas de color gris, con frecuencia fosilíferas y glauconíticas. Según Patterson y Wilson (1953) se sitúa en el subsuelo sur, centro y parte norte de los estados Monagas, Anzoátegui y Guárico. Presenta un espesor aproximado de 200 m. El contacto superior con la Formación Merecure es de carácter erosional y discordante. (Hedberg et al., 1947).

1.2.4.2.4 Formación Merecure (Cenozoico-Oligoceno)

Se ubica geográficamente en el subsuelo de la Subcuenca de Maturín, al sur del frente de deformación y en el Campo de Anaco. Esta secuencia es definida por Funkhouser et al (1948) como areniscas de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano fino a grueso, que conforman aproximadamente el 50% de la formación. Presentan estratificación cruzada con variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad. Están intercaladas por láminas delgadas de lutitas de

color gris oscuro a negro, carbonáceas, irregularmente laminadas, con algunas arcillitas ferruginosas y ocasionales lignitos.

La secuencia sedimentaria tiene un espesor aproximado de 530 m, observándose hacia la parte sur un adelgazamiento en la formación hasta acuñarse por debajo de la Formación Oficina, en los límites sur del Área Mayor de Oficina. (Funkhouser et al., 1948).

1.2.4.2.5 Formación Oficina (Mioceno Inferior a Medio)

Se extiende en el subsuelo de los estados Anzoátegui y Monagas. Aflora en la superficie de los domos de Santa Ana y San Joaquín y en las cercanías del Campo Cerro Pelado. Definida por Hedberg et al. (1947) como intercalaciones de lutitas de colores grisáceos oscuro con areniscas y limolitas interestratificadas, de colores claros y granos de fino a grueso.

El contacto suprayacente de la Formación es concordante con la Formación Freites. También se sabe que la Formación Oficina pasa lateralmente a la Formación Carapita y a la parte media y superior de la Formación Chaguaramas.

El espesor de la Formación Oficina es variable produciéndose un aumento desde los bordes de la cuenca hacia su eje: en Temblador entre 220-275 m, en el Área Mayor de Oficina entre 600 -1400 m, en Anaco más de 2000 m y en Anzoátegui Nororiental 1000 m.

El material carbonoso es común, y en algunos pozos pueden encontrarse hasta 40 ó 50 capas de lignito, que varían desde pocos centímetros hasta 60 cm. de espesor y que son de considerable valor en las correlaciones. Muchas de las areniscas pueden ser llamadas asperones, otras son conglomeráticas, con guijarros de cuarzo y ftanita (Léxico estratigráfico de Venezuela, op.cit).

En general, las areniscas se hacen más abundantes, de mayor espesor y de grano más grueso hacia las base de la formación. Un conjunto de minerales pesados granate-cloritoide, caracteriza la formación en la parte Occidental del Área Mayor de Oficina; sin embargo, el cloritoide disminuye con la profundidad y hacia el Este, y así en la parte Oriental del Área Mayor de Oficina, este conjunto granate-cloritoide es reemplazado por el conjunto de granate estaurolita con abundante ilmenita" (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 1970).

La Formación Oficina de la Faja Petrolífera del Orinoco, dividiéndola en tres unidades: la Unidad I (Miembro Morichal del área de Cerro Negro; Formación Oficina Inferior en Zuata) caracterizada por areniscas masivas progradantes y la intercalación de lutitas y areniscas transgresivas; la Unidad II (Miembro Yabo del área de Cerro Negro; Formación Oficina Media en Zuata) representa una secuencia lutítica con intercalaciones ocasionales de arenisca y limonitas; la Unidad III (Miembros Jobo y Pilón del área de Cerro Negro; Formación Oficina Superior de Zuata) es una secuencia predominantemente arenosa.

Banks (1958) indicó que los lignitos constituyen un elemento característico de la unidad, alcanzando un promedio de 2% del volumen total en Anzoátegui central. El número de las capas de carbón varía desde 75 en el Área Mayor de Oficina, hasta 120 en el Área de Anaco. Estos lignitos son esencialmente carbones húmicos bandeados, con ocasionales conjuntos de raíces y troncos; los restos de hongos como esporas y escleróticos se interpretan como evidencia de condiciones aeróbicas durante el tiempo de formación de la turba antecesora (Léxico Estratigráfico de Venezuela, 1970).

Para Hedberg et. al., (1947) en Léxico Estratigráfico de Venezuela (1970), la sedimentación de la Formación Oficina se inicia en condiciones de aguas dulces o salobres, continuando con repetidas alternancias de ambientes marinos, salobres y pantanosos; en general, las condiciones se hacen más marinas de oeste a este y de sur a norte. Funkhouser et. al., (1948) Passega, (1953, 1954), Probst, (1953), Passega, et.

al., (1958) y Alberding et. al., (1958), concuerdan con dichas condiciones de sedimentación.

Gonzáles de Juana *et. al*., (1980) y Méndez (1985), consideran que la Formación Oficina se sedimentó en un inmenso complejo fluvio-deltáico, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos. Campos *et. al*., (1985) establecen que la Formación Oficina del Norte del corrimiento de Anaco, se acumuló en condiciones marinas marginales a neríticas, con mayor influencia marina en la parte media.

Para Audemar *et. al*., (1985) la parte inferior de la Formación Oficina se inicia con una progradación seguida por una transgresión; posteriormente, se establecen condiciones de costa afuera en la áreas de Carabobo y Ayacucho, mientras que hacia Junín, prevalecieron Ambientes más restringidos influenciados probablemente por mareas; la formación termina con la instalación de un delta progradante. Para Campos *et. al*., (1988), el ambiente sedimentario de la llamada Formación Oficina en el Norte del Área Mayor de Oficina, puede resumirse como repeticiones de ciclos caracterizados por transgresiones marinas.

El Grupo Temblador llega a reunir propiedades de roca adecuada para la acumulación de hidrocarburos, aunque su ubicación debajo del contacto agua petróleo limita esta posibilidad, estableciendo las zonas de petróleo en las **Formaciones Merecure** y **Oficina** cuyas secuencias arenosas derivadas del Escudo de Guayana representan la zona productora de petróleo pesado en el Área de Zuata.

El intervalo superior consta de unos 100 metros con areniscas delgadas arcillosas de grano fino, ligeramente glauconiticas de color blanco verdoso; estas areniscas tienen una notable continuidad lateral. El intervalo inferior, también de unos 100 metros de espesor, además de las lutitas gris verdosas típicas incluye areniscas verde amarillentas de grano medio a grueso, glaucomitas, calcáreas o sideritas y muy

fosilíferas. En toda la formación presentas concreciones calcáreo-ferruginoso amarillentas en las lutitas (González de Juana *et. al.,* (1980).

1.2.4.2.6 Formación Freites (Cenozoico-Mioceno)

La Formación Freites se extiende, en el subsuelo, a través de todo el flanco Sur de la Subcuenca de Maturín casi hasta el Río Orinoco. Descansa concordante sobre la Formación Oficina, solo presenta una relación discordante en la región de Anaco. Se encuentra en los estados Anzoátegui y Monagas, Flanco Sur de la cuenca. Litológicamente, se caracteriza principalmente, por espesos intervalos lutíticos fosilíferos interrumpidos por delgadas y escasas capas de areniscas, generalmente de espesor menor a 10 pies, siendo muy frecuentes de 3 a5 pies. El ambiente de sedimentación es marino (Código Estratigráfico de Venezuela, 1997).

1.2.4.2.7 Formación Las Piedras (Cenozoico-Mioceno)

La formación aflora en la porción septentrional de los estados Anzoátegui y Monagas. En el subsuelo se extiende al Este hasta Pedernales, Territorios Delta Amacuro y Golfo de Paria. Hacia el Sur, llega a las cercanías del Río Orinoco en la Faja Petrolífera. En su parte, la Formación Las Piedras, se depositó en agua dulce a salobre, y consiste en arenas ligníticas y conglomeráticas. En la parte Central y Surcentral de la cuenca se halla en contacto estratigráfico concordante con la Formación Freites infrayacente; mientras que en la región de Anaco se encuentra discordante sobre freites y Oficina. Consiste principalmente en sedimentos finos mal consolidado, que incluyen areniscas y limolitas más o menos carbonosas, lutitas arcillosas y lignitos. Hacia el Norte, incluye una zona basal conglomerática (Código Estratigráfico de Venezuela, 1997).

1.2.4.2.8 Formación Mesa (Cuaternario-Pleistoceno)

La Formación Mesa consiste de arenas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso cementadas y muy duras; conglomerado rojo a casi negro, arenas blanco-amarillentas, rojo y púrpura, con estratificación cruzada; además contiene lentes

discontínuos de arcilla fina arenosa y lentes de limolita. En la Mesa de Tonoro se observan capas lenticulares de conglomerado, arenas, y algunas arcillas. Al Noroeste de Santa Rosa existe una capa lenticular de conglomerado, de más de 25 m de espesor, con delgadas intercalaciones de arenas.

Según González de Juana (1946), la Formación Mesa es producto de una sedimentación fluvio-deltáica y paludal, resultado de un extenso delta que avanzaba hacia el Este en la misma forma que avanza hoy el delta del Río Orinoco. El mayor relieve de las cordilleras septentrionales desarrolló abanicos aluviales que aportaban a la sedimentación clásticos de grano más grueso, mientras que desde el Sur el aporte principal era de arenas. En la zona central, postuló la existencia de cienagas. Coplanarh (1974) considera que los sedimentos de la formación representan depósitos torrenciales y aluviales, contemporáneos con un levantamiento de la Serranía del Interior.El espesor de la Formación Mesa es muy variable, pero en términos generales disminuye de Norte a Sur, como consecuencia del cambio en la sedimentación fluvio-deltáica y aumenta de Oeste a Este, por el avance de los sedimentos deltáicos (González de Juana *et al.,* 1980). En la Mesa de Maturín, la Formación Mesa tiene un espesor máximo de 275 m, mientras que en el Estado Bolívar rara vez llega a los 20 m.

1.2.5 Estratigrafía secuencial

1.2.5.1 Parasecuencia

Una parasecuencia es una sucesión de estratos o capas sedimentarias, más o menos concordantes, genéticamente relacionados y delimitados en su base y tope por dos superficies de inundación marina (Van Wangoneer, 1985): Es una de las unidades fundamentales en la estratigrafía de secuencias. Aunque las parasecuencias individuales no son distinguibles a la resolución de las líneas sísmicas, los grupos de parasecuencias si lo son.

Una parasecuencia representa un único episodio de progradación, que es el movimiento del mar hacia adentro de la línea de costa. Este movimiento de la línea de costa es el que produce la sucesión típica de somerización vista en las parasecuencias. Esta sucesión granocreciente indica que el espacio de acomodación está siendo llenado más rápidamente que el que está siendo creado.

Existen dos tipos de parasecuencias:

- Por el tipo de facies las cuales se pueden conocer por las variaciones en el tamaño de grano tales como los ciclos tipificados por un afinamiento hacia arriba o por un engrosamiento. Estas parasecuencias indican directamente las variaciones de la energía del medio y están usualmente asociados con estratos de espesores limitados.
- Por variaciones en el espesor de los estratos se pueden reconocer por una variación en el espesor de las capas, tales como los ciclos con tendencia de adelgazamiento en el espesor de las capas hacia arriba o engrosamiento de las mismas.

1.2.5.2 Grupos de parasecuencias

1.2.5.2.1 Patrón progradacional

En un grupo de parasecuencias progradacional, cada parasecuencia se construye o avanza cada vez más en dirección al mar que la parasecuencia anterior. Esto produce un tren general de somerización dentro del grupo completo de parasecuencias.
En un afloramiento, un grupo de parasecuencias progradacionales se puede reconocer por la aparición progresiva de facies más someras en la parte superior del grupo de parasecuencias, así como la pérdida progresiva de facies más profundas en la parte superior del grupo de parasecuencias. Por ejemplo, en un grupo de parasecuencias progradacionales, quizás todas las parasecuencias contienen facies de shoreface y foreshore, pero solo las parasecuencias superior puede contener carbón de planicie

costera, y solo la parte inferior de las parasecuencias puede contener facies de offshore y zonas de transición.

En un corte o sección se puede reconocer el patrón por el movimiento en dirección al mar de un contacto particular de facies a una posición equivalente en la parasecuencia. Así mismo, el contacto en la base de cada parasecuencia aparecerá más hacia el centro de la cuenca en cada parasecuencia sucesiva.

1.2.5.2.2 Importancia de los patrones progradacionales

Los patrones progradacionales se forman cuando las ratas de acomodación exceden por un gran tiempo a la rata de sedimentación. De este modo, el espacio de acomodación se llena más rápidamente de lo que se forma, la profundidad del agua llega a ser más somera y las facies se mueven mar adentro hacia el centro de la cuenca con el tiempo. Cada parasecuencia se someriza y es limitada por una superficie de inundación

1.2.5.3 Patrón agradacional

Cada secuencia prograda bruscamente a la misma posición de la anterior. Así, cada parasecuencia contiene esencialmente el mismo grupo de facies de las parasecuencias de arriba y de abajo.

1.2.5.3 Patrón retrogradacional

Cada parasecuencia prograda menos que la precedente. El resultado es que cada parasecuencia contiene un grupo de facies más profundas que la parasecuencia inferior. Este cambio de facies produce una profundización general hacia arriba dentro del grupo de facies, el patrón retrogradacional también se llama comúnmente de backstepping.

1.2.6 Secciones estructurales

Este tipo de secciones muestran la variación de la profundidad de los horizontes geológicos a lo largo de un plano vertical, además permiten determinar aspectos estructurales como el buzamiento de los estratos, presencia de fallas y pliegues. También se realiza con la finalidad de estudiar problemas referentes al marco estructural regional o local, la geometría de las fallas y correlaciones generales.

1.2.7 Secciones estratigráficas

Se construyen colocando los registros eléctricos uno al lado del otro, y tomando en cuenta un marcador geológico claramente observable en todos los registros, las mismas ilustran los cambios de facies o de espesor, discordancias, canales, barras de permeabilidad o cualquier otra característica estratigráfica, las son posible reconocer a través de las respuestas de los perfiles eléctricos. En las áreas de explotación petrolera, se realizan secciones estratigráficas con la finalidad de: a) establecer zonas permeables a partir de electrofácies observadas en pozos vecinos de permeabilidad conocida, b) fijar límite entre yacimientos, c) resolver problemas de producción por comunicación entre pozos y d) determinar localizaciones más favorables y/o con riesgos geológicos

1.2.7.1 Superficies de máxima inundación

Son los que representan las condiciones paleográficas existentes durante el tiempo de la depositación de las arenas. Por medio de este tipo de mapa, es posible mostrar la naturaleza y la dirección de las gradaciones que pueden sufrir un horizonte en particular, además de visualizar la distribución de las distintas facies identificadas en cada pozo, que permite compararla con otros atributos de las arenas, para así complementar la evaluación de las condiciones con respecto a la posición estructural, la geometría, la extensión y sus características de producción.

Tienen gran utilidad para la representación de aspectos de conjuntos de unidades litoestratigráficas y reconstrucción de cuencas sedimentarias, también se emplean

comúnmente como mapas de base para los estudios de litofacies, determinar ambientes de deposición, ajustar la distancia vertical entre mapas estructurales y calcular el volumen de roca con hidrocarburo. Estos mapas pueden ser superficiales o de subsuelo dependiendo de los datos utilizados para su construcción

1.2.8 Columna estratigráfica del área de estudio

La columna estratigráfica del área de estudio del distrito Cabrutica, tiene aproximadamente 2.500 pies de promedio de espesor; en el sector norte 3.000 pies; en el centro unos 2500 pies, y en el sector sur 2.000 pies (Petrozuata, 2003).

Esta columna esta discretizada por 5 arenas yacimientos que van desde la WS6 hasta la WS2, 7 secuencias dispuestas desde la 0 hasta la 6 y 27 parasecuencias estratigráficasdistribuidas entre la PS0 hasta la 6PS90 donde se concentran las mayor prospectividad petrolera. Para efectos de este estudio estas parasecuencias se estarán denominando unidades de flujos. En la figura 1.4 se puede observar la columna estratigráfica del área de Zuata principal y la distribución de estas unidades de flujo arriba mencionadas.

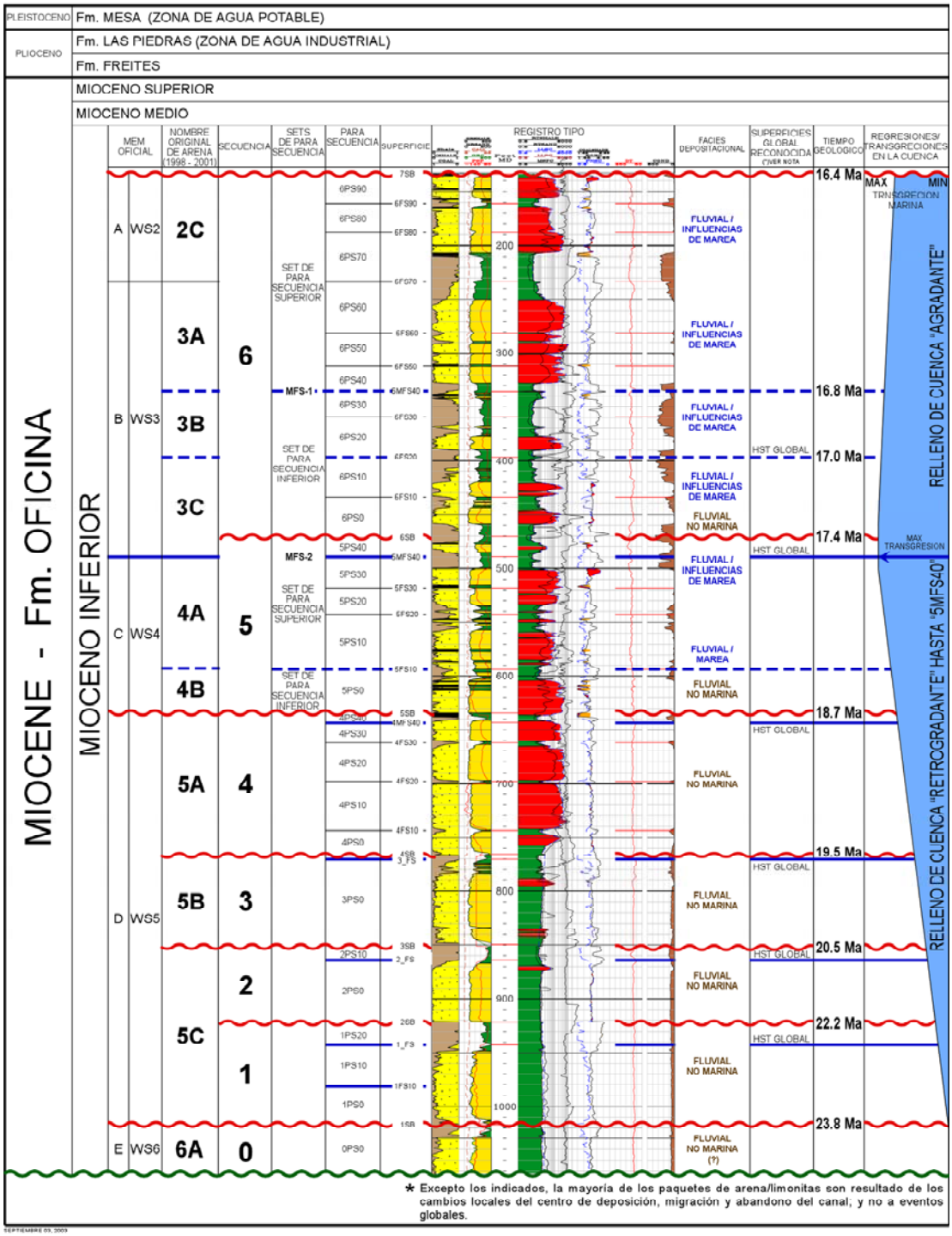


Figura 1.4. Columna estratigráfica de Zuata principal (Petrozuata, 2003)

1.2.9 Ambiente sedimentario

El ambiente sedimentario, en el área de estudio, varía en toda la columna geológica y va desde ambientes fluvial pasando por ambientes deltaicos hasta llegar a los ambientes marino somero con influencia de marea. Las acumulaciones de hidrocarburos más importantes se encuentran asociadas principalmente a canales fluviales, rellenos de canal distributario, barras de desembocadura y las de menor interés están relacionadas con depósitos de la llanura de inundación y de bahía interdistributaria. Los yacimientos productores pertenecen a las Formación Oficina de edad Mioceno Inferior a Medio.

Las Arenas CWS4 y DWS5 perteneciente a la Formación Oficina, son dos de las 5 arenas del yacimiento OFINF SDZ-2X A1 del campo Zuata principal, que se utilizaron para traer la correlación del área tradicional a el área reservada o área de estudio dentro del distrito Cabrutica, y dentro de las cuales se encuentran las unidades de flujo 5PS20 y 4PS30 objeto de este estudio. Esta roca yacimiento está conformada, por arenas poco consolidadas de grano fino a medio, con laminaciones de lutita. El análisis de las electrofacies indica un ambiente fluvial con canales de orientación suroeste-noreste. En la figura 1.5 se ilustran varios ambientes sedimentarios y dentro de estos ambientes los presentes en esta zona de interés del campo Zuata principal arriba mencionados.

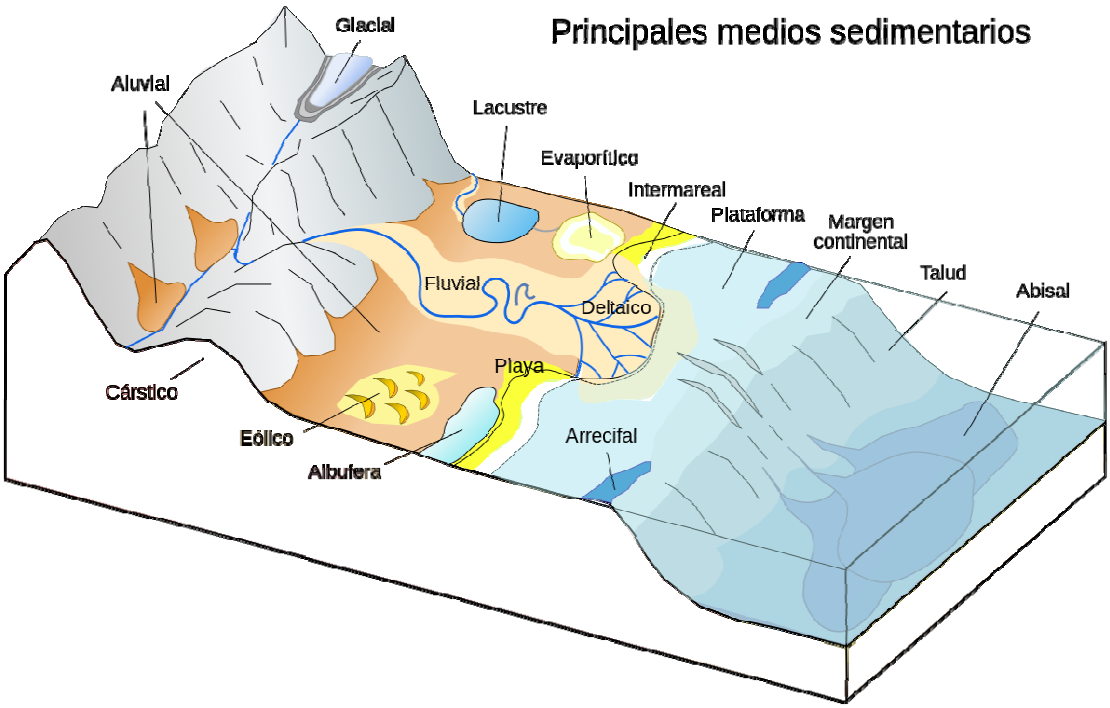


Figura 1.5. Esquemático de los diferentes ambientes sedimentarios

2 Capítulo II Marco Teórico

2.1 Antecedentes de la geoestadística

Se considera que los orígenes de la geoestadística están en la minería. Como primeros antecedentes se pueden citar los trabajos de Sichel (1947, 1949) y Krige (1951). El primero observó la naturaleza asimétrica de la distribución del contenido de oro en las minas sudafricanas, la equiparó a una distribución logarítmica-normal y desarrolló las fórmulas básicas para esta distribución. Ello permitía una primera estimación de las reservas, pero suponía implícitamente que los datos eran independientes, en clara contradicción con la experiencia de que existen zonas más ricas que otras.

Una primera aproximación a la solución de este problema fue dada por Krige que propuso una variante del método de medias móviles que puede considerarse equivalente al kriging simple. Sin embargo, la formulación rigurosa y la solución del problema de estimación vinieron de la mano de Georges Matheron en 1961. En años sucesivos, la las teorías se fueron depurando y se desarrollaron las técnicas de aplicación, fundamentalmente por las aportaciones de Matheron.

Desde esos días, las técnicas geoestadísticas se han exportado a otros muchos campos, tales como Geología, Hidrología, entre otros., siendo en la actualidad utilizada en la industria petrolera para lograr distribuciones espaciales de las propiedades de los yacimientos con posibilidades de cuantificar la incertidumbre.

2.2Geoestadística en la industria petrolera

En la industria petrolera el gran reto es la cuantificación de los hidrocarburos en sitio, es por este motivo que día a día se mejoran las técnicas usadas para mitigar la incertidumbre en los cálculos, para esto a través de los años se han mejorado paulatinamente los modelados de yacimientos, las teorías y técnicas que ellos conllevan.

Los primeros pasos para mejorar la caracterización de los yacimientos empezaron con las correlaciones de perfiles de pozos, pero estas técnicas tienen sus limitantes ya q consisten en modelos bidimensionales que no permiten determinar la realidad tridimensional de los yacimientos, es por este motivo que la industria petrolera empieza a usar nuevas técnicas y teorías. Entre estas técnicas entra la geoestadística, esta suele ser el puente entre los datos dispersos de pozos y generación de modelos tridimensionales de yacimientos, ya que está dispersa usando algoritmos matemáticos y teorías estadísticas los datos reales de los pozos y "rellena" los espacios entre estos.

2.3 Geoestadística

La geoestadística designa el estudio estadístico de los fenómenos naturales con manifestación en el espacio. Matheron (1962) fue el primero en dar formalidad a esta teoría y la definió como la aplicación del formalismo de las funciones aleatorias al reconocimiento y estimación de los fenómenos naturales

Los yacimientos muestran una variabilidad espacial heterogénea que difícilmente puede ser determinada mediante funciones determinísticas. Una forma de tomar en cuenta la aleatoriedad de las variaciones de las propiedades y de la incertidumbre asociada acerca de su distribución espacial consiste en adoptar una interpretación probabilística. De esta forma cada propiedad del yacimiento se interpreta como una variable aleatoria, que puede adoptar un conjunto infinito de valores de acuerdo con una distribución de probabilidad.

Debido a que las propiedades son en realidad funciones en el espacio, su interpretación probabilística es la de funciones aleatorias. Así las fluctuaciones espaciales de las propiedades pueden concebirse como una realización de funciones aleatorias o procesos estocásticos. Los métodos estocásticos difieren de los métodos determinísticos, en que los primeros toman en cuenta la naturaleza aleatoria de los procesos, mientras que los segundos consideran que las mismas causas en circunstancias iguales producirán siempre los mismos efectos.

Técnicamente la geoestadística es la aplicación de la teoría de las variables regionalizadas a la estimación de procesos o fenómenos geológicos en el espacio y se basa en considerar que los datos se correlacionan por su distribución espacial.

2.4 Variables regionalizadas

Variable distribuida en el espacio de manera tal que presenta una estructura espacial de correlación.

Una definición más rigurosa matemáticamente equivalente consistiría en decir que una variable regionalizada es una variable aleatoria *z* definida en un punto del espacio *x*. Donde en el caso más general x es un punto en el espacio tridimensional.

2.5 Variograma

El variograma es una herramienta que permite analizar el comportamiento espacial de la propiedad o variable bajo estudio sobre una zona dada. Por ejemplo, se puede observar en un variograma la dirección de mayor y menor continuidad espacial de la variable. Esto permite tomar en cuenta que, por ejemplo, la variable porosidad varía de forma más continua en la dirección N-S que en la dirección E-O.

El variograma γ para una función aleatoria estacionaria de orden 2, se define formalmente como:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2} E[Z(x) - Z(x+h)]^2 = \frac{1}{2} Var\ [Z(x) - Z(x+h)] \qquad \textbf{(2.1)}$$

Donde x y h son puntos o vectores en el espacio y $Z(x)$ y $Z(x+h)$ representan la propiedad o variable bajo estudio en los puntos x y $x+h$ respectivamente. Nótese que al ser h un vector en el espacio, éste posee cierta dirección y módulo (que se denotará por $|h|$), por lo que el variograma no es más que el valor promedio del cuadrado de la diferencia entre dos valores de la propiedad bajo estudio, en puntos del espacio que se encuentran separados por una distancia $|h|$ en la dirección de h. De esta forma, el variograma es en general una función positiva que depende del módulo del vector h y de su dirección. Así, utilizando el variograma, se puede estudiar como varía la propiedad en una cierta dirección al variar la distancia, a través del módulo y la dirección del vector h. Cuando el variograma sólo depende del módulo del vector h y no de la dirección en que se calcula se dice que es *isotrópico* y cuando depende de ambos se dice que es *anisotrópico.*

Es importante observar que el variograma depende de la distancia y la dirección entre los puntos donde se observa la variable y no de la propia localización de estos.

Como funciones de la distancia $|h|$, los variogramas son funciones muy particulares que, como se verá más adelante, satisfacen ciertas condiciones, por lo cual, cualquier función de la distancia no necesariamente es un variograma. Por ejemplo, $\gamma(h) = |h|^{\alpha}$ no es un variograma para $\alpha > 2$.

La forma típica de variación con distancia, para una dirección dada, de los variogramas correspondientes a funciones aleatorias estacionarias se muestra en la figura 2.1.

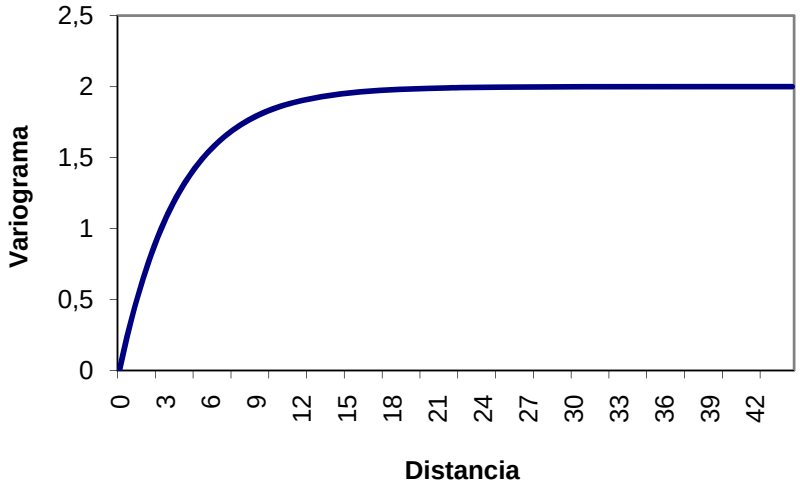


Figura 2.1. Forma de un variograma típico

2.5.1 Propiedades del variograma

2.5.1.1 Comportamiento a distancias grandes

2.5.1.1.1 Rango.

Si a partir de una distancia específica d, $Z(x)$ y $Z(x+h)$ no están correlacionadas entonces $C(h)=0$ para todo h tal que $|h| \geq d$. De esta forma, por la propiedad anterior, el variograma se estabiliza a partir de dicha distancia tomando el valor constante $C(0)$. Esta distancia se conoce como el *rango o alcance* del variograma y el valor constante que toma se llama *meseta o sill* y corresponde a la varianza de la función aleatoria Z. Por ejemplo, en la figura 2.1 el rango es aproximadamente 15 y el sill es 2.

Esta propiedad del variograma indica que si dos valores de una misma propiedad se encuentran separados a una distancia mayor al rango del variograma entonces no hay correlación entre ambos. Es así como a través del rango del variograma se puede definir una "zona de influencia" y tener una idea de la extensión de ésta. Por ejemplo, si el variograma de la porosidad en un determinado yacimiento tiene rango 2 Km, entonces los valores de porosidad separados por una distancia mayor a 2

Kmson no correlacionados. En consecuencia, muestras separadas una distancia mayor a 2 Km no tienen influencia una sobre la otra.

Como se verá posteriormente, no todos los variogramas se estabilizan a partir de una distancia dada. Esto puede indicar la presencia de una tendencia en la variable o bien que para cualquiera que sea la distancia, los valores de la variable bajo estudio siempre se encuentran correlacionados dentro de la región o yacimiento en la cual se estudia dicha variable.

2.5.1.2 Comportamiento a cortas distancias

El comportamiento del variograma a pequeñas distancias es sumamente importante porque es este comportamiento el que se encuentra ligado a la variabilidad espacial de la propiedad o variable bajo estudio. Por ejemplo, si para valores de $|h|$ pequeños, $Z(x)$ y $Z(x+h)$ tienen valores muy diferentes entonces $\gamma(h)$ crecerá muy rápido con pequeñas variaciones de la distancia, lo que indica que la propiedad varía muy rápido entre puntos poco separados. Inversamente, si $Z(x)$ y $Z(x+h)$ son bastantes similares para distancias pequeñas, entonces el variograma crecerá en forma más lenta con pequeñas variaciones de la distancia, indicando que hay menor variabilidad de la propiedad entre puntos poco separados.

El comportamiento del variograma a cortas distancias posee fundamentalmente 3 formas:

2.5.1.2.1 Comportamiento Cuadrático o Parabólico

Este comportamiento indica que la variable regionalizada es sumamente continua e incluso infinitamente diferenciable. La figura 2.2 muestra un comportamiento cuadrático cerca del origen. Esta característica implica que si la variable bajo estudio, por ejemplo, porosidad o saturación de agua, tiene un variograma con un comportamiento cuadrático en el origen, entonces varía poco con pequeñas

variaciones de la distancia. Este tipo de comportamiento generalmente se observa en los topes estructurales de los yacimientos.

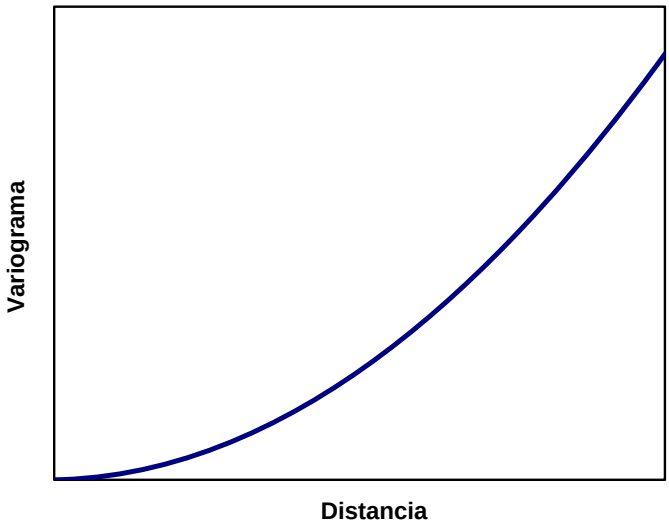


Figura 2.2. Comportamiento parabólico a distancias cortas

2.5.1.2.2 Comportamiento lineal

En este caso la variable regionalizada es continua pero no diferenciable. Esto implica que la variable es menos regular que en el caso anterior. La pendiente de la línea recta que forma el variograma en distancias cercanas al origen es una medida de cuán rápido varía la propiedad. Así, a mayor pendiente mayor es la variación a distancias pequeñas y a menor pendiente menor será la variación en estas distancias. Esto es equivalente a considerar la pendiente como una medida de cuán rápido decae con la distancia la influencia que tiene la variable o propiedad en estudio en un punto en otro punto de la región.

La figura 2.3 muestra varios comportamientos lineales para distancias pequeñas con distintas pendientes.

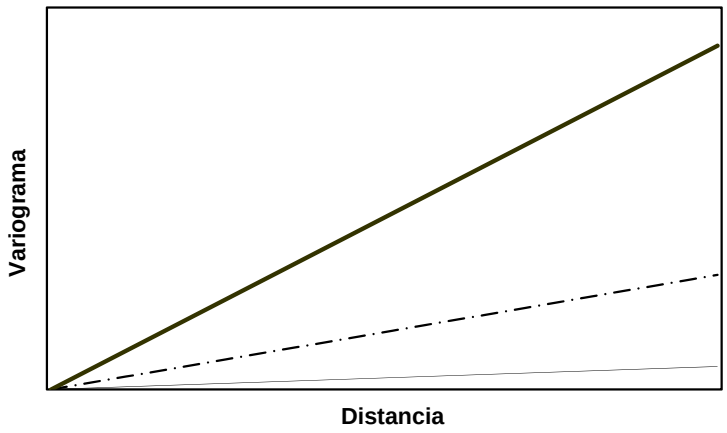


Figura 2.3. Comportamiento lineal a distancias cortas con diversas pendientes

2.5.1.2.3 Discontinuidad en el origen. Efecto pepita o nugget effect

Aunque $\gamma(0)=0$, puede ocurrir que el variograma presente una discontinuidad en el origen. Es decir, para valores de la distancia $|h|$ sumamente pequeños, $\gamma(h)$ no se aproxima a $\gamma(0)$. Esto generalmente suele encontrarse si la variable es extremadamente irregular a distancias cortas, o bien se puede interpretar como errores de medida en esta, o a la presencia de estructuras de tamaño inferior a la distancia a la cual se tomaron las muestras, entre otras.

La figura 2.4 muestra un variograma con una discontinuidad en el origen o *nugget effect* con un valor de 3.

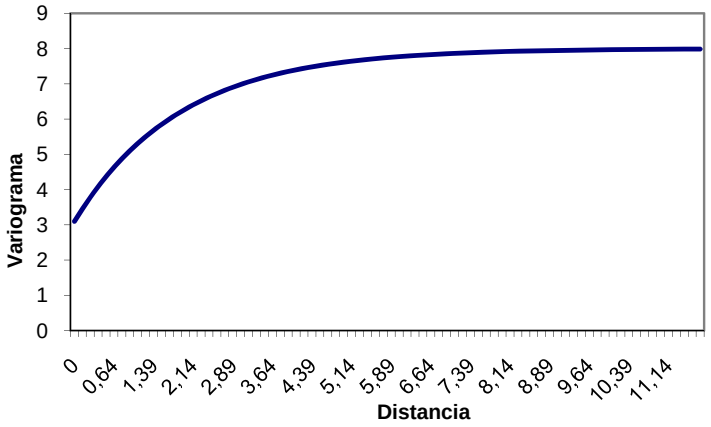


Figura 2.4. Variograma con una discontinuidad nugget effect igual a 3.

2.5.2 Detección de anisotropías

Como se había indicado anteriormente, el variograma, al ser una función dependiente de la distancia y de la dirección en que se calcula, permite detectar direcciones de anisotropía en la variable bajo estudio. Esto se observa al estudiar la forma que tiene el variograma en distintas direcciones y comparar su comportamiento, según los casos estudiados anteriormente. Por ejemplo, supongamos que al calcular el variograma de la porosidad en un yacimiento en las direcciones N-S y E-O se obtiene la Figura 2.5. En este caso se observa que la pendiente en el origen del variograma en la dirección N-S es menor que la pendiente en el origen del variograma en la dirección E-O. Esto indica entonces que la porosidad varía en forma más suave en la dirección N-S que en la dirección E-O. Como se verá más adelante, esta información contenida en el variograma es transmitida al método de estimación por kriging y a las simulaciones estocásticas, obteniéndose de esta manera estimaciones y simulaciones que toman en cuenta la dirección de anisotropía que presenta la variable en el medio.

Los distintos tipos de anisotropía que se pueden observar en el variograma al ser calculado en diferentes direcciones son: La anisotropía geométrica, anisotropía zonal y combinaciones de estas.

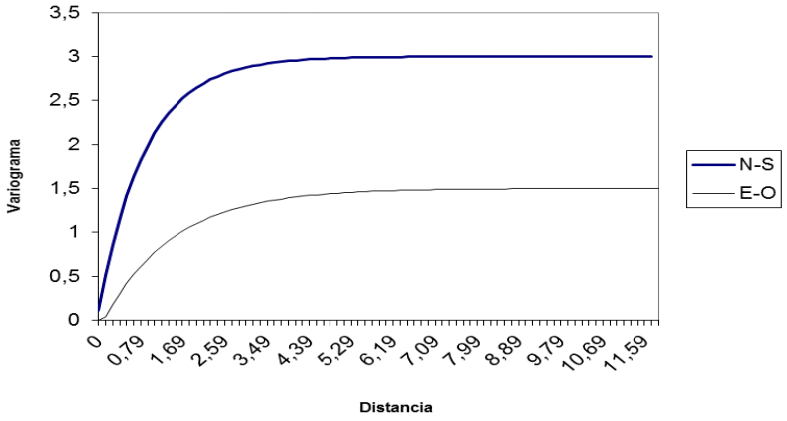


Figura 2.5. Comportamiento anisotrópico de la variable bajo estudio.

2.5.3 Combinación lineal de variogramas

Si $\gamma_1(h), \gamma_2(h), \gamma_3(h), \ldots, \gamma_N(h)$ son distintos variogramas y $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \ldots, \alpha_N$ son números positivos entonces $\gamma(h) = \sum_{i=1}^{n} \alpha_i \gamma_i(h)$ es un variograma. Esta propiedad es fundamental para estudiar variables que puedan presentar variaciones a distintas escalas. Por ejemplo, puede ocurrir que la variación a pequeñas distancias sea más fuerte que a mayores distancias debido a un proceso geológico particular. Este fenómeno se observa en el variograma al poseer una pendiente fuerte en distancias cercanas al origen con un característico cambio de curvatura para distancias mayores, con una pendiente más suave como se puede observar en la figura 2.6

Al variograma resultante de la combinación lineal de variogramas con diversos parámetros (rango y *sill*) se le denomina variograma imbricado o por su nombre en inglés, *nested structure*

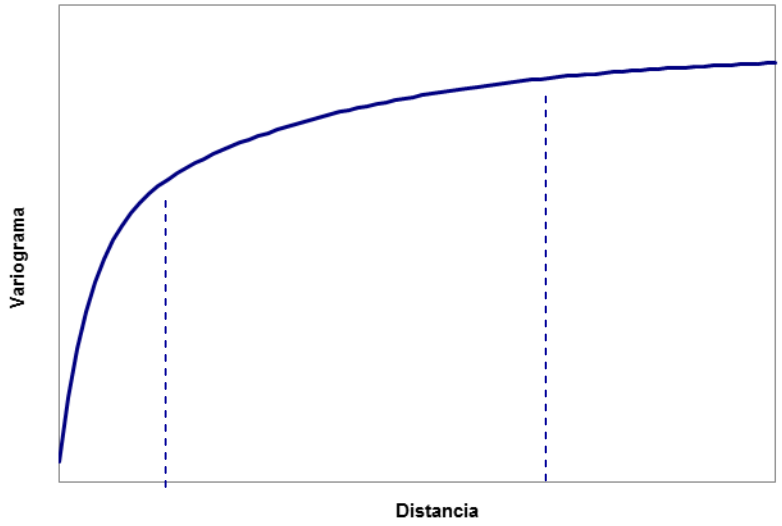


Figura 2.6. Variograma con pendiente mayor a distancias cercanas al origen.

Este tipo de variograma es característico de variables con variaciones a diferentes escalas. Las líneas segmentadas indican los rangos de las dos estructuras imbricadas.

2.5.4 Modelos de variograma

Vistas las propiedades básicas de los variogramas, a continuación se describen algunas funciones que son variogramas isotrópicos. Estas suelen llamarse *modelos de variogramas.* La lista que se presenta no es exhaustiva y los lectores interesados pueden consultar [1]. Asimismo, recordar que h es un vector y que el valor $|h|$ que aparece en las ecuaciones siguientes corresponde al módulo de éste.

2.5.4.1 Efecto pepita puro o nugget effect

Este variograma está definido como

$$\gamma(h) = \begin{cases} 0 & si\ |h| = 0 \\ s & si\ |h| \neq 0 \end{cases} \qquad \textbf{(2.2)}$$

Donde s es el sill del variograma. La figura 2.7 muestra el variograma de nugget effect

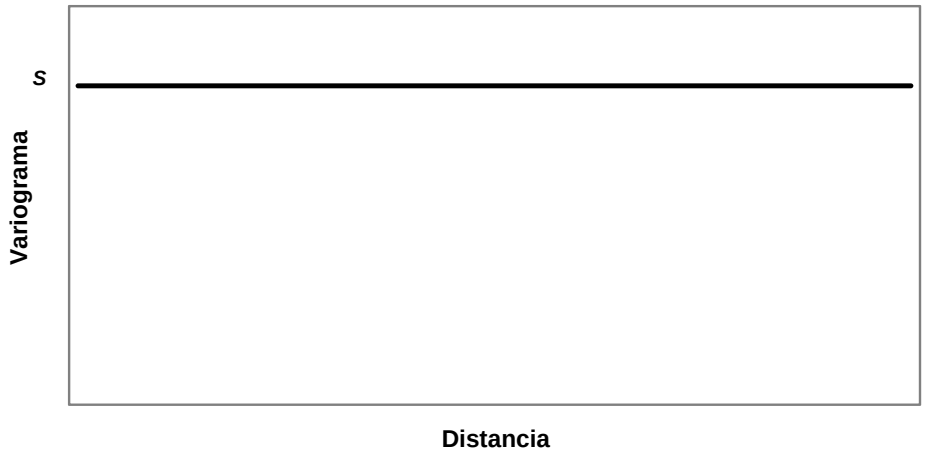


Figura 2.7. Variograma efecto pepita o nugget effect

Este modelo de variograma corresponde a un fenómeno completamente aleatorio, en el cual no hay correlación entre los valores de la variable en estudio en puntos distintos, sin importar cuan cerca estos se encuentran.

2.5.4.2 Modelo Esférico

El modelo esférico se define por

$$\gamma(h) = \begin{cases} s\left(\frac{3}{2}\frac{|h|}{a} - \frac{1}{2}\frac{|h|^3}{a^3}\right) & si \quad |h| \le a \\ s \quad si \quad |h| > a \end{cases} \qquad \textbf{(2.3)}$$

Donde s es el *sill* del variograma y a el alcance o rango.

La Figura 2.8 muestra el variograma esférico. Este modelo presenta un comportamiento lineal en el origen con pendiente igual a $1.5\, s/a$ y es quizás uno de los modelos de variogramas más utilizados.

Figura 2.8. Modelo de variograma esférico

2.5.4.3 Modelo exponencial

El modelo exponencial se define como

$$\gamma(h) = s\left(1 - \exp\left(-\frac{|h|}{a}\right)\right) \qquad \textbf{(2.4)}$$

Donde s es el valor del *sill* y a es el *rango aparente*. En el caso del modelo exponencial el valor a recibe este nombre porque a esta distancia no se estabiliza el variograma. De hecho, el variograma exponencial alcanza el *sill* cuando a tiende al infinito. Por esta razón se suele calcular el *rango experimental,* que se define como la distancia a la cual el variograma alcanza el 95 % del valor del *sill*. Para el variograma exponencial el *rango experimental* es $3a$.

Una forma equivalente de escribir la ecuación que define al variograma exponencial es considerar

$$\gamma(h) = s\left(1 - \exp\left(-\frac{3|h|}{a'}\right)\right) \qquad \textbf{(2.5)}$$

Escrito en esta forma, el *sill* es s y el *rango experimental* es $a' = 3a$. Utilizando esta última ecuación, se obtiene que el variograma exponencial tiene un comportamiento lineal en el origen con pendiente igual a $3s/a$. De esta forma, el variograma exponencial tiene una pendiente mayor en el origen que el variograma esférico.

La figura 2.9 muestra el variograma exponencial.

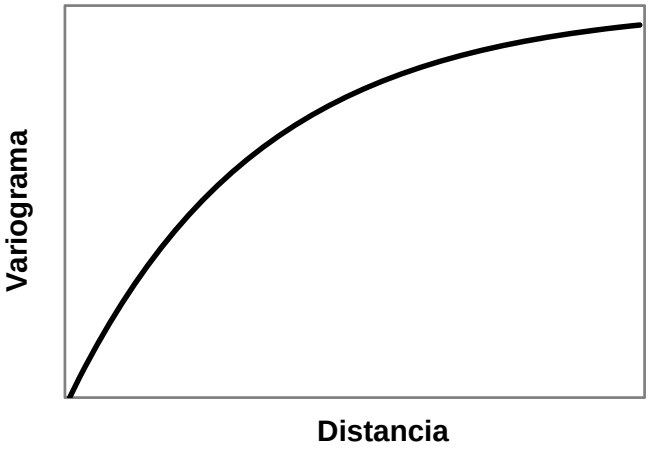


Figura 2.9. Modelo de variograma exponencial

2.5.4.4 Modelo gaussiano

El modelo gaussiano se define como

$$\gamma(h) = s\left(1 - \exp\left(-\frac{|h|^2}{a^2}\right)\right) \qquad \textbf{(2.6)}$$

Donde s es el *sill* y a es el *rango aparente.* Para distancias cercanas a cero, $1 - \exp\left(-\frac{|h|^2}{a^2}\right) \approx \frac{|h|^2}{a^2}$ por lo que este variograma presenta un comportamiento parabólico o cuadrático en el origen, razón por la cual se utiliza para modelar variables extremadamente continuas. El variograma gaussiano tiene rango experimental igual a $\sqrt{3}a$ y al igual que el variograma exponencial, alcanza el *sill* cuando a tiende al infinito.

El modelo gaussiano conduce a inestabilidades numéricas que han sido reportadas en la literatura cuando se utiliza para estimar por kriging. Una solución a este problema es considerar el modelo gaussiano combinado con un modelo de efecto pepita puro.

La Figura 2.10 muestra el variograma gaussiano.

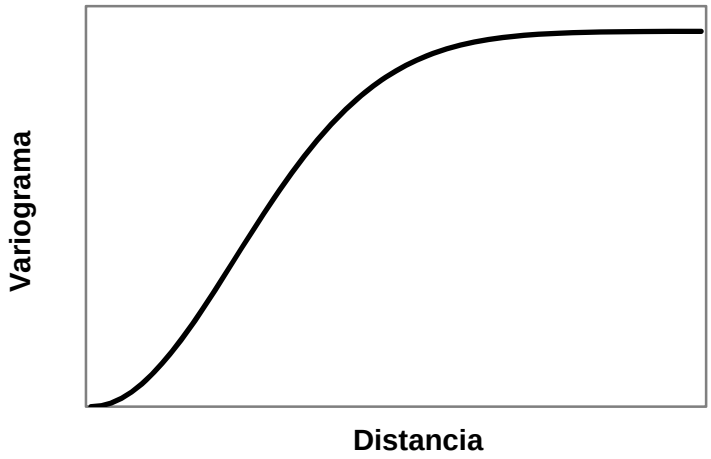


Figura 2.10. Modelo de variograma gaussiano

2.5.4.5 Modelo potencia

El modelo potencia se define como

$$\gamma(h) = s|h|^{p} \qquad \textbf{(2.7)}$$

Donde s es un número positivo que funciona como un factor de escala y p es un parámetro tal que $0 \le p < 2$.

El comportamiento en el origen de este tipo de variograma depende del parámetro p y puede variar desde un comportamiento lineal (por ejemplo $p = 1$) hasta un comportamiento cuadrático (por ejemplo $p = 1.7$). Asimismo, se debe observar que este tipo de variograma no posee un *sill*, por lo cual representan fenómenos no estacionarios o intrínsecos.

La figura 2.11 muestra el comportamiento del variograma potencia para distintos valores de p y factores de escala s.

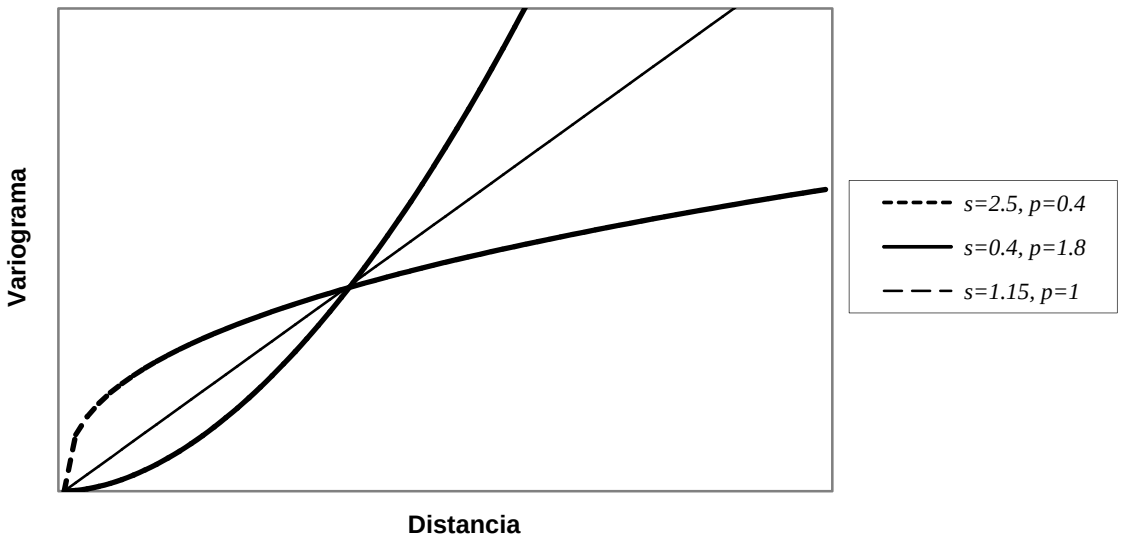


Figura 2.11. Modelos de variograma potencia para distintas potencias.

2.5.4.6 Modelo Cúbico

Este modelo de variograma se encuentra definido por

$$\gamma(h) = \begin{cases} s\left(7\ \frac{|h|^2}{a^2} - 8.75\ \frac{|h|^3}{a^3} + 3.5\ \frac{|h|^5}{a^5} - 0.75\ \frac{|h|^7}{a^7}\right) & si \quad |h| \le a \\ s \quad si \quad |h| > a \end{cases}$$

(2.8)

Es similar al modelo gaussiano, ya que presenta un comportamiento parabólico en el origen, pero a diferencia de este, alcanza el *sill* s y tiene como rango el valor a. La Figura 2.12 muestra la gráfica del modelo cúbico.

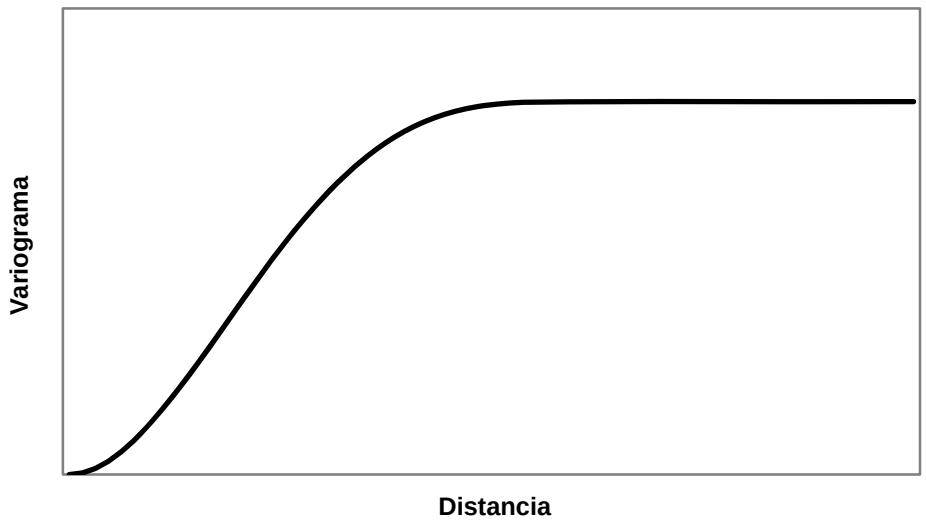


Figura 2.12. Modelo de variograma cúbico

2.5.4.7 Modelo Seno Cardinal

El modelo seno cardinal se define como

$$\gamma(h) = s\left(1 - \frac{\text{seno}(|h|/a)}{|h|/a}\right) \qquad \textbf{(2.9)}$$

Tiene *sill* s y lo alcanza cuando a converge al infinito. El *rango experimental* es $3a$ y es un modelo con comportamiento cuadrático en el origen que sirve para representar modelos sumamente continuos. La figura 2.13 muestra la gráfica del modelo seno cardinal. Este tipo de modelo se utiliza cuando la variable o propiedad en estudio posee periodicidades.

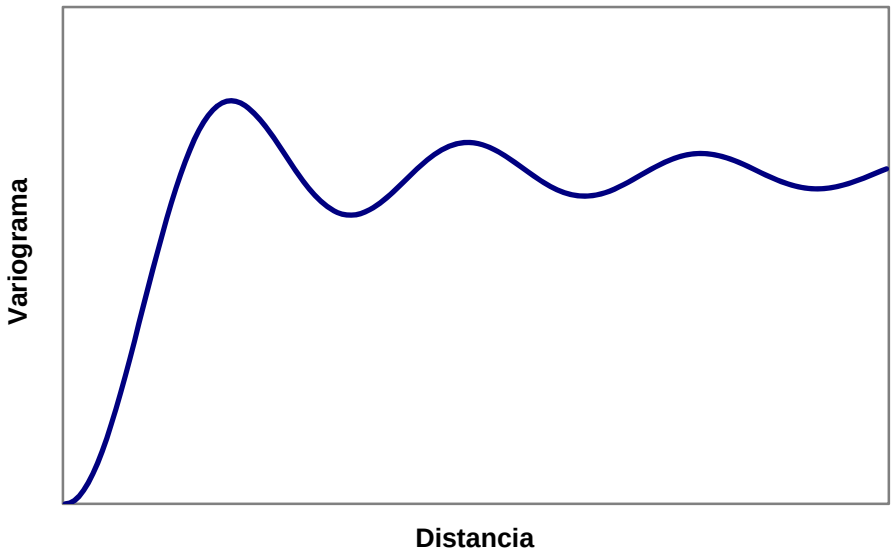


Figura 2.13. Modelo de variograma seno cardinal

2.5.5 Variogramas y facies (Simulación Secuencial de Indicadores (SIS))

Una aplicación importante de los variogramas en el área petrolera se encuentra cuando se consideran las facies como conjuntos aleatorios y se utiliza la función indicadora de cada facies para estudiar el comportamiento espacial de esta a través del variograma. En vista de que el variograma de funciones indicadoras de conjuntos tiene características particulares, a continuación se estudiarán estos y sus propiedades.

La función indicadora $1_F(x)$ de una facies F en el punto x, es la función que es igual a 1 si el punto x pertenece a la facies F y 0 si no. Es decir,

$$1_F(x) = \begin{cases} 1 & si\ x \in F \\ \\ 0 & si\ \ no \end{cases}$$

Si se considera la facies F como un conjunto aleatorio entonces la función indicadora de F es una función aleatoria que puede ser estacionaria o no. En lo sucesivo, se asumirá que la función indicadora es una función aleatoria estacionaria de orden dos. Así, $E\,(1_F(x)) = P(x \in F) = p \in [0,1]$ y el variograma γ_F asociado al conjunto F es

$$\gamma_F(h) = \frac{1}{2} E\left(1_F(x+h) - 1_F(x)\right)^2 \qquad \textbf{(2.10)}$$

2.5.5.1 Propiedades del variograma de funciones indicadoras

Como una clase particular de variogramas, los de funciones indicadoras satisfacen las propiedades de variogramas de funciones aleatorias indicados anteriormente, por lo que continuación se indican únicamente las características propias de los variogramas de funciones indicadoras.

$\gamma_F(h) \leq 0.5$ Para todo h

Como el mayor valor que puede tomar $|1_F(x+h)-1_F(x)|^2$ es igual a 1, se tiene que $\gamma_F(h) \leq 0.5$ para todo h. Esta propiedad indica que un variograma de funciones indicadoras no puede tener un *sill* mayor que 0.5. Así, por ejemplo, un variograma potencia no puede ser un variograma de funciones indicadoras y de igual manera para cualquier variograma que no tenga un *sill* finito.

2.5.5.1.1 Comportamiento a grandes distancias

Si d es el rango de $C_F(h)$ entonces $C_F(h) = 0$ para todo h tal que $|h| \geq d$. De esta forma, por la propiedad anterior, $\gamma_F(h) \leq 0.25$ sí $|h| \geq d$. Esta propiedad indica que para distancias grandes el variograma de funciones indicadoras no puede tener un valor mayor a 0.25, o equivalentemente, el *sill* no puede ser superior a 0.25. Este mismo resultado se obtiene sí $C_F(h) \geq 0$. En consecuencia, se tiene una acotación más pequeña a la obtenida en 2. 5. 1.

2.5.5.1.2 Comportamiento a cortas distancias

Todo variograma $\gamma_F(h)$ satisface la desigualdad triangular:

$$\gamma_F(h_1 + h_2) \leq \gamma_F(h_1) + \gamma_F(h_2)$$

Esta simple desigualdad tiene una importante consecuencia en el comportamiento en el origen de los variogramas de funciones indicadoras. Por ejemplo, se tiene que un variograma de funciones indicadoras no puede tener comportamiento de la forma $|h|^p$ con $p > 1$ en el origen, ya que si esto ocurriese, se tendría por la desigualdad anterior que, $\gamma_F(2h) \leq 2\gamma_F(h)$ o equivalentemente que $2^p \leq 2$ y esto ocurre si y sólo sí $p \leq 1$. En consecuencia, un modelo gaussiano no puede ser un variograma de funciones indicadoras.

2.5.5.1.3 Rango y Anisotropías

Se puede demostrar que

$$\gamma_F(h) = P(\, x \in F \; y \; x+h \notin F)$$

$$= P(x \in F) - P(x \in F \; y \; x+h \in F)$$

(2.11)

Ahora bien, como generalmente los variogramas son funciones crecientes del módulo del vector h, se observa que a medida que el módulo se incrementa, crece la probabilidad de que el punto $x \in F$ pero $x+h \notin F$. Con lo cual, el rango del variograma de funciones indicadoras proporciona una idea de la longitud del conjunto F en la dirección en la cual fue calculado. Así, por ejemplo, si el rango del variograma de la función indicadora de facies de canal es de 200 m en la dirección E-O, significa que en esa dirección la longitud promedio de dichas facies es de 200 m.

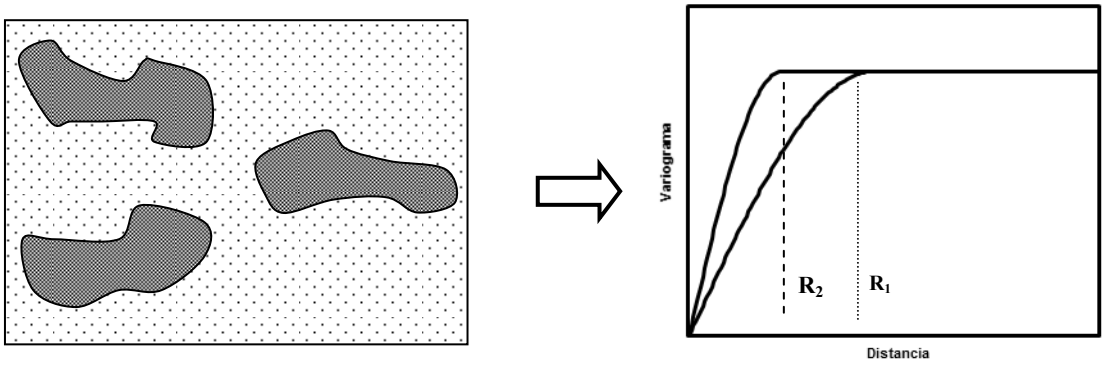


Figura 2.14. Ejemplo interpretación de rangos variograma funciones indicadoras.

Considérese por ejemplo, el conjunto F formado por la unión de los 3 elementos destacados en la figura 2.14. Al calcular el variograma de la función indicadora de F en la dirección E-O y N-S, se obtiene un comportamiento como el mostrado en la

figura 2.16, donde los rangos en cada una de las direcciones proporcionan una idea de la extensión de los elementos de F en dichas direcciones.

El variograma de funciones indicadoras es una herramienta útil para el estudio y simulación de facies, sin embargo tiene limitaciones importantes. Por ejemplo, a través del variograma de funciones indicadoras no se obtiene ninguna información de la conectividad del conjunto, como puede apreciarse en la figura 2.14. Más aún, se puede demostrar que un conjunto F y su complemento tienen el mismo variograma. Esto implica, por ejemplo, que si se consideran dos facies, arenas de canal y su complemento (toda facies que no sea arenas de canal) entonces se tendrá el mismo variograma para las dos, a pesar de ser sus conectividades bastantes diferentes.

Hasta ahora se ha estudiado el variograma como una herramienta para obtener información de una sola variable, por ejemplo para saber la dirección de máxima y mínima continuidad de la porosidad en un yacimiento o para el estudio de facies. Sin embargo, la idea del variograma puede ser extendida a dos o más variables para estudiar el comportamiento de estas en forma conjunta. A continuación se estudiarán este tipo de variogramas, que aparecen en los sistemas de cokriging y collocated cokriging que se estudiarán posteriormente.

2.5.6 El variograma experimental

En general en un estudio geoestadístico es necesario determinar el modelo de variograma que será usado para la estimación o simulación de la variable en estudio. En general, este trabajo es difícil de realizar y debe ser llevado a cabo con mucha cautela, tratando de incorporar el mayor conocimiento de los datos que se estudian y de las distintas disciplinas que puedan aportar información sobre el comportamiento de estos, ya que todos los procedimientos posteriores dentro del propio estudio geoestadístico requieren del variograma previamente escogido. Por consiguiente, el variograma no se debe fijar arbitrariamente sino que debe ser obtenido de la propia información que aportan los datos o variable en estudio. Para ello, se utiliza el **variograma experimental**, que en el caso de una sola variable, se define por:

$$\gamma^*(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{|x_i - x_j| = |h|} (z(x_i) - z(x_j))^2 \qquad \textbf{(2.11)}$$

Donde $N(h)$ es el número de pares de puntos que se encuentran a una distancia $|h|$, $z(x)$ es el valor de la propiedad medida en el punto x y la suma se considera sobre todos los pares que estén separados una distancia $|h|$ en la dirección del vector h. En el caso de 2 variables Z y Y, el variograma cruzado experimental se define como:

$$\gamma^*_{ZY}(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{|x_i - x_j| = |h|} (z(x_i) - z(x_j))(y(x_i) - y(x_j)) \qquad \textbf{(2.12)}$$

Donde $z(x)$ y $y(x)$ son los valores de las propiedades o variables observadas en el punto x. Nótese que $\gamma^*(h)$ y $\gamma^*_{ZY}(h)$ son simplemente discretizaciones de $\gamma(h)$ y $\gamma_{ZY}(h)$ respectivamente. De esta forma, para hallar un modelo de variograma que se adapte a los datos con que se cuentan, se procede básicamente en la forma siguiente:

2.5.7 Cálculo del variograma experimental

Se calcula primero el variograma experimental en diversas direcciones y distancias, con la finalidad de detectar el comportamiento espacial de la variable. Esto es, por ejemplo, para determinar si hay mayor relación entre puntos separados por una distancia dada en el sentido N-S que en el sentido E-O, o si por el contrario, la variación de la propiedad entre dos puntos depende sólo de la distancia que los separa, o bien para estudiar tendencias o *drift* en la variable, así como su comportamiento a pequeñas y grandes distancias.

Como resultado de este estudio, se tiene, en cada dirección utilizada, un conjunto de puntos que representa el valor del variograma experimental calculado para distintos valores de la distancia en dicha dirección. Al graficar estos puntos, se obtiene una representación discreta (ya que se cuenta con un número finito de muestras de la variable o propiedad en estudio) de como varía el variograma experimental en una cierta dirección al variar la distancia. Un ejemplo de este tipo de gráfico se muestra en la figura 2.15, donde se presenta el variograma experimental calculado en una sola dirección y para distintos valores de distancia.

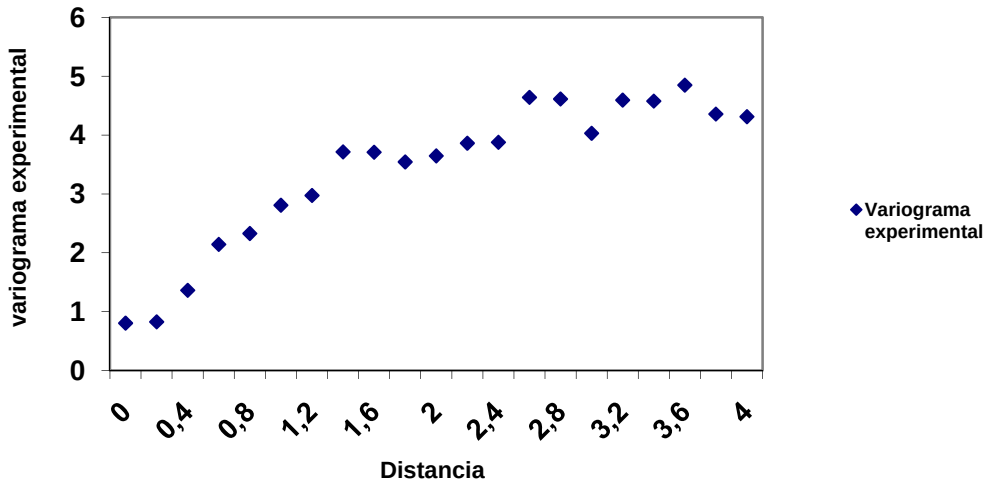


Figura 2.15. Ejemplo de un variograma experimental

Es usual escoger entre todos los variogramas experimentales, aquellos que representan las direcciones de mayor y menor continuidad espacial de la variable, ya que a partir de estas se puede definir un elipsoide de anisotropía en cualquier dirección.

2.5.7.1 Ajuste de un modelo de variograma

Una vez escogidos los variogramas experimentales a utilizar, se ajusta un modelo de variograma a estos, utilizando cualquiera de los modelos de variograma y variando para ello los parámetros que definen el modelo de variograma. Por ejemplo, el *sill*, el rango o la potencia en el caso del modelo potencia. Este ajuste generalmente se realiza buscando que el modelo pase cerca de todo los puntos del variograma experimental o siga la tendencia de estos, y el criterio ampliamente utilizado para ello es netamente visual, ya que a pesar de existir métodos que realizan este ajuste, el tiempo de cómputo que se requiere para este hace que su uso sea poco frecuente.

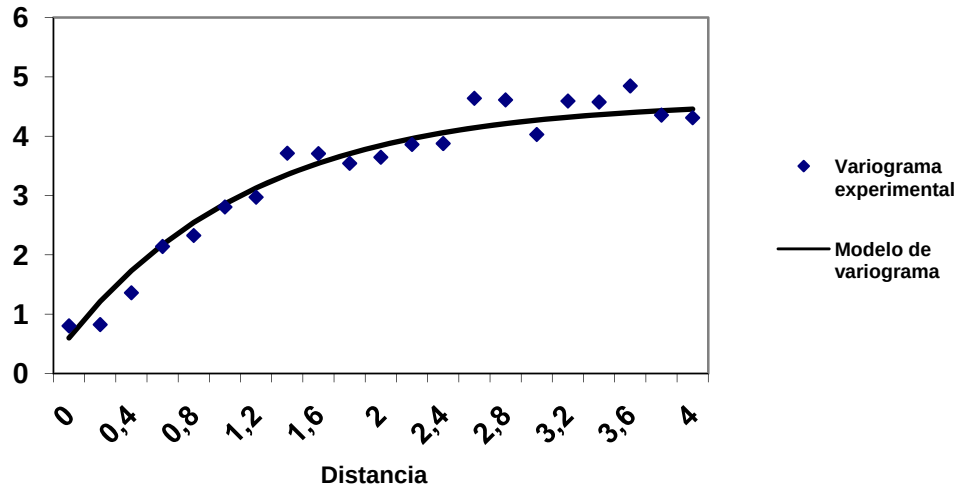


Figura 2.16. Ejemplo ajuste de variograma modelo exponencial al experimental de la figura 2.15.

Es así como se obtiene un modelo de variograma representativo de los datos o variable bajo estudio. Un ajuste del variograma experimental de la figura 2.15 se muestra en la figura 2.16.

Nótese que el modelo de variograma proporciona un valor en distancias donde el valor del variograma experimental se desconoce, lo cual, como se verá en las secciones de kriging y simulación, es fundamental para la estimación o simulación de la variable en estudio. Ahora bien, aunque podrían obtenerse valores en distancias intermedias a través de una interpolación entre los puntos del variograma experimental, los valores así obtenidos no pueden ser usados en los sistemas de kriging, por que no garantizan la existencia y unicidad de la solución. Esto sólo se consigue cuando se utilizan los valores provenientes de un modelo de variograma. Asimismo, el variograma experimental no puede ser utilizado como un variograma, ya que no satisface las propiedades de todo variograma vistas anteriormente.

Dada la importancia del variograma experimental como fuente de información para capturar el comportamiento espacial de la variable a través del modelo de variograma que se le ajusta, a continuación se indica como calcular el variograma experimental a partir de los datos que se desean estudiar. Para ello se estudian los casos siguientes:

2.5.7.2 Datos igualmente espaciados

En este caso, se sabe exactamente la distancia que separa a los datos, por lo cual basta tomar la suma de la diferencia al cuadrado de los pares de puntos que se encuentran a la distancia h en la dirección en la cual se calcula el variograma y dividir por dos veces el número de pares encontrados. Luego, el procedimiento se repite para distintos valores de h de acuerdo con el espaciamiento que tengan los datos. Por ejemplo, considérese que los datos de la Figura 2.17 representan la porosidad medida en un núcleo cada centímetro.

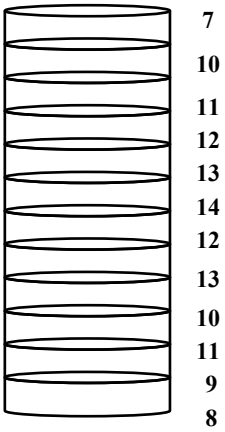


Figura 2.17. Datos de porosidad en un núcleo separados 1 centímetro

A la distancia cero el variograma es igual a cero por definición, así $\gamma^*(0)=0$. El valor del variograma a la distancia de 1 centímetro se obtiene considerando todos los pares de puntos separados 1 centímetro. Así, como el número de pares de puntos separados 1 centímetro es igual a 11 se tiene que

$$\gamma^*(1)=\frac{1}{2\cdot 11}\left((7-10)^2+(10-11)^2+(11-12)^2+(12-13)^2+(13-14)^2+\ldots+(9-8)^2\right)=1.5$$

Análogamente, el valor del variograma experimental a la distancia de 2 centímetros se obtiene considerando los pares de puntos separados 2 centímetros. En este caso el número de pares es 10 y se tiene que

$$\gamma^*(2)=\frac{1}{2\cdot 10}\left((7-11)^2+(10-12)^2+(11-13)^2+(12-14)^2+(13-12)^2+\ldots+(11-8)^2\right)=2.4$$

Así sucesivamente se van obteniendo los diversos valores del variograma a diversas distancias, con lo cual $\gamma^*(3)=4.4$, $\gamma^*(4)=6.62, \gamma^*(5)=7.57$ y $\gamma^*(6)=7.33$. Al graficar los valores de *h* considerados contra los valores del variograma obtenidos, se tiene la figura 2.18.

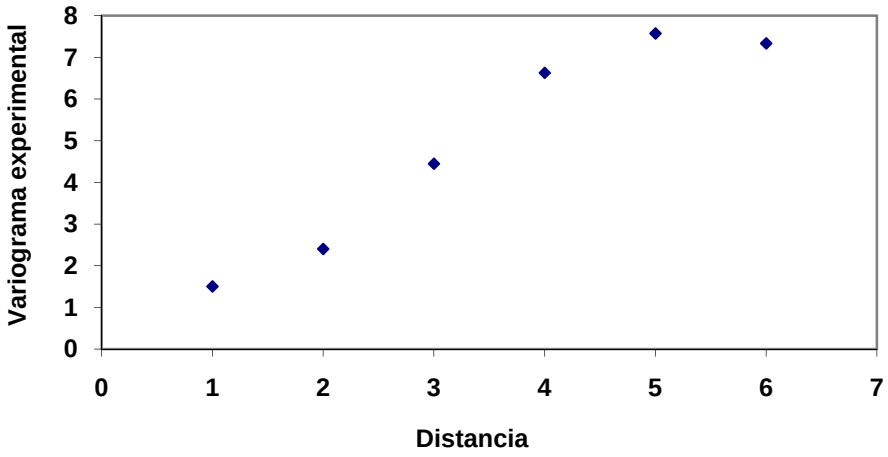


Figura 2.18. Variograma experimental para los valores de la figura 2.17.

En el caso de dos dimensiones y datos igualmente espaciados se procede de manera análoga. Considérese por ejemplo los datos de la tabla 1. Para calcular el variograma experimental en la dirección E-O, se utilizan todos los pares de puntos en esta dirección separados por la distancia en la cual se desea calcular el variograma experimental y se procede como antes. Por ejemplo, si se desea evaluar el variograma experimental en la distancia de 2 metros en la dirección E-O, se consideran todos los pares de puntos separados 2 metros a través de todas las filas de la tabla, se calcula la suma al cuadrado de sus diferencias y finalmente se divide entre dos veces el número de pares hallados. De manera análoga se calcula el variograma experimental en la dirección N-S, pero esta vez se consideran pares de puntos a través de todas las columnas de la tabla.

Tabla 2.1 Datos en dos dimensiones regularmente espaciados 1 metro cada uno

1	3	6	8	2	4	4
5	2	4	2	5	3	1
10	15	20	25	20	18	24
25	20	16	14	17	10	8
2	4	1	2	5	1	4
15	12	15	10	14	20	25
30	28	32	30	28	34	32

Los resultados del cálculo del variograma experimental en las direcciones N-S y E-O de los datos de la tabla 2.1 se presentan en la tabla 2.2.

Tabla 2.2 Resultados cálculo del variogramaexperimental de los datos tabla 1.

	E-O	N-S
$\gamma^*(1)$	6,833	84,904
$\gamma^*(2)$	12,714	156,557
$\gamma^*(3)$	14,982	62,714
$\gamma^*(4)$	14,309	60,333

El variograma experimental en la dirección E-O y N-S se muestra en la figura 2.19. En esta se utilizó escala logarítmica en el eje Y únicamente para resaltar la diferencia entre ambas direcciones.

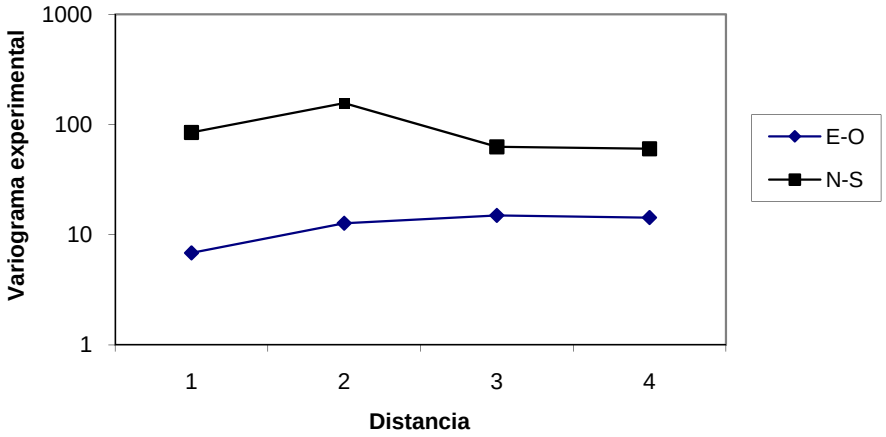


Figura 2.19. Variograma experimental en las direcciones E-O y N-S para los datos de la tabla 1.

En forma similar se realiza el cálculo del variograma en 3 dimensiones cuando los datos están igualmente espaciados. Sin embargo, es poco frecuente encontrar este tipo de datos, por lo que es necesario establecer una estrategia o criterio para el cálculo del variograma cuando los datos no se encuentran igualmente espaciados. Esta estrategia o criterio se describe en el punto a continuación.

2.5.7.3 Datos irregularmente espaciados

En este caso el cálculo de variograma experimental resulta más complejo, ya que para una dirección θ y una distancia h dada, no necesariamente existen pares de puntos en la dirección θ separados por la distancia h. Para proceder entonces con el cálculo del variograma experimental se definen clases de distancia y dirección, y se utilizan

los puntos pertenecientes a ambas para calcularlo como se hizo anteriormente. A continuación se estudian cada una de las clases mencionadas.

2.5.8 Clases de distancia

Para una distancia o $lag\,h$, se define una tolerancia Δh, que generalmente es un porcentaje de h, y se escogen todos los puntos que se encuentran separados por una distancia mayor que $h-\Delta h$ y menor que $h+\Delta h$ del punto de referencia. Estos puntos forman la clase de distancia o $lag\,h$, y son los que se utilizan para calcular el valor del variograma experimental a la distancia h, y cualesquiera otros puntos son descartados. Posteriormente, los valores del variograma experimental se obtienen en distancias que son múltiplos del $lag\,h$. Es decir, en distancias de la forma $2h, 3h, 4h, \ldots, nh$ conservando la misma tolerancia Δh para definir las clases de distancia correspondientes a estas. Por ejemplo, la clase de distancia para $3h$ se encuentra formada por todos los puntos cuya distancia al punto de referencia es mayor que $3h-\Delta h$ y menor que $3h+\Delta h$.

La figura 2.20 muestra un ejemplo del cálculo del variograma experimental utilizando clases de distancia. Tomando como referencia el punto $z(x_1)$, se observa que ninguno de los otros puntos se encuentran a la distancia de $h, 2h$ o $3h$ de $z(x_1)$. Sin embargo, el punto $z(x_2)$ se encuentra en la clase de distancia de h, los puntos $z(x_3)$ y $z(x_4)$ pertenecen a la clase de distancia de $2h$ y el punto $z(x_5)$ a la clase de distancia de $3h$. En este caso, el valor del variograma experimental a la distancia de $2h$ se calcularía utilizando los pares formados por $z(x_1)$ y $z(x_3)$ por $z(x_1)$ y $z(x_4)$ los que se obtienen al repetir el proceso tomando como referencia los restantes puntos.

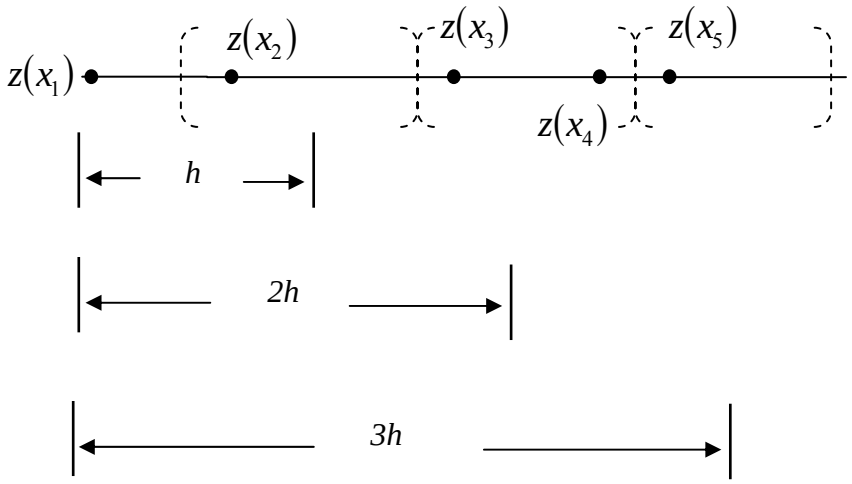


Figura 2.20. Ejemplo del cálculo del variograma experimental utilizando clases de distancias

Es usual escoger la tolerancia Δh como el 50% del valor del $lag\,h$, ya que de esta forma las clases de distancia no se superponen. Esto implica que no existen pares de puntos repetidos en el cálculo del variograma experimental en distancias diferentes, lo que produciría un suavizamiento del variograma experimental e incrementaría su valor en el origen, lo cual no es conveniente debido a la importancia de detectar lo mejor posible, el comportamiento en el origen de la variable o propiedad en estudio. Asimismo, esta escogencia del *lag* asegura que no hay valores de la variable o propiedad fuera de alguna clase de distancia. En cuanto al número n de *lag* a utilizar, este se escoge de manera tal que nh no exceda la mitad de la medida del dominio sobre el cual se trabaja, y en lo que respecta al valor inicial del $lag\,h$, en la industria petrolera un valor apropiado es la distancia promedio entre los pozos.

2.5.9 Clases de dirección

Al igual que con la distancia, puede ocurrir que no existan puntos exactamente en la dirección especificada. Entonces para una dirección θ se define una tolerancia $\Delta\theta$ y se escogen todos los puntos que se encuentran entre las direcciones $\theta - \Delta\theta$ y $\theta + \Delta\theta$. Estos puntos forman la clase de la dirección θ y son los que se utilizan para calcular

el valor del variograma experimental en dicha dirección, mientras que cualesquiera otros puntos son descartados.

La figura 2.21 muestra en forma gráfica como se determina la clase de una dirección arbitraria θ. En esta puede observarse además que el cono formado crece a medida que se incrementa la distancia del punto destacado, lo cual puede contribuir a que la anisotropía de la variable o propiedad no sea capturada en forma adecuada. Para evitar este inconveniente se define un valor b que se denomina ancho de banda, de forma tal que cuando la distancia entre el eje principal en la dirección θ y cualesquiera de los otros ejes en las direcciones $\theta \pm \Delta\theta$ es mayor a b, el cono se trunca para que el ancho sea constantemente igual a $2b$, como se muestra en la figura 2.21, y al igual que antes se escogen sólo los puntos en la región así formada.

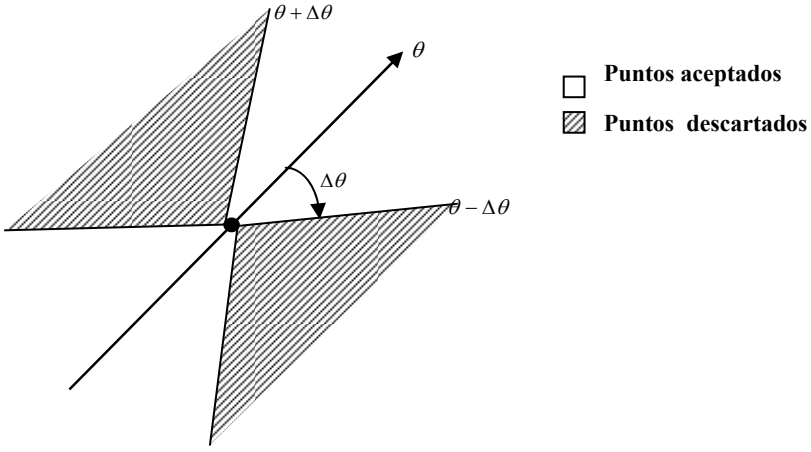


Figura 2.21. Forma en que se define la clase de la dirección θ.

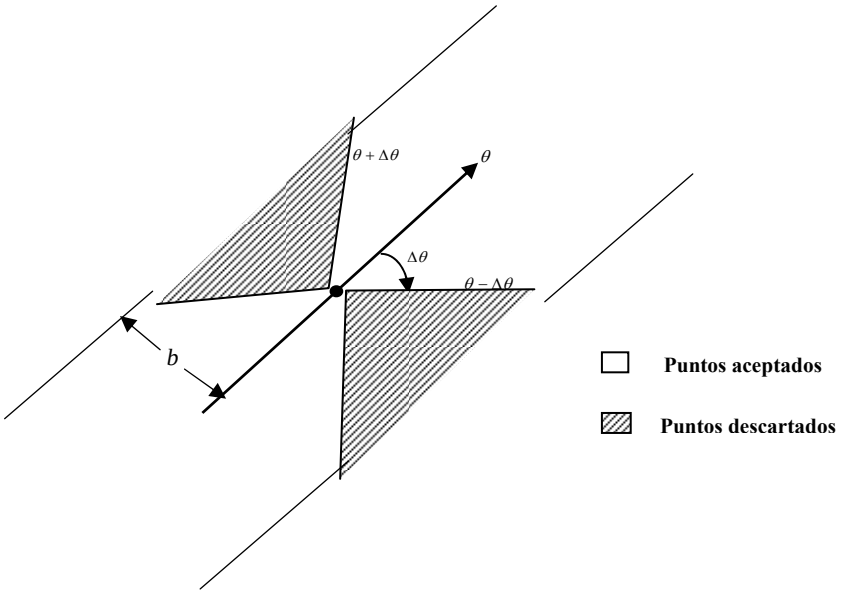


Figura 2.22. Clase de la dirección θ y el truncamiento considerado para detección anisotropica.

El valor b del truncamiento junto con la tolerancia angular $\Delta\theta$ son parámetros fundamentales para capturar la anisotropía de la variable en estudio.

Una vez que ha sido definida la clase de dirección θ, entonces para cada punto $z(x)$ donde ha sido observada la propiedad o variable en estudio, se escogen los puntos que están en esta y en las clases de distancia $h, 2h, 3h, \ldots, nh$ para formar pares de puntos que se utilizarán para calcular los valores del variograma en la dirección θ y a distancias $h, 2h, 3h, \ldots, nh$. Esto se muestra gráficamente en la figura 2.23.

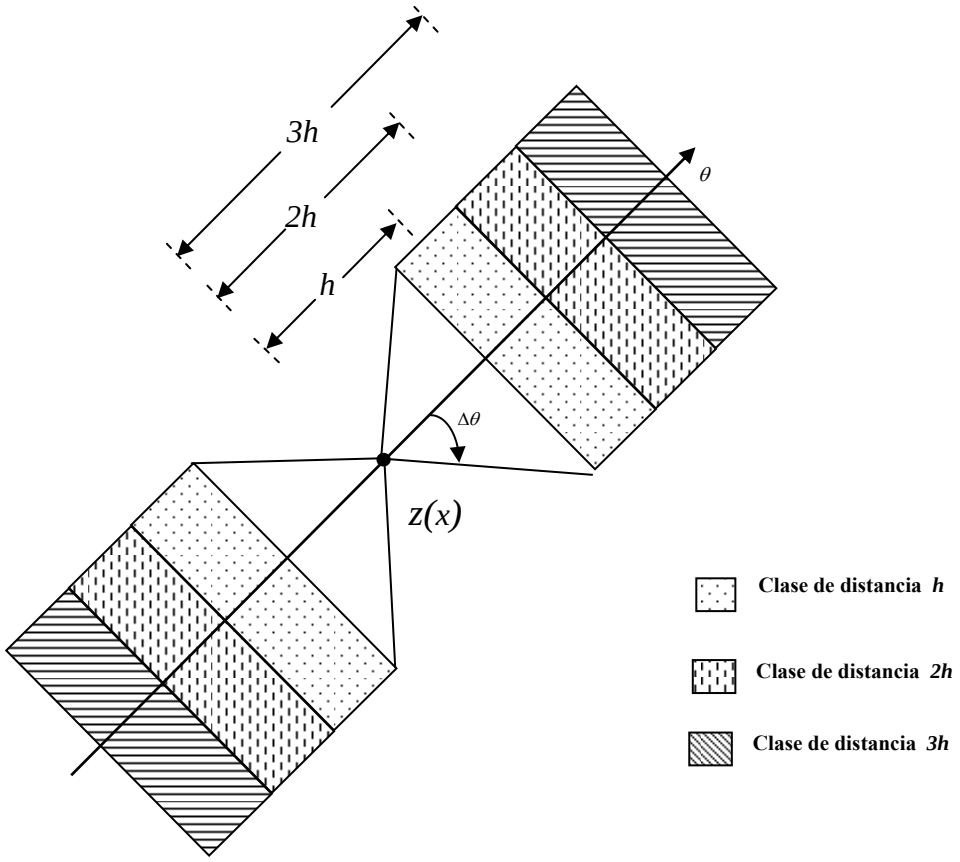


Figura 2.23. Clases de distancia y dirección para el cálculo del variograma experimental.

2.5.10 Desventaja del variograma

Entre las mayores desventajas del variograma se pueden destacar las siguientes:

2.5.10.1 Sensibilidad a valores extremos

El variograma involucra una diferencia al cuadrado entre la variable o propiedad en estudio en dos puntos distintos. Cuando esta cambia bruscamente o se comparan valores bastantes disímiles, la diferencia al cuadrado es muy grande e influye notablemente en la forma que tiene el variograma. Esto hace que la continuidad espacial buscada a través del variograma no sea detectada correctamente. Esta

deficiencia suele ser reportada en la literatura indicando que el variograma experimental no es un ***estimador robusto*** del variograma. Por esta razón, se han estudiado otras medidas de variabilidad espacial que sean menos sensibles a valores extremos, las cuales se utilizan para calcular el variograma experimental y ajustar un modelo de La figura 2.24 muestra el ejemplo de la figura 2.17, considerando ahora dos valores extremos, el variograma experimental de estos valores. Nótese como se pierde la estructura observada en la figura 2.20.

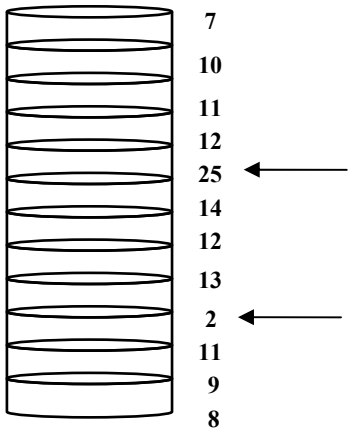


Figura 2.24. Valores de la figura 2.17, donde se cambiaron los valores indicados.

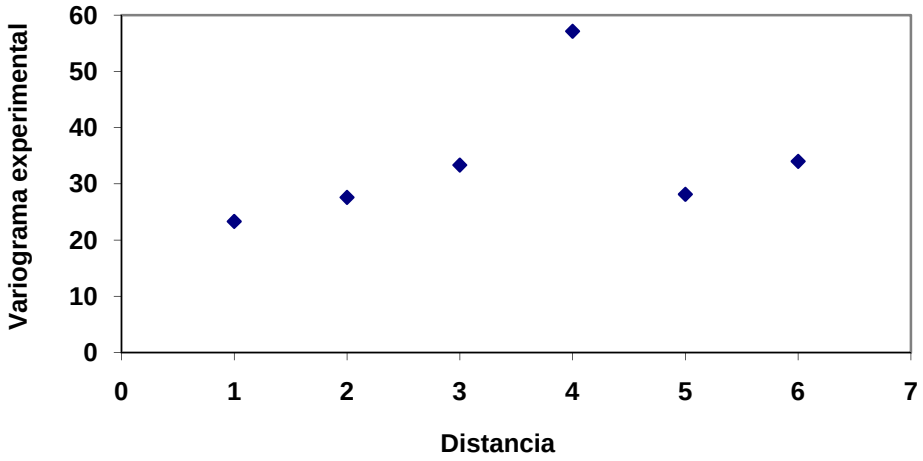


Figura 2.25. Variograma experimental para los datos de la figura 2.24.

El efecto de los valores indicados en la figura 2.25 se puede observar en el *variogram cloud* que se muestra en la figura 2.26.

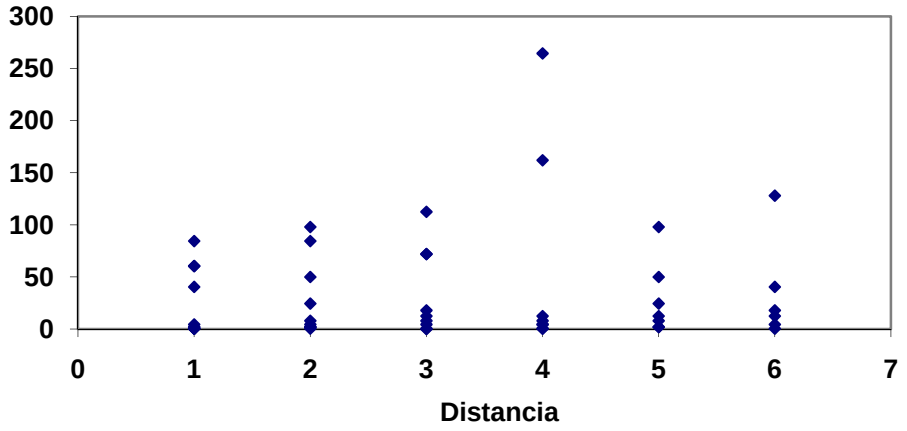


Figura 2.26. . Variogram cloud de los valores de la figura.2.24

2.5.10.2 Estadística de dos puntos

Con esto se quiere indicar que a través del variograma sólo se estudia la relación entre dos puntos cada vez. Esta característica no permite, por ejemplo, determinar la sinuosidad de los canales cuando se utilizan los variogramas de variables indicadoras. Esta deficiencia ha orientado las investigaciones recientes a considerar técnicas multipuntos, donde se estudian relaciones entre más de dos puntos.

2.6 Kriging

El kriging es el término usado para designar al "mejor estimador lineal insesgado" de un punto y al mejor promedio lineal móvil ponderado de un bloque.

Este término surgió a mediados de 1960 para nombrar una técnica creada en Francia por Matheron a partir de los trabajos de D. G. Krige quién fue probablemente el primero que hizo uso de la correlación espacial y del mejor estimador lineal insesgado.

El kriging es una técnica de estimación local que ofrece el mejor estimador lineal insesgado de una característica desconocida que se estudia.

2.6.1 Clasificación de los diferentes tipos de kriging

Según la forma del estimador

- lineales:
    - Simple
    - Ordinario
    - Universal
    - Residual
- no lineales:
    - Disyuntivo
    - Indicador
    - Probabilístico

Según el soporte de la medición de los datos

- puntual
- en bloques

Kriging paramétrico y no paramétrico

- paramétrico:
    - Multigaussiano
    - Disyuntivo
    - Lognormal
- no paramétrico:
    - Simple
    - Ordinario
    - Universal
    - Residual
    - Indicador
    - Probabilístico

2.7 Simulación de funciones aleatorias.

Las aplicaciones de la simulación de funciones aleatorias en los últimos tiempos han adquirido una importancia cada vez mayor en la industria del petróleo, lo cual ha hecho que esta área de la geoestadística sea la que más activamente se ha desarrollado. Actualmente los métodos más usados son:

- Matricial
- Espectral
- Bandas Rotantes
- Secuencial Gaussiano
- Secuencial Indicador
- Gaussiano Truncado
- Recocido (Annealing) Simulado

2.7.1 Métodos secuenciales

En estos métodos un nuevo valor simulado ( ) S Z x se obtiene a partir de la función de distribución de probabilidad estimada usando los valores observacionales (reales) y los valores previamente simulados en etapas anteriores en una vecindad del punto x. En dependencia de cómo se estime la función distribución de probabilidad, existen dos métodos secuenciales:

2.7.1.1 Secuencial gaussiano

Se obtiene la estimación usando kriging ordinario aplicado a los datos estandarizados, es decir $Y(x_i) = (Z(x_i) - m_z)/\sigma_z$, *i=1,….n*. Se requiere del modelo del semivariograma basado en los datos transformados y cada vez que se obtienen los valores estimado son transformados hacia atrás a su escala original. Su dificultad principal estriba en el grado de conocimiento que se posea de la función distribución de probabilidad, lo cual puede ser suplido en parte por la experiencia previa sobre la naturaleza del fenómeno que se simula.

2.7.1.2 Secuencial indicador

Usa el kriging indicador para estimar la función distribución de probabilidad local. Requiere del modelo del semivariograma para cada valor de corte c z especificado por el usuario o como alternativa más eficiente pero menos precisa del semivariograma obtenido para el valor corte correspondiente a la mediana

2.8 Simulación geoestadística por objetos o booleana

Este tipo de simulación usa la geoestadística para distribuir los valores en el mallado pero limitándola a objetos previamente modelados, es decir mientras una condición se cumpla (que la celda este dentro o fuera del objeto) el algoritmo arrojara los valores.

2.9 Simulación geoestadística por pixel

Este tipo de simulación usa la geoestadística para distribuir los valores en un mallado en función de los variogramas previamente cargados, estos no van a describir ninguna tendencia o modelo geológico.

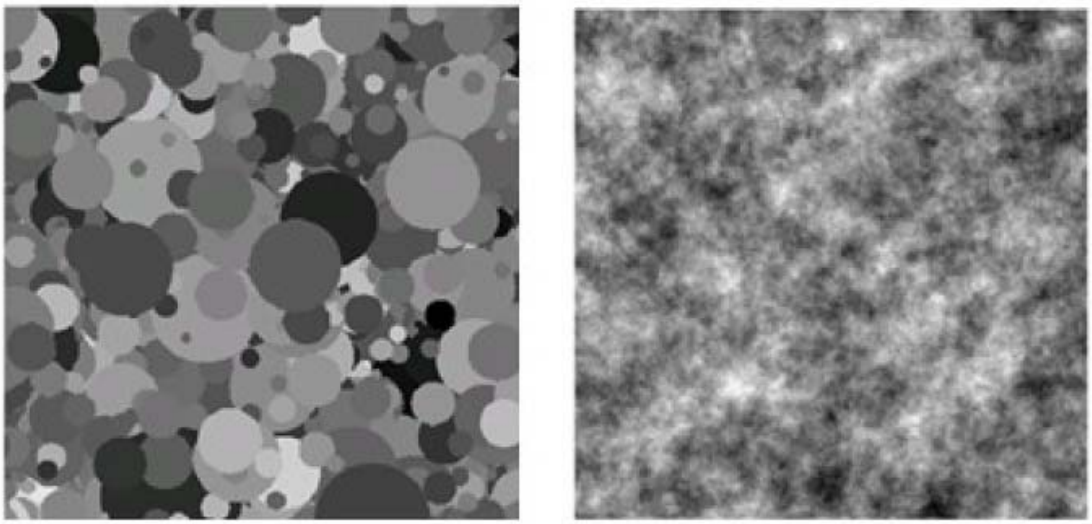


Figura 2.27. Ejemplos de simulación basada en objetos y simulación basada en pixel.

3 CapítuloIII Marco Metodológico

3.1 Alcance

El trabajo realizado aplica en el yacimiento OFI INF SDZ-2X A1 perteneciente al distrito Cabrutica, limitado por las secuencias 4 a 5 entre las superficies SBK y SBST3 a profundidades comprendidas desde 1600 píes hasta 2900 píes. Este estudio abarca el modelado en 3D de los modelos estructurales, de facies y petrofísicos y el modelo estratigráfico en el área reservada este, la representación de las unidades genéticas/secuenciales que constituyen sistemas encadenados interpretados en el marco estratigráfico y la reproducción de los elementos estructurales previamente interpretados.

3.2 Métodos y procedimientos

Para el desarrollo del modelo geoestadístico del yacimiento OFI INF SDZ 2X A1 se definió un flujo de trabajo que se encuentra descrito en la figura 3.1.

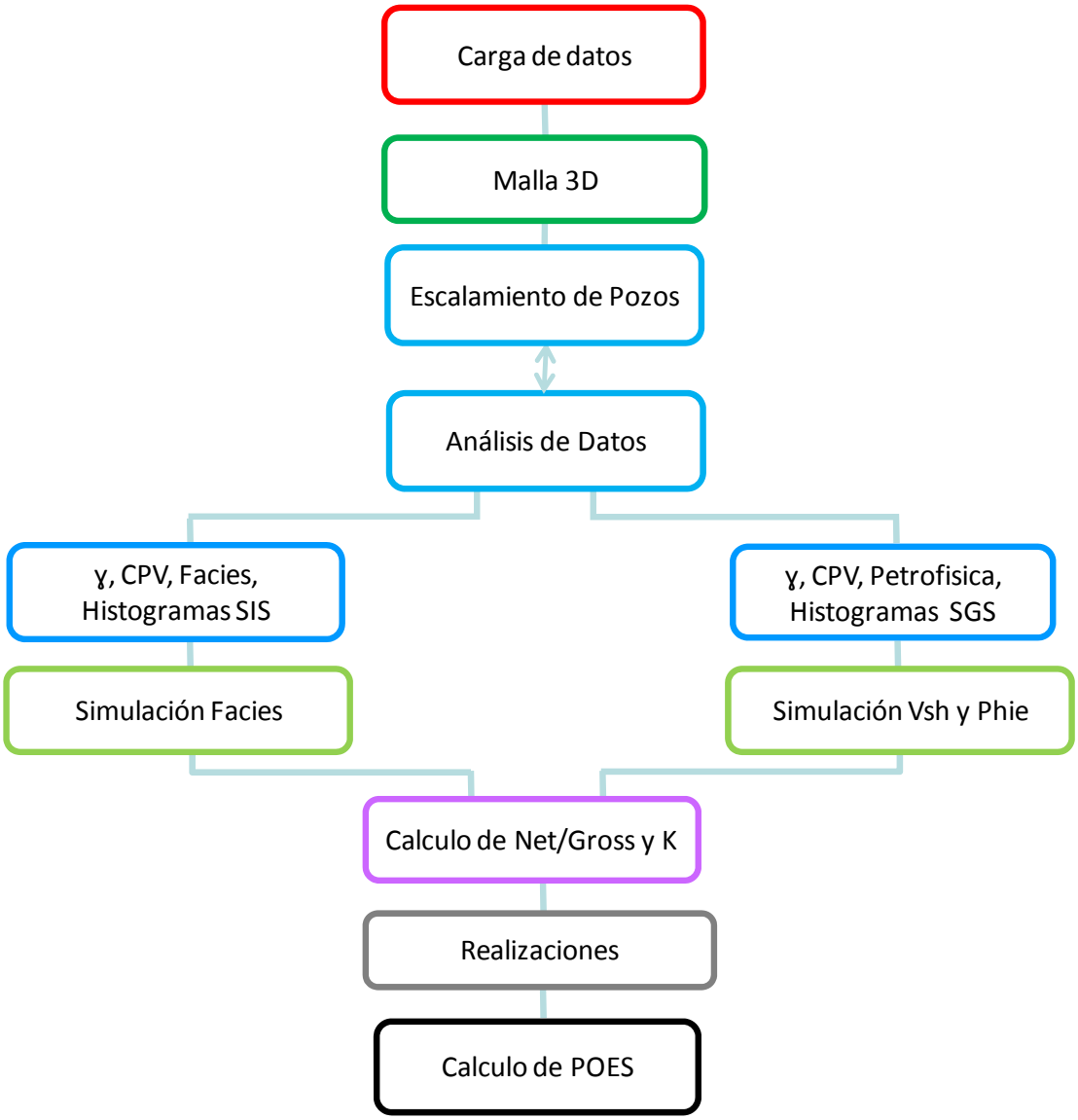


Figura 3.1. Flujograma de la metodología de trabajo

3.3 Carga y control de calidad de datos de entrada.

En este modelo se incluyeron los datos de 49 pozos estratigráficos con sus respectivos set de registros, así como los surveys de pozos, también se utilizaron las interpretaciones petrofísicas de los modelos de volumen de arcilla (Vsh) y porosidad (Phie) elaboradas por el petrofísico.

Dentro de la información de registros de pozos para elaborar este modelo, se importaron los registros eléctricos (Caliper, DT, GR, LLD, LLS, PNCS, PSP, RHOB, PEF,); y los datos petrofísicos evaluados (Vsh, Phie, Facies) así como los datos de Yacimientos (βo y Sw).

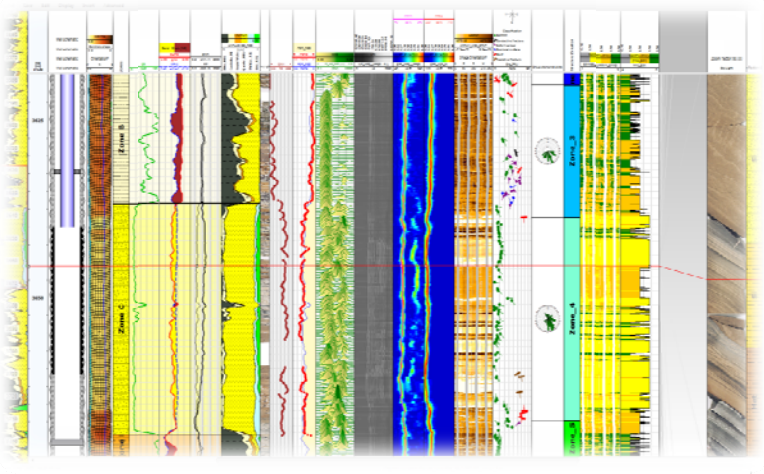


Figura 3.2. Set de Registros tipo

Se hace necesario aplicar el control de calidad a las interpretaciones de facies versus petrofísica, para encontrar las zonas o intervalos donde exista inconsistencia entre la petrofísica y la facies, es decir, que en las lutitas no se encuentren propiedades petrofísicas muy altas y en las facies de areniscas no se encuentre propiedades muy bajas es de suma importancia. Es importante hacer este control de calidad en la etapa de construcción del modelo estratigráfico debido a que la resolución vertical de la malla estratigráfica se define con la curva de proporción vertical de facies. Por lo tanto cualquier incongruencia encontrada entre la interpretación de facies versus interpretación petrofísica hay que corregirlo en esta etapa.

3.4 Construcción de la malla.

La malla estratigráfica seleccionada para las unidades del estudio del área reservada está relacionada con el modelo estratigráfico de las unidades de flujo que se va a modelar. Se utilizará malla proporcional ya que ésta es apropiada cuando los

sedimentos depositados no muestran ningún acuñamiento estratigráfico o no ocurre erosión. En esta malla, el mismo número de capas está presente a lo largo de todo el yacimiento y sólo cambian los espesores de las celdas.

Se crearon los 10 horizontes del modelo y se generaron las 9 zonas que conforman el área de interés. La subdivisión en capas para cada zona se realizó de manera paralela asignando 2 pies de espesor para cada una de las unidades de flujo.

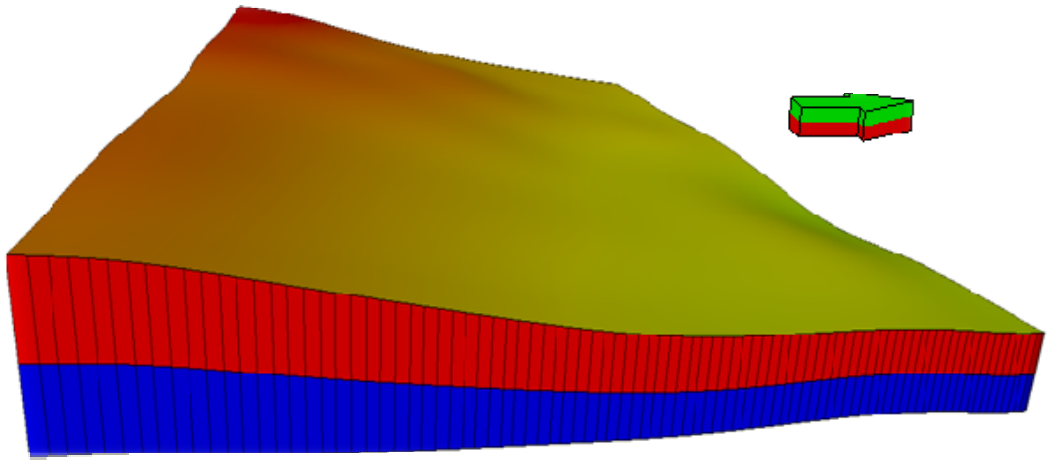


Figura 3.3. Mallado3D del área de estudio

3.5Escalamiento de Pozos.

Para el escalamiento se toma el registro original de cada uno de los pozos que posee información de facies y petrofísica a una escala de 0,5 pies y se lleva a la escala de la malla la cual presenta una escala diferente al pozos, la idea es representar lo mejor posible los datos de registro provenientes delos pozos en la malla para la elaboración del modelo geoestadístico.

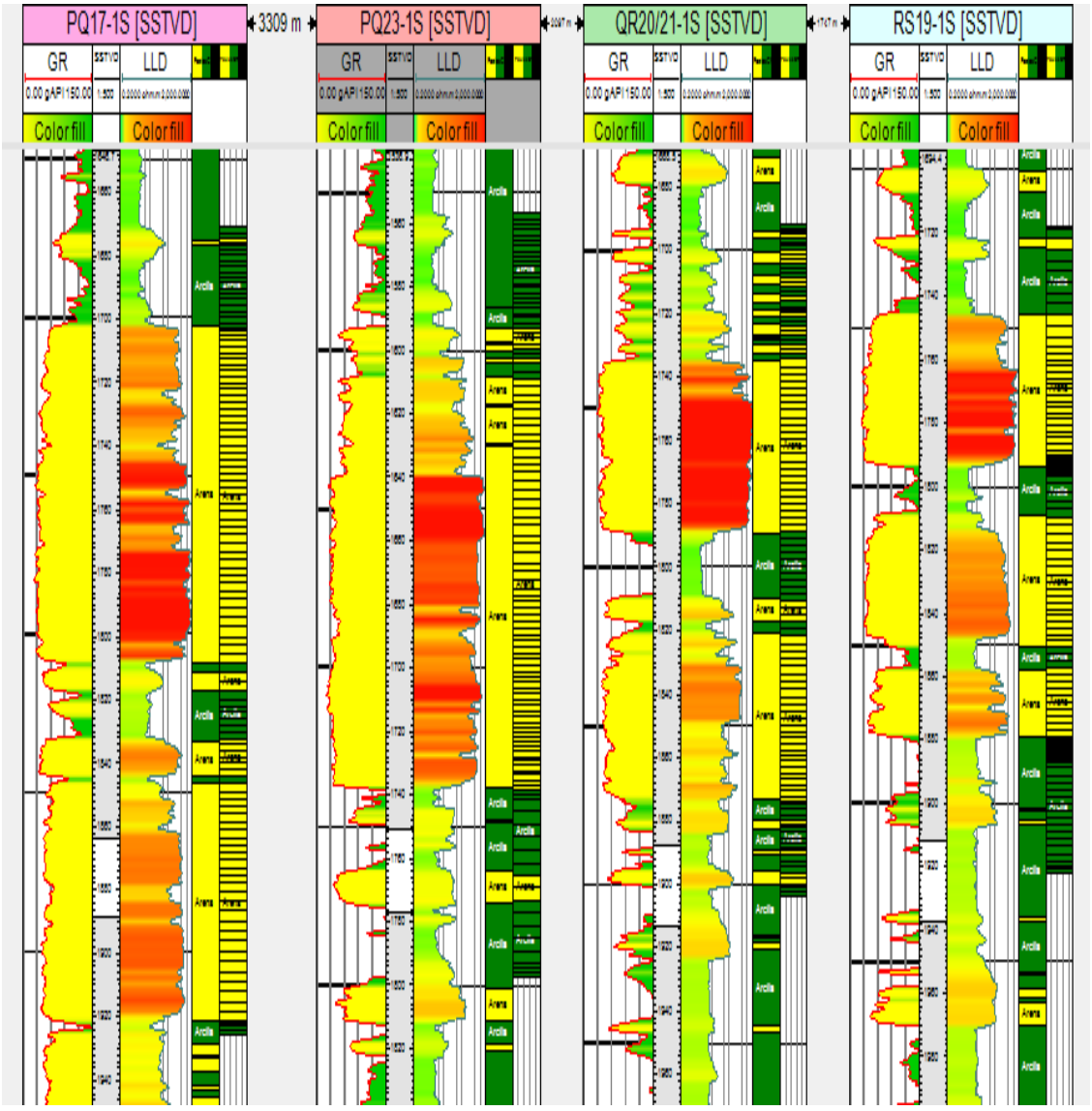


Figura 3.4. Registros escalados de pozos en el área de estudio

3.6 Análisis de Datos.

Para ello se necesitó realizar un análisis de datos previo al escalamiento de los pozos debido a la necesidad de calibrar estos parámetros a fin de obtener un buen escalamiento del registro.

Posterior a este paso, se realizaron modificaciones a los variogramas teóricos para las facies por unidades de flujos, en este caso se ajustaron los rangos de correlación y ejes de mayor y menor correlación según las tendencias explicadas por nuestros modelos estratigráficos y petrofísico, esto, con el objeto de ajustar y hacer mejoras a las tendencias de modelado de facies a criterio del usuario.

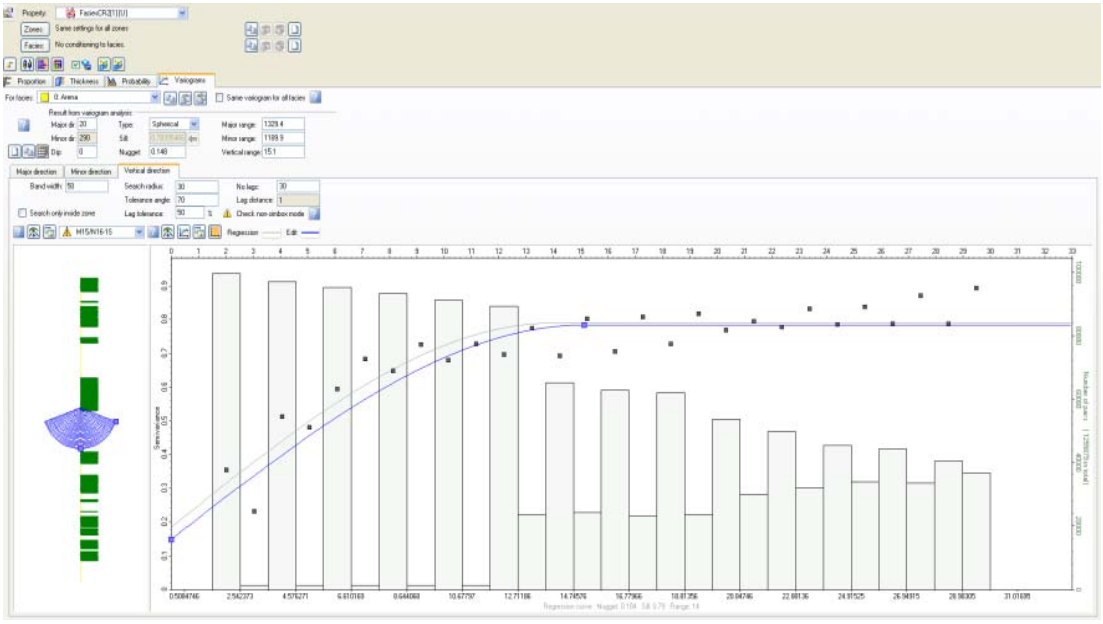


Figura 3.5. Análisis de los datos y variogramas experimentales

3.7 Simulación de Facies.

Las facies por ser variables discretas fueron simuladas en el volumen del yacimiento mediante el uso del algoritmo de Simulación de Indicadores Secuencial (SIS) cuyo objetivo principal es la obtención de valores en zonas no muestreadas del yacimiento basándose en simulación secuencial basado en píxel de nuestra variable categórica (facies). A partir de este trabajo y de las mejoras realizadas a la malla geológica, se obtuvieron un número de 10 modelos equiprobables de facies.

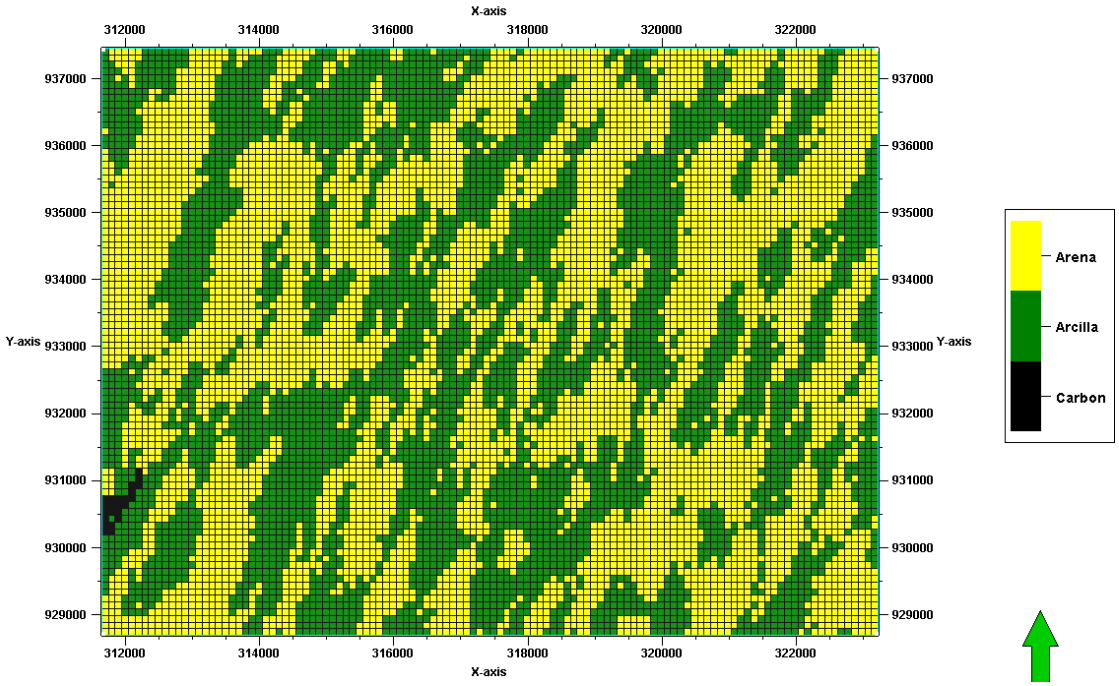


Figura 3.6. Mallado con facies, unidad de flujo 5PS20 capa 44

3.8 Simulación de volumen de arcilla y porosidad efectiva

Las propiedades de porosidad efectiva (Phie) y volumen de arcilla (Vsh) fueron simuladas en el volumen del yacimiento mediante el uso del algoritmo de Simulación Gaussiana Secuencial (SGS) por ser variables continuas, condicionando esta simulación a las realizaciones previamente obtenidas de las simulaciones de facies, Se generaron 2 realizaciones equiprobables para cada propiedad continua: Vsh y Phie por cada realización de facies.

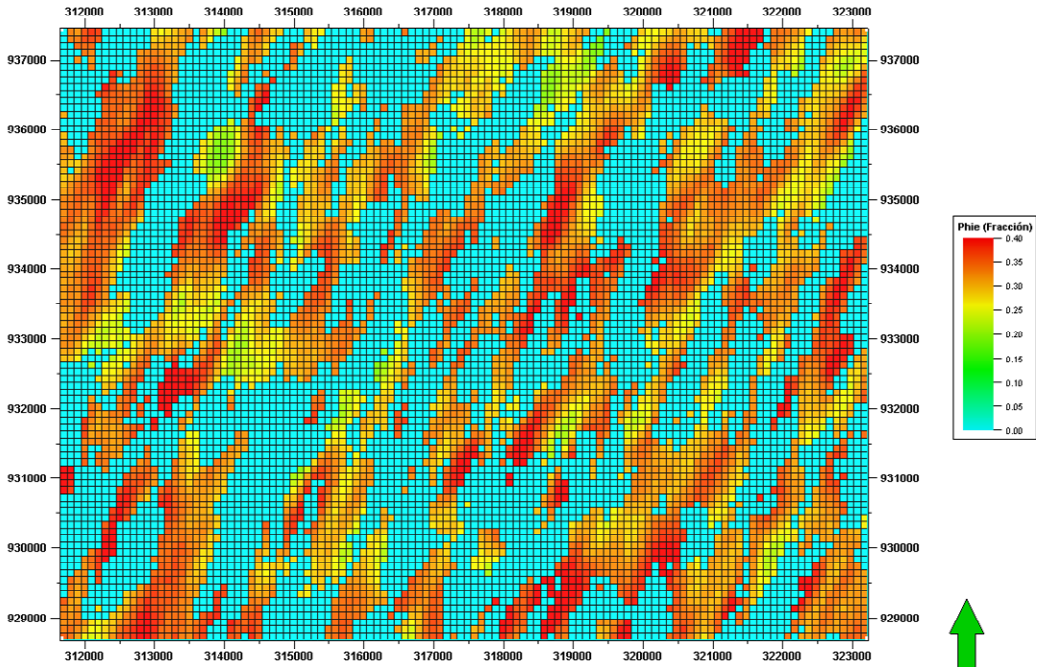


Figura 3.7. Mallado con Phie, unidad de flujo 5PS20 capa 44.

3.9 Cálculo de Net/Gross y permeabilidad

Luego de poseer los modelos de simulación de Vsh en función de las facies, se calculó el Net/Gross como función de Vsh para obtener valores más realistas en el modelo realizado. Caso idéntico ocurrió con permeabilidad, donde se calculó la permeabilidad como función de la porosidad, la secuaciones utilizadas para realizar estos procedimientos fueron tomadas del modelo petrofísico.

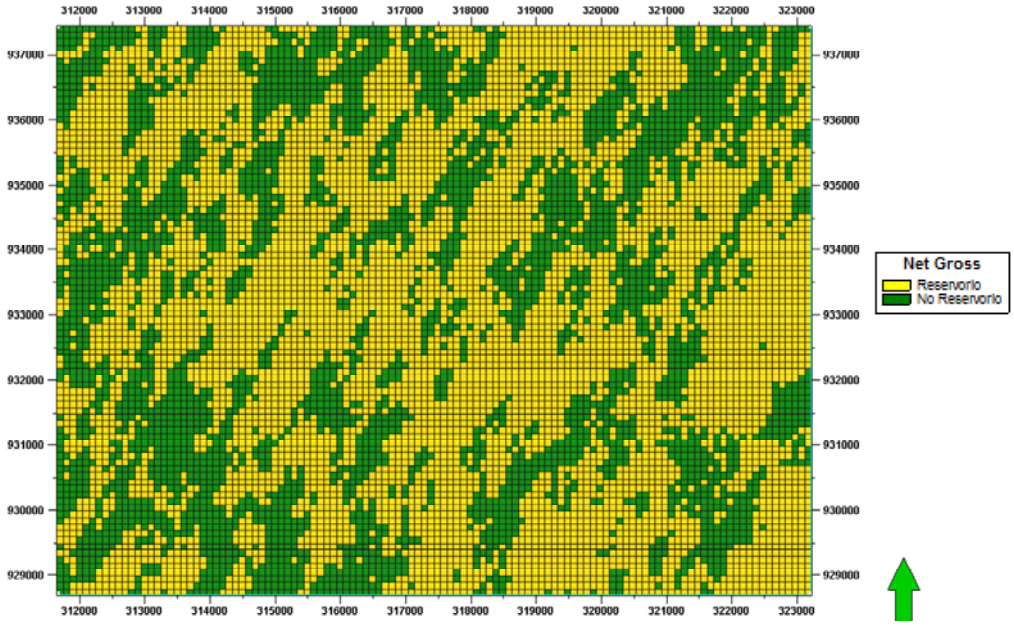


Figura 3.8. Mallado con Net/Gross, unidad de flujo 5PS20 capa 42.

3.10 Contacto Agua Petróleo

Para el cálculo de POES es necesario contar y establecer un elemento importantísimo como lo es el cierre volumétrico de los reservorios. En este caso dentro del área de estudio no se contaba con un pozos que observara este contacto original agua-petróleo (CAPO), sin embargo revisando los alrededores del área reservada se logró ubicar el pozo SDZ-272, situado muy cerca en dirección norte, evidenciando que ese contacto de agua @ +/- 1987 pies de profundidad, coteja dentro del modelo estructural estudiado confirmando la presencia de un acuífero en el area. En la figura 3.9 se muestra el registro del pozoSDZ-272, donde en la en la unidad de flujo 4PS0 podemos ver que el CAPO está ubicado @ -1987 pies de profundidad.

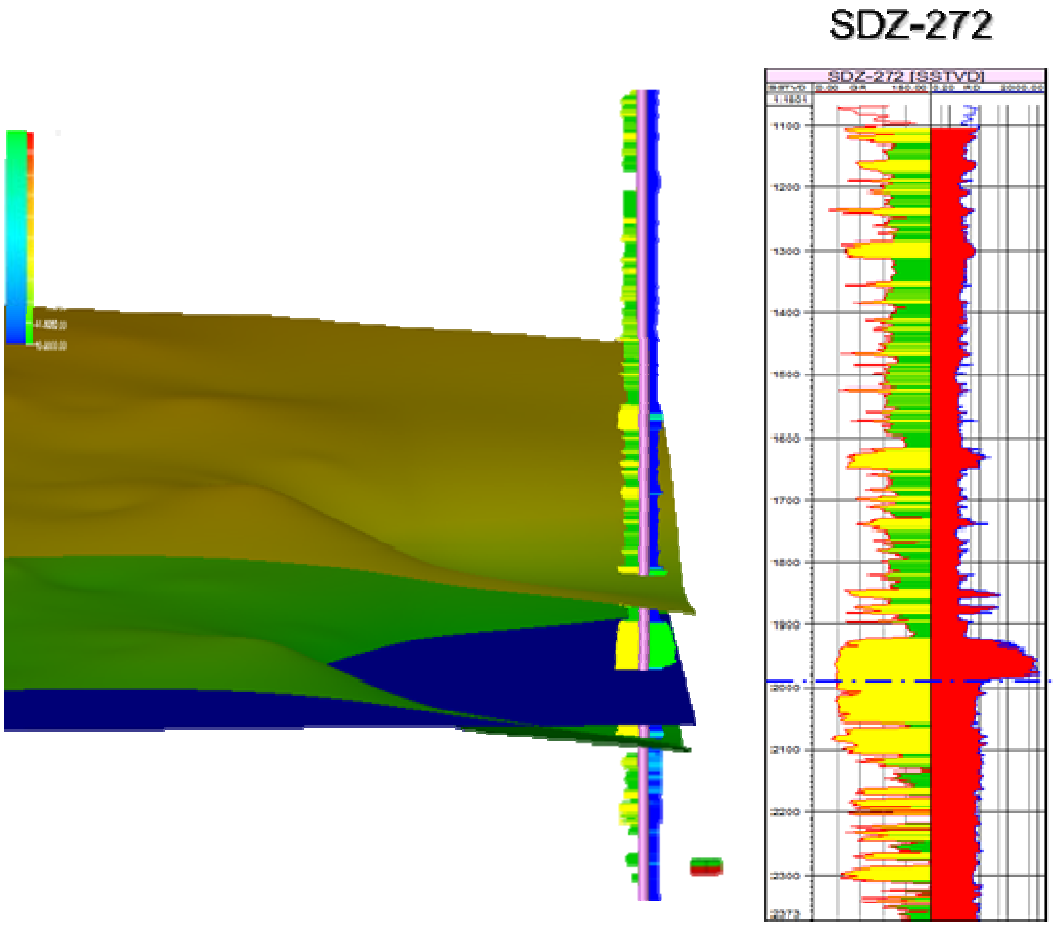


Figura 3.9. CAPO en registro del pozo SDZ-272

3.11 Cálculo del petróleo original in situ

El cálculo del petróleo original in situ(POES) fue realizado de igual manera en Petrel. Para este cálculo volumétrico la herramienta exige las realizaciones disponibles de Net/Gross, Phie, Facies; Sw, So y Sg; Bo, Bg, Rv, Rs y factor de recobro; más los diferentes contactos originales agua/petróleo (CAPO). En este caso los parámetros disponibles de entrada se reducen a las realizaciones obtenidas de Net/Gross, Phie y los datos de yacimientos Sw y βo = 1.054 By/Bn, dado que solo se construirá el modelo estático de esta área El CAPO utilizado en estos cálculos, se introdujo según la interpretación petrofísica del pozo SDZ-272 que muestra un contacto Agua – Petróleo bien definido en la zona. Todos los datos no simulados fueron tomados del modelo petrofísico y de los datos oficiales del yacimiento OFI INF SDZ 2X A1.

Se obtuvo 20 resultados correspondientes a cada realización equiprobable de propiedades para todo el yacimiento que luego se evaluaron por métodos probabilísticos mediante simulaciones de Monte Carlo en el software Crystal Ball, donde se presentó la solución a la predicción de comportamiento del POES, a partir de la cual se extrajeron los escenarios optimista (P90), conservador (P50) y pesimista (P10).

4 Capítulo IV Análisis e Interpretación de Resultados.

4.1 Construcción de la malla

Para generar la malla, se utilizaron los marcadores estratigráficos del área de estudio que comprenden las unidades de flujo 6PS0, 5PS40, 5PS30, 5PS20, 5PS10, 5PS0, 4PS40, 4PS30, 4PS20, de los 49 pozos verticales y se establecieron zonas entre estas superficies elaboradas. Para el modelo de fallas, es importante acotar que el modelo estructural no cuenta con soporte de sísmica 2D/3D que permita establecer un mapa de plano de fallas en el área de estudio y los pozos tampoco atraviesan alguna falla que sea visible entre ellos. En la figura 4.1, se puede observar el modelo estructural 3D construido en una malla proporcional por ser la más apropiada debido a que las capas no presentan acuñamiento en esta zona. .

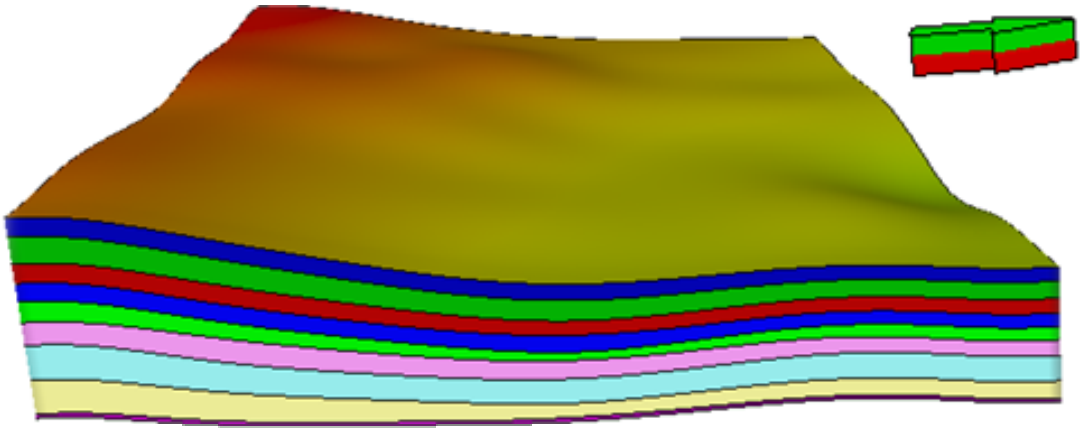


Figura 4.1. Modelo estructural 3D.

Las capas de este modelo fueron construidas de manera proporcional a 2 pies promedio, que reproduce los rasgos estructurales y estratigráficos claves del yacimiento para su modelado estocástico. Según datos obtenidos del modelo estratigráfico del yacimiento OFI INF SDZ 2X A1, para la secuencias 5 se tiene que el 78% de las arenas reservorio se encuentran amalgamadas en un sólo paquete con un espesor promedio de 15 pies, para la Secuencia 4, el 76% las arenas se encuentran estratificadas en uno y dos paquetes con espesores promedio de 34 pies y desviación estándar de 14 pies, estos datos muestran que espesores de celda de 2 pies permiten la reproducción de los datos de registro sin llevar a pérdidas de volumen de roca reservorio por escalamiento de datos a la malla geológica de yacimiento. Esta malla fue utilizada como esqueleto con una resolución seleccionada de x, y, z: 100m x 100m x 2pies aproximadamente., con un total de 1.122.880 Celdas para toda la malla como se muestra en la tabla 4.1.

Tabla 4.1. Resumen de parámetros de geometría de la malla

Celdas (I x J x K)	119 x 88 x 110
Nodos (I x J x K)	117 x 89 x 111
Total celdas 3D	1122880
Número de capas	110
X Prom	100 m
Y Prom	100 m
Z Prom	2’

4.2 Discretización de facies.

La discretización de facies en el modelo obedece directamente a la interpretación de los elementos sedimentarios observados en los registros de pozos verticales, para esto fue necesaria la interpretación de grupos de registros que incluyen curvas de rayos gamma, resistividad, densidad – neutrón, facies previamente disctretizadas, curvas de porosidad efectiva y de volumen de arcillas como lo muestra la figura4.2 que coloca como ejemplo la plantilla de registros para el pozo PQ18/19-1S.Existen casos aislados como el de los pozos Santa Clara 1X y Maco 1X que no poseen la cantidad de registros necesarios para hacer una interpretación confiable y la interpretación en estos casos fue omitida. Es importante señalar que se utilizó un parámetro de corte (cut off) suministrados por él petrofísico para ayudar a definir las facies reservorios, en el caso de la arcilla Vsh < 40% y para la porosidad efectiva los valores establecidos de 20<Phie<40%.

En esta etapa se decidió generar un registro de facies discreto para cada uno de los 49 pozos existentes en el área de estudio, que estaría conformados por tres tipos de litología; una para la facies reservorios que englobaría todos los ambientes arenosos como los canales fluviales, barras y abanicos y una facies no reservorio formada por llanuras de inundación y carbones. De acuerdo a esto, las proporciones de facies discretizadas en el modelo son representadas en el histograma de la figura 4.3, donde se observa la codificación de cada una de las facies reservorios y no reservorio: arenas: codificado como 0 (cero), lutitas codificado como 1 (uno) y lignitos o carbones codificado como 2 (dos), también se puede apreciar que la facies no reservorio representa cerca del el 52% del volumen de roca del área de estudio mientras que la facies reservorio representa el 48% en la misma zona.

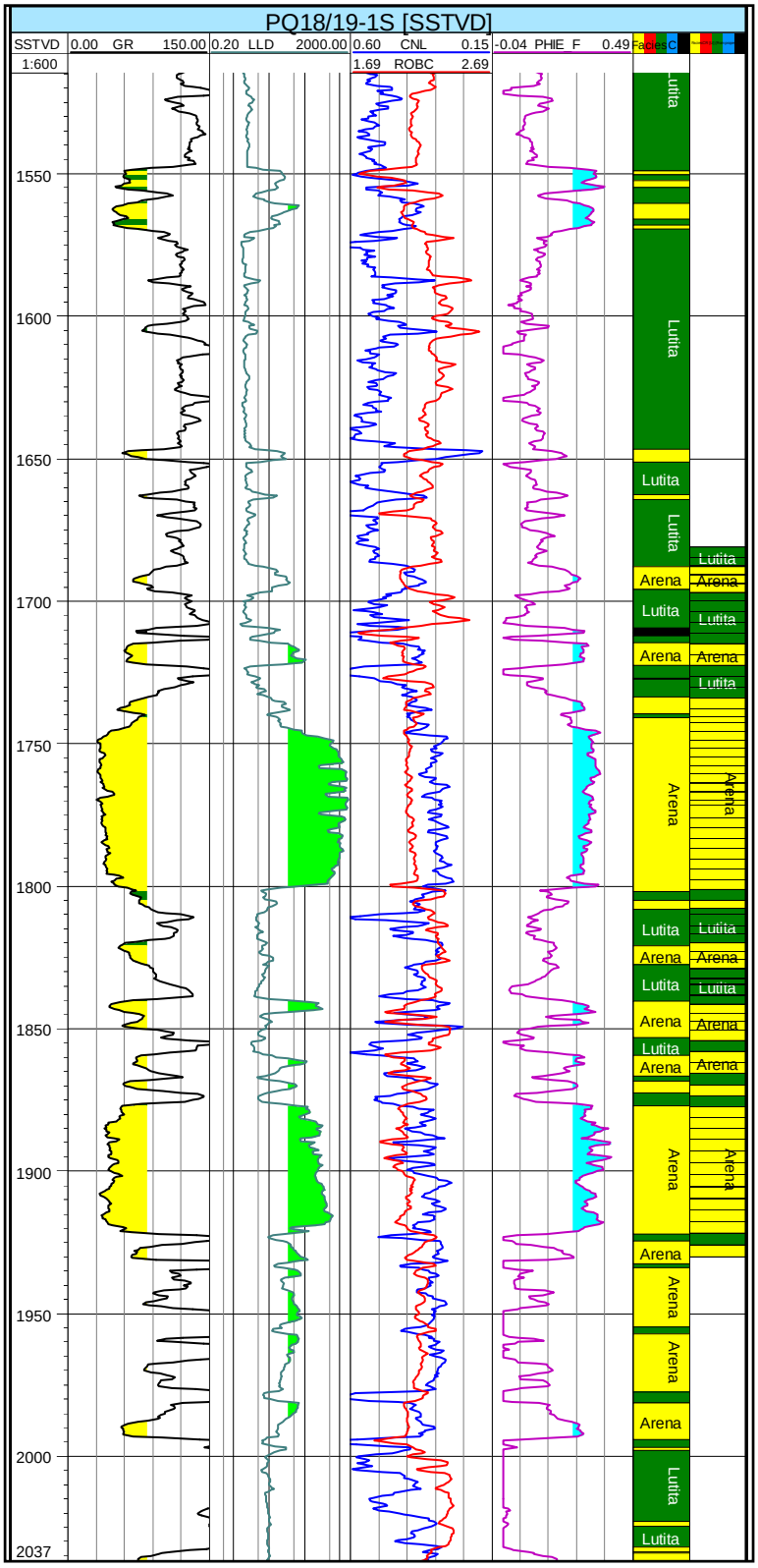


Figura 4.2. Interpretación de facies en el pozo PQ18/19-1S.

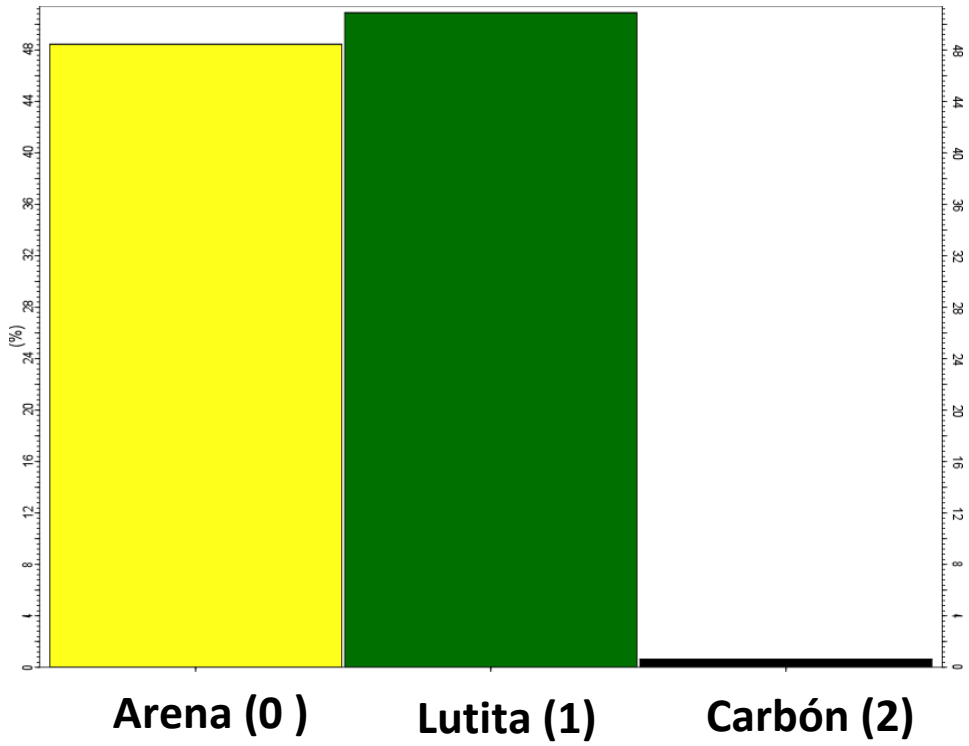


Figura 4.3. Proporciones de facies discretizadas en registros de pozos.

4.2.1 Escalamiento, curvas de proporción vertical y variogramas.

4.2.1.1 Escalamiento

Se escalaron los registros de facies, porosidad efectiva (Phie) y volumen de arcilla (Vsh) usando los algoritmos convencionales definidos para tal fin. Las facies fueron escaladas utilizando el algoritmo "most of" y para Phie y Vhs el promedio aritmético de los valores en los registros que cortan a cada celda, realizado el escalado se hizo control de calidad mediante la generación de histogramas de frecuencia para las facies, Phie y Vsh. En el histograma de la figura 4.4 se observa la proporcionalidad del escalado de facies versus la data original que no llega al 3% su variación. De forma cualitativa en la figura 4.5,se aprecia en la sección estratigráfica E-O del área en estudio, que existe correspondencia litológica entre el escalado y el registro de pozo.

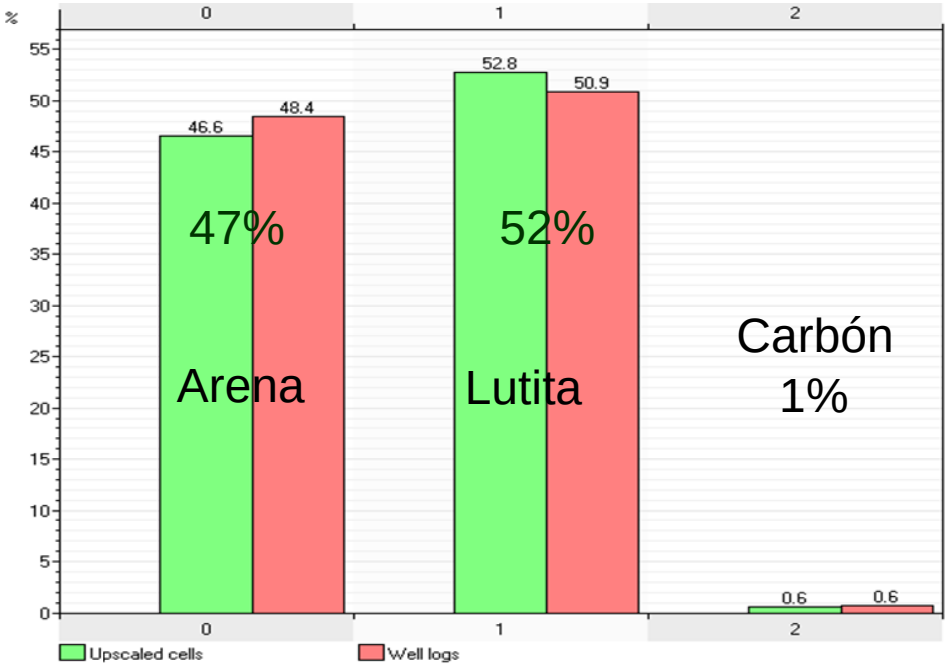


Figura 4.4. Facies escaladas en color verde y las facies de registro de pozo en color rojo.

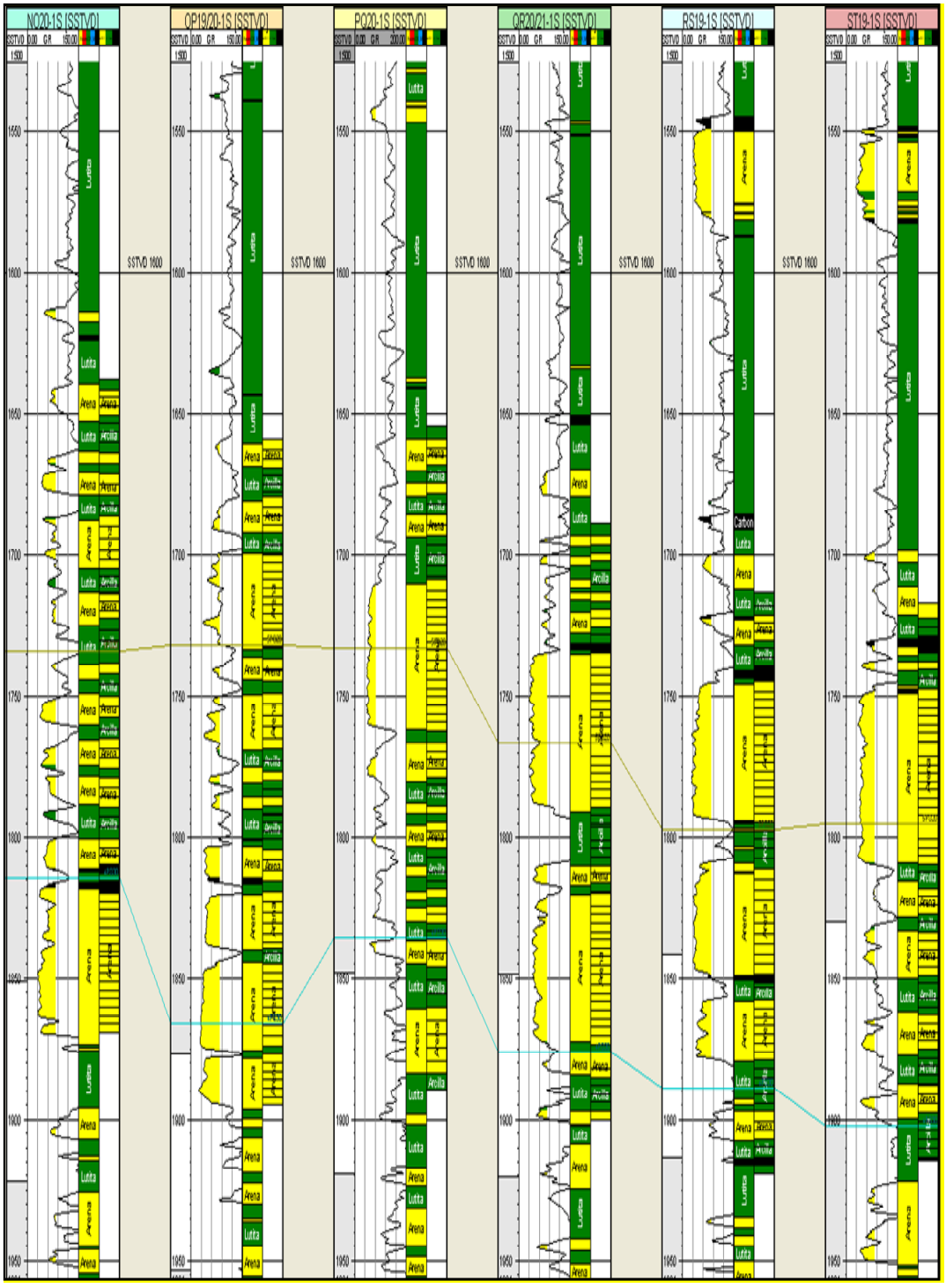


Figura 4.5. Sección estratigráfica E-O, donde se muestra escalamiento de las facies.

En la figura 4.6 y la figura 4.7, se muestran los histogramas de las propiedades petrofísicas Vsh y Phie, donde en ambos casos, los datos escalados mantienen la misma correspondencia en la distribución de estas propiedades comparados con los datosde registro, e incluso en la clase que tiene diferencia entre la data de registro y data escalada no llega al 2%, esto también indica al igual que para las facies que se han escalado muy bien los datos de registros a la malla.

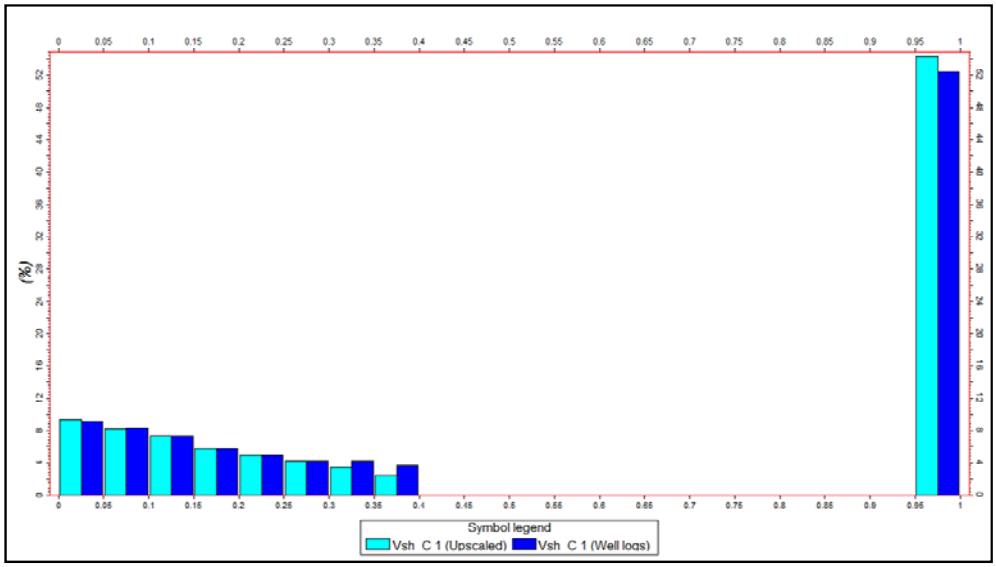


Figura 4.6. Vsh en registros (azul oscuro) y escalados (azul claro).

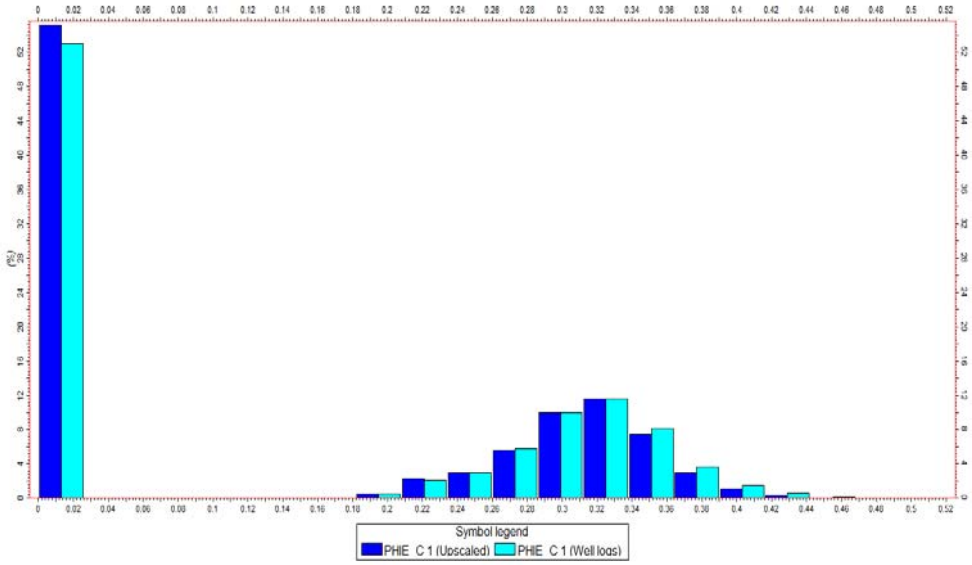


Figura 4.7. Phie en registros (celeste) y escalados (azul oscuro).

4.2.1.2 Curvas de proporción vertical (CPV)

El criterio para definir la resolución vertical de la malla de cada una de las unidades a modelar fue de construir varias mallas con diferentes números de capas, luego se calculan las curvas de proporción vertical para cada malla, para analizar si se pierde información de algunas de las facies o no. En la figura 4.8 se explica cómo se pueden generar las curvas de proporción vertical. Ejemplo: Cada celda que es penetrada por un pozo tiene un valor de facies 0 ó 1 y estas curvas representan proporción por facies arena/arcilla (0/1) para cada capa de la malla 3D. Evidentemente mientras mayor es el número de capas, mejor es la representación de la geología. Es un medio para estudiar el escalamiento (upscaling) y para escoger la resolución vertical óptima de la malla.

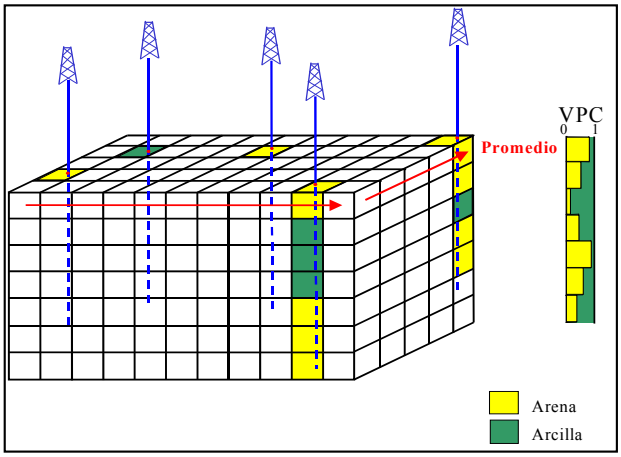


Figura 4.8. Cálculo de curvas de proporción vertical.

Al igual que los histogramas, las curvas de proporción vertical (CPV) fueron usadas en este estudio para comparar el contraste de variabilidad de proporciones de las facies en cada capa del modelo entre los registros escalados y los registros crudos de pozos. En la figura 4.9 se aprecian los resultados de estas proporciones donde corresponden perfectamente los datos de registro de pozos y los datos escalados.

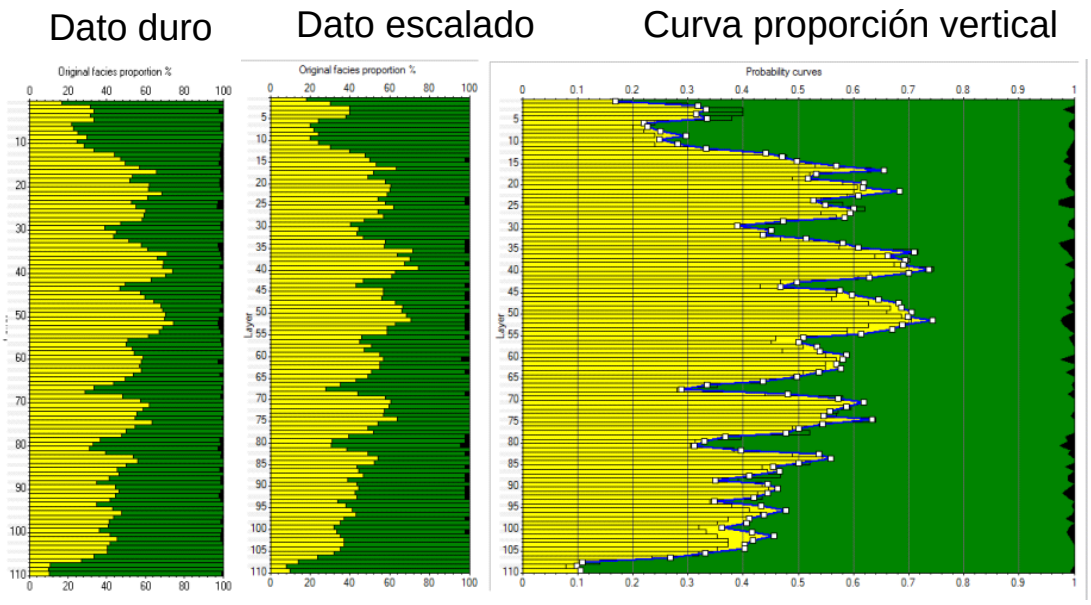


Figura 4.9. Curvas de proporción vertical de facies datos de registro (izquierda) y el escalado (derecha).

4.2.1.3 Variogramas

El análisis de los variogramas permite estudiar la continuidad espacial de las propiedades discretas (Facies) y continuas (Phie; Vsh) presentes en cada parasecuencia. En nuestro caso se utilizó un variograma esférico porque fue el que mejor se ajustó al variograma experimental.

Para conocer los rangos de correlación entre muestras, primeramente se hizo un variograma vertical debido a que se tiene un mayor número de muestras (c/ 2 pies), este variograma quedo bien estructurado y permitió conocer el rango de correlación vertical para la facies arena, la cual se ubica en 15 pies (ver figura 4.10).

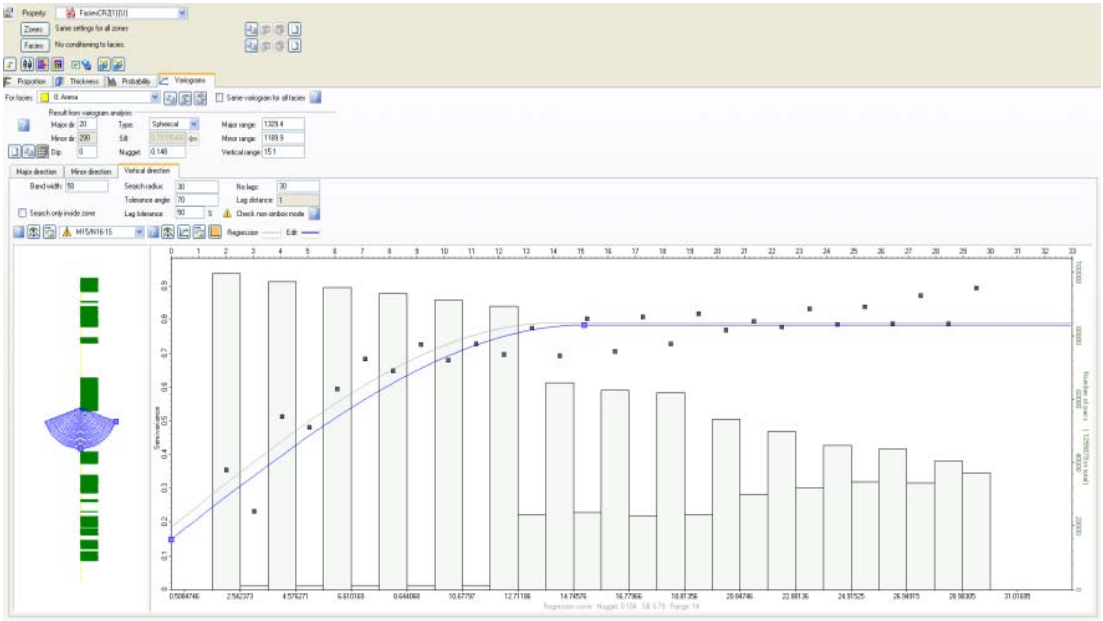


Figura 4.10. Variograma de rango vertical modelo esférico.

Posteriormente, en el caso de las facies, se tomó una atención particular en el cálculo de los variogramas horizontales. Debido a la escasez de datos no se logró obtener variogramas horizontales estructurados que permitiera definir los rangos de correlación entre muestras arealmente. Para ajustar los rangos de correlación obtenidos por los variogramas, se hizo un análisis basándose en la tendencia

electrográficas conocida de las secciones estratigráficas (ver apéndice B) y las proporciones de facies por unidades de flujo, que permitió obtener los rangos por facies utilizadas en la simulación. Finalmente se estableció una dirección de mayor correlación de 22° con rangos de 1500 m y en la dirección de menor correlación 292° con rango de 1000 m. En las figura 4.11 y la figura 4.12 se aprecian los variogramas horizontales en el rango de mayor correlación y el rango de menor correlación y en la tabla 4.2, se observan los resultados de los variogramas verticales y horizontales en las diferentes direcciones de rango de correlación probada con todas las facies 0, 1 y 2 (arena, lutita y carbón respectivamente).

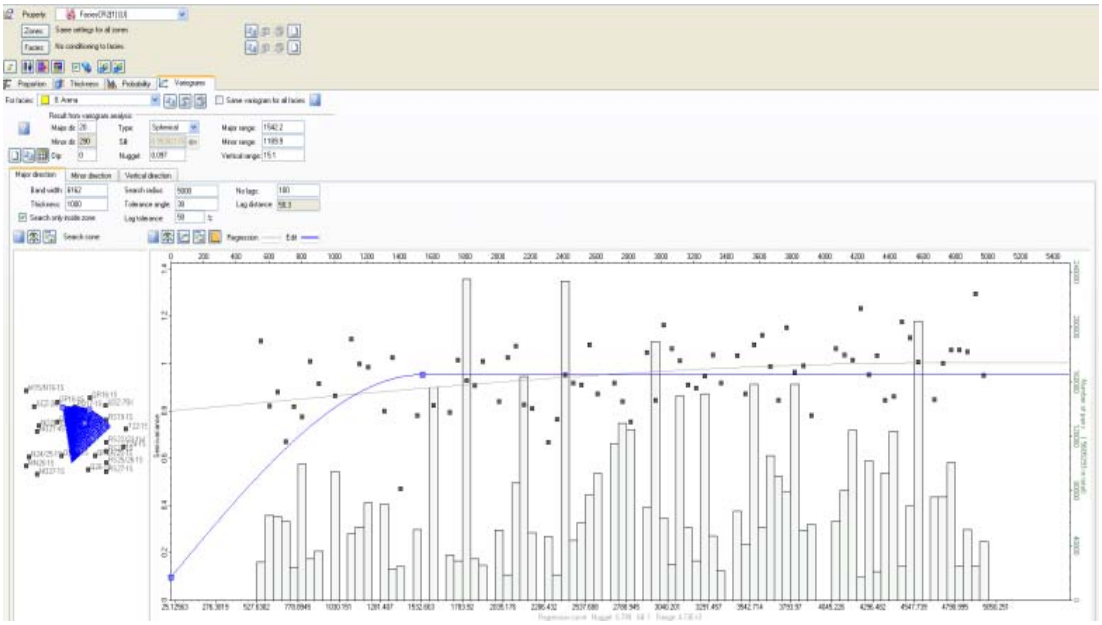


Figura 4.11. Variograma de rango horizontal modelo esférico, rango de mayor correlación.

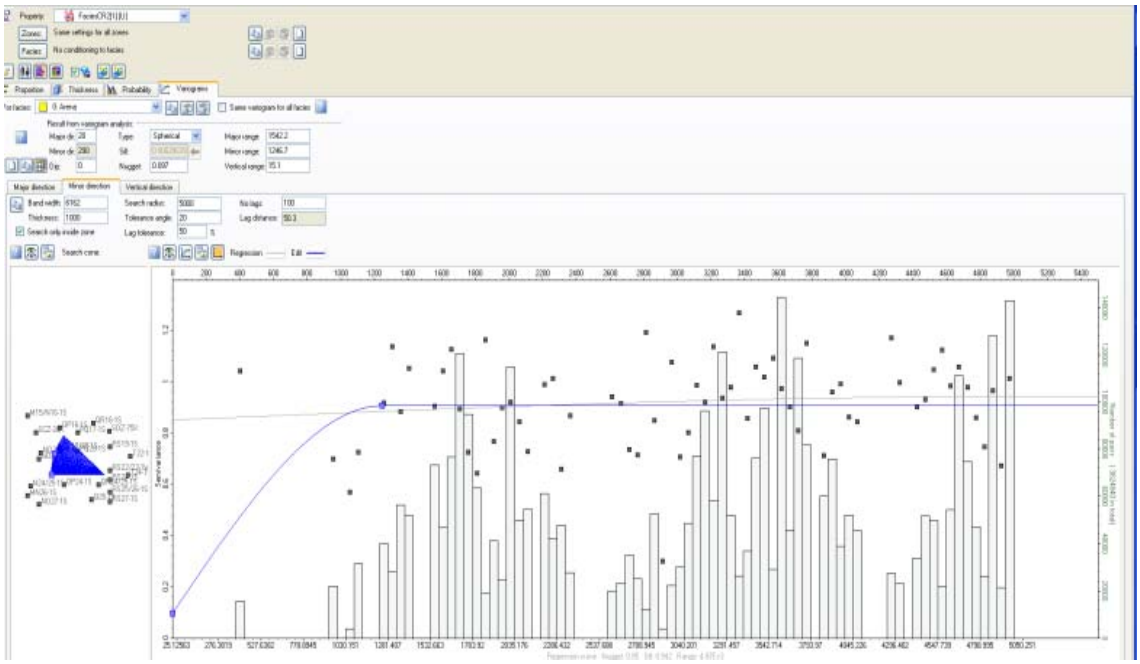


Figura 4.12. Variograma de rango horizontal modelo esférico, rango de menor correlación.

Tabla 4.2. Análisis de dirección de correlación para las facies de arena, lutita y carbón

FACIES	ARENA			LUTITAS			CARBON		
	X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
0°	900	890	13	700	500	8,5			
22°	1500	1000	15	1200	1000	9	600	600	3
45°	1000	600	13	800	670	8,5			
67,5°	900	900	13	880	920	8,5			

Los variogramas teóricos para las propiedades de porosidad (Phie) y volumen de arcilla (Vsh) fueron realizados enmarcándonos dentro de los resultados obtenidos en los análisis de datos para las facies. Se asignó un valor constante de 0 (cero) porosidad efectiva (Phie) a las celdas cuyo valor de facies sea igual al código 1 (uno) y 2 (dos) para garantizar que las facies no reservorio posean Phie igual a cero, para las facies codificadas 0 (canales) se hizo el análisis basándose en las correlaciones

areales y verticales obtenidas para las facies a 22°, pero se disminuyó a un rango de mayor y menor correlación de 1200m y 400 m respectivamente y un rango vertical de 4 pies.

Se asignó valor constante de 1 (uno) para el volumen de arcilla (Vsh) a las celdas cuyo valor de facies sea igual al código 1 (uno) y 2 (dos) para garantizar que las facies no reservorio posean 100% de volumen de arcilla, para las facies codificadas 0 (canales) se hizo el análisis basándose en las correlaciones areales y verticales obtenidas para las facies a 22°, pero se disminuyó a un rango de mayor y menor correlación de 1200m y 400 m respectivamente y un rango vertical de 4 pies igualmente.

4.2.2 Simulación de facies, volumen de arcilla y porosidad efectiva.

Se generó un total de 10 realizaciones equiprobables para el modelo de facies, las cuales fueron modeladas a partir de la simulación secuencial de indicadores (SIS) y mediante el uso de los variogramas, las facies escaladas y las curvas de proporción vertical. Las diez realizaciones arrojaron resultados de proporciones como se muestran en la figura 4.13, se aprecia que las variaciones porcentuales en las unidades de flujo modeladas no superan el 5%. La figura 4.14, muestra las variaciones de las proporciones verticalesde cada capaen todo el yacimiento y también se observa la comparación entre las curvas de proporción vertical (CPV) de los datos registros, escaladosy simulado, donde las tres curvas son muy similares lo que indica que se han representado muy bien los datos de registro.

Las variables Vsh y Phie fueron modeladas mediante el uso de simulación gaussiana secuencial, para esto, se hizo una transformación de los datos de entrada (registros escalados) a una distribución gaussiana previa a la simulación, más el condicionamiento de los resultados a las diez (10) realizaciones previas de facies, hay que acotar que el Vsh se simuló en función de las facies y la Phie se elaboró en función del Vsh, resultando veinte (20) realizaciones o modelos equiprobables (2 realizaciones por cada realización de electrofacies) para el volumen de arcilla (Vsh), Net/Gross, permeabilidad (K) y porosidad (Phie). El control de calidad de los resultados obtenidos se hizo mediante la comparación de histogramas de frecuencias para las propiedades en registro escaladas y simuladas, cuyos resultados se pueden observar en las figuras 4.15, 4,16, 4,17 y4.18, allíse puede verlos resultados para una (1) simulación y para las diecinueve (19) restantes y en dondese observa la distribución simulada versus la escalada, que al igual que para las facies, las proporciones de datos escalados en comparación con los simulados del Vsh y Phie, no muestran variaciones mayores al 5%, lo cual es indicativo de que el escalamiento y la simulación son representativos de los datos de registros.

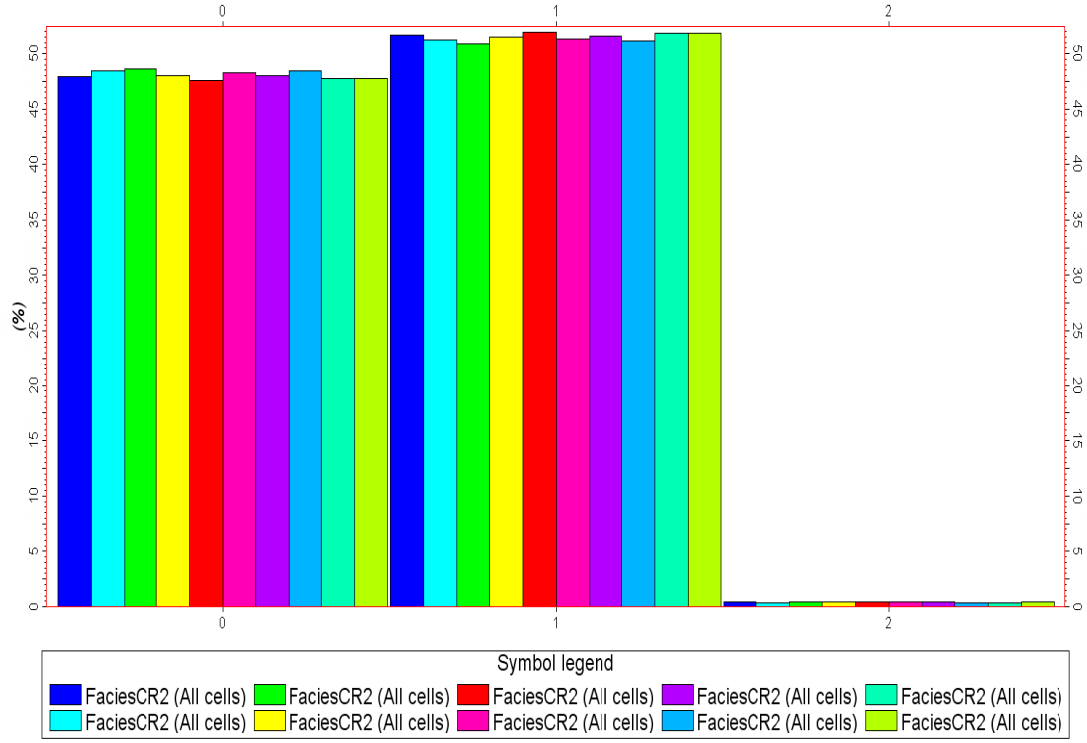


Figura 4.13. Histograma de frecuencia para las 10 simulaciones de facies.

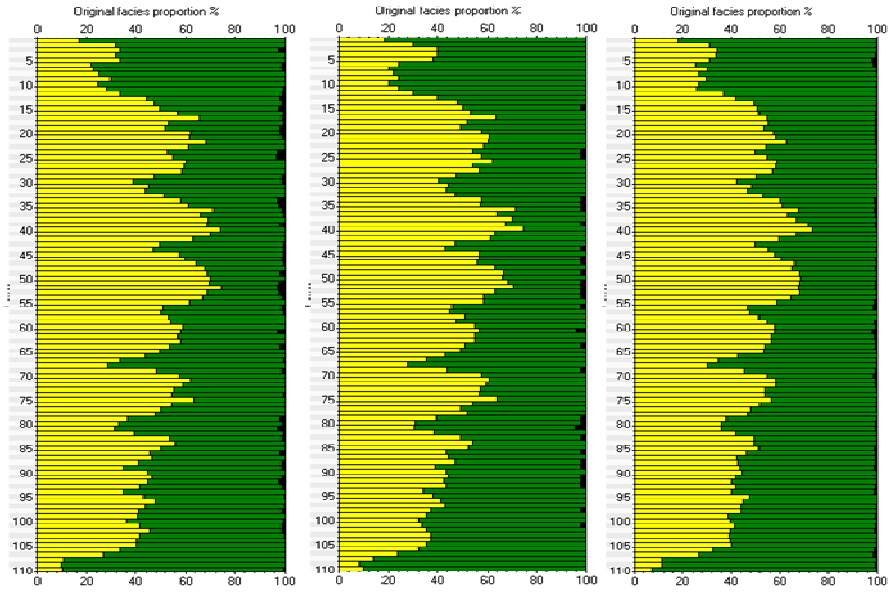


Figura 4.14. CPV de facies en registros (izquierda) escalados (centro) y simulados (derecha).

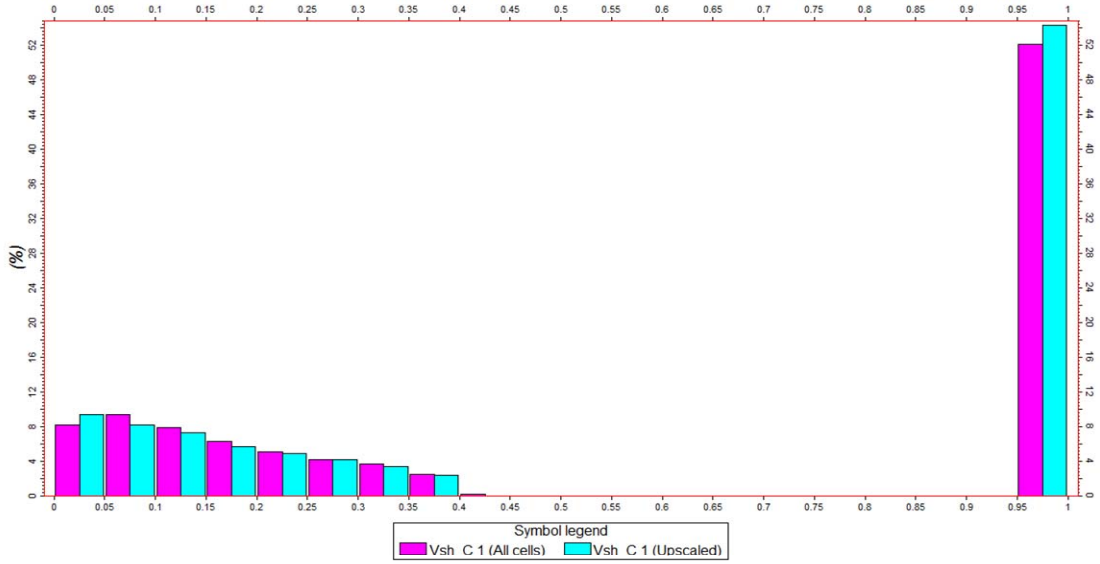


Figura 4.15. Histograma de frecuencia para una simulación de Vsh 5PS20 capa 42.

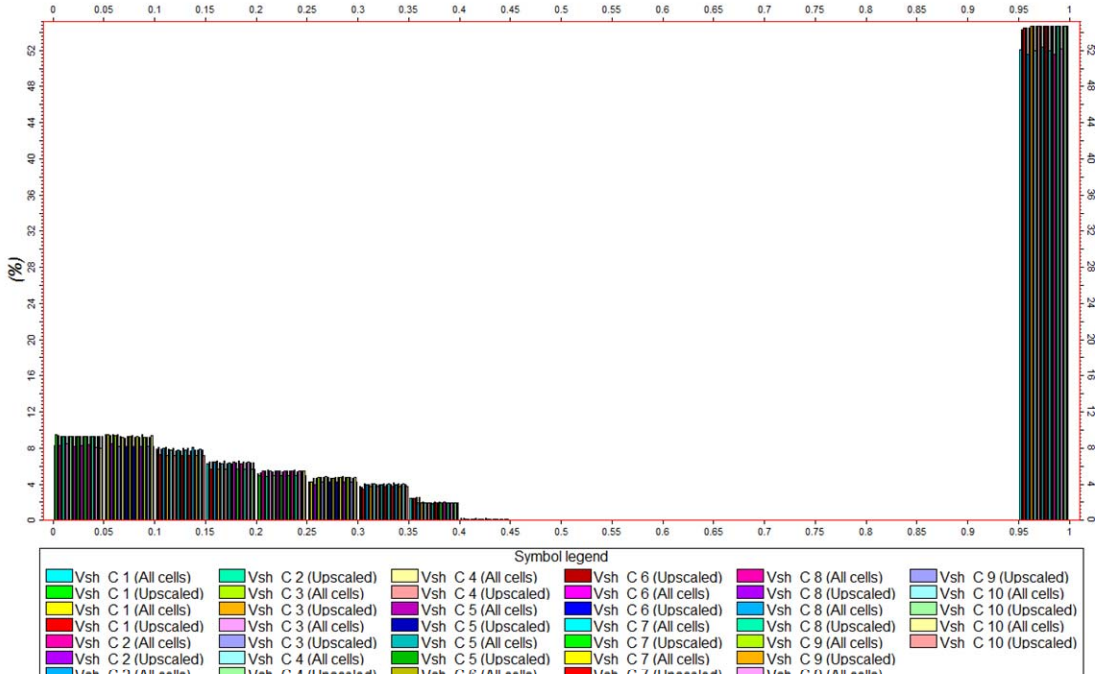


Figura 4.16. Histograma de frecuencia para las veinte simulaciones de Vsh.

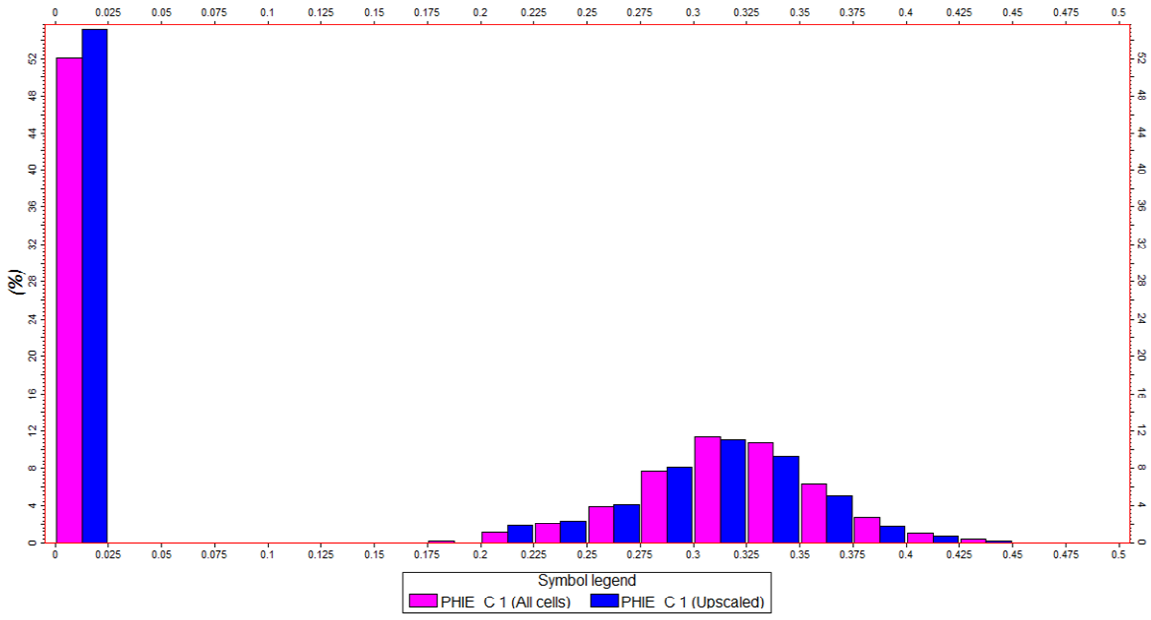


Figura 4.17. Histograma de frecuencia para las una simulaciones de Phie 5PS20 capa 42.

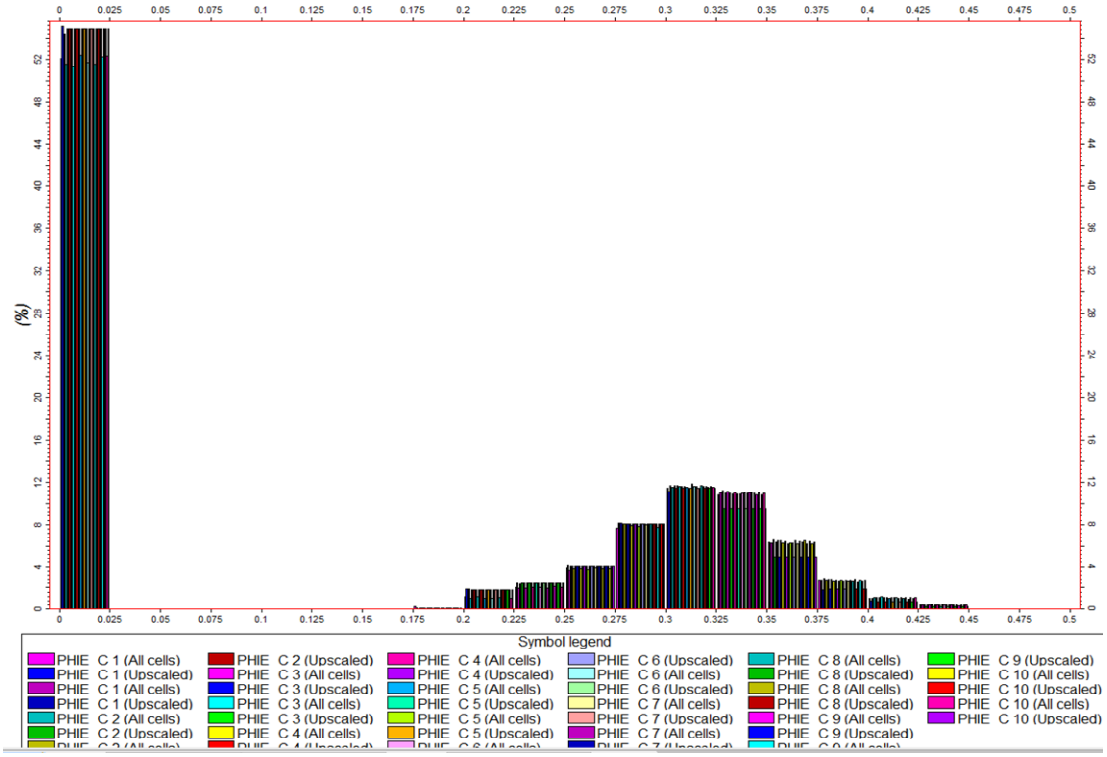


Figura 4.18. Histograma de frecuencia para las veinte simulaciones de Phie.

4.2.3 Cálculo de Net/Gross y permeabilidad

Obtenidas las realizaciones de volumen de arcilla (Vsh), 20 modelos de Net/Gross fueron calculados según la ecuación $Net/Gross : 1 - V_{sh}$, igualmente con los modelos de porosidad efectiva (Phie) se calcularon 20 modelos de permeabilidad según la ecuación $K = 10^{(-0.11626+12.0669\times P_{hie}}$, obtenida del modelo petrofísico suministrado por estudios integrados de yacimientos. En las figuras 4.19 y figura 4.20 se muestran el resultado para la unidad de flujo 5PS30 (capa 42) elaboradas para estos dos parámetros Net/Gross y permeabilidad respectivamente. De esta manera se cumplió con los elementos necesarios para el cálculo de POES del yacimiento OFI INF SDZ 2X A1 del área de reserva o zona de estudio.

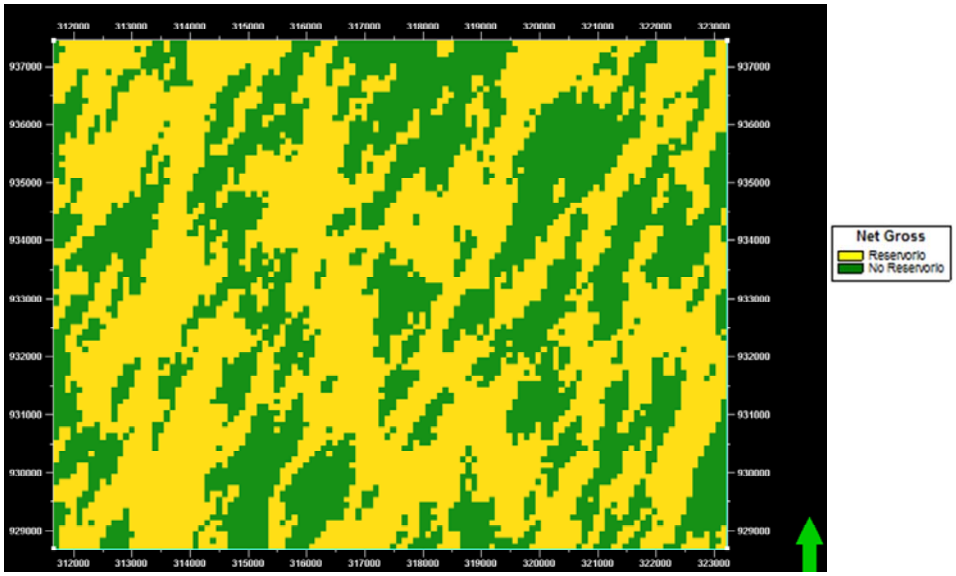


Figura 4.19. Mapa Net/Gross, unidad de flujo 5PS30 capa 42.

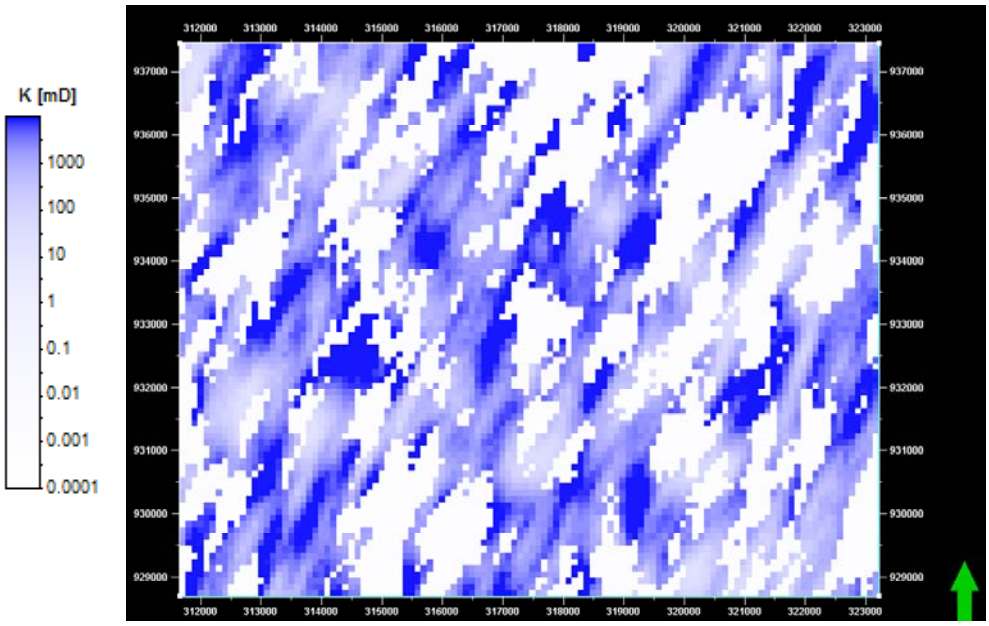


Figura 4.20. Mapa de permeabilidad, unidad de flujo (K)5PS30 capa 42.

4.2.4 Cálculo de POES.

El cálculo de POES se llevó a cabo utilizando los datos de entrada de saturación de agua inicial (**Sw**) de 22 % y el Factor volumétrico del petróleo (**βo)** de1,054 By/Bn) obtenidos de la información básica del yacimiento OFI INF SDZ 2X A1 y las variables simuladas y calculadas de Vsh, Phie, K y Net/Gross, luego se determinó el POES para las 10 unidades de flujo El software utilizado para la estimación en el proyecto es PETREL, el cual realiza el cálculo de POES según la siguiente formula $POES = [Net/Gross \times Phie \times (1 - S_w)/\beta_o]$, y los resultados obtenidos son tabulados y mostrados por zonas (unidades de flujo) (ver tabla 4.3).

Tabla 4.3. Resultado del POES calculado para cada realización

Realización	POES (MMBPN)
Realización_1_1	4874
Realización_1_2	4882
Realización_2_1	4966
Realización_2_2	4943
Realización_3_1	4971
Realización_3_2	4969
Realización_4_1	4908
Realización_4_2	4912
Realización_5_1	4837
Realización_5_2	4851
Realización_6_1	4906
Realización_6_2	4917
Realización_7_1	4871
Realización_7_2	4888
Realización_8_1	4917
Realización_8_2	4927
Realización_9_1	4850
Realización_9_2	4880
Realización_10_1	4859
Realización_10_2	4870

Los resultados obtenidos en el cálculo de POES fueron analizados por medio de la simulación de Monte Carlo, donde se realizaron 200.000 cálculos con intervalos de

confiabilidad de 95% , en este caso, se obvio los extremos por ser valores despreciables y no afectan la determinación del POES (ver histogramas de las figuras 4.21 y 4.22). Se calcula una función de probabilidad para el POES del yacimiento a partir de una distribución continua de tipo valor extremo aceptada por prueba de chi cuadrado, donde probabilísticamente en su estimación más optimista alcanza los 13.6 MMMBNP y en la estimación más probable calcula 4,9 MMMBNP con una desviación estándar de 1.0 MMMBNP, por transformación inversa se logra obtener valores para los percentiles P10, P50 y P90 según lo muestra la tabla 4.4. Los resultados de la simulación de Monte Carlo se muestran en la tabla 4.5.

Tabla 4.4. . Distribución de probabilidades para el POES calculado.

Percentil	POES (MMBPN)
0%	2.223,74
10%	**3.864,05**
20%	4.188,14
30%	4.444,77
40%	4.681,99
50%	**4.916,53**
60%	5.170,03
70%	5.454,76
80%	5.815,07
90%	**6.368,51**
100%	13.631,38

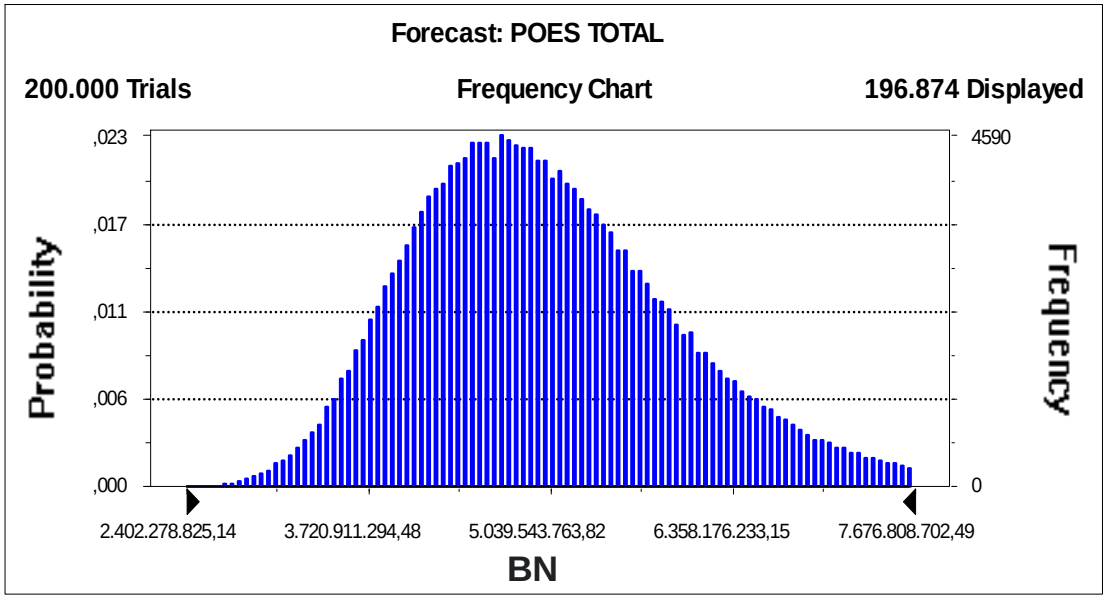


Figura 4.21. Función de densidad simple para distribución de tipo valor extremo.

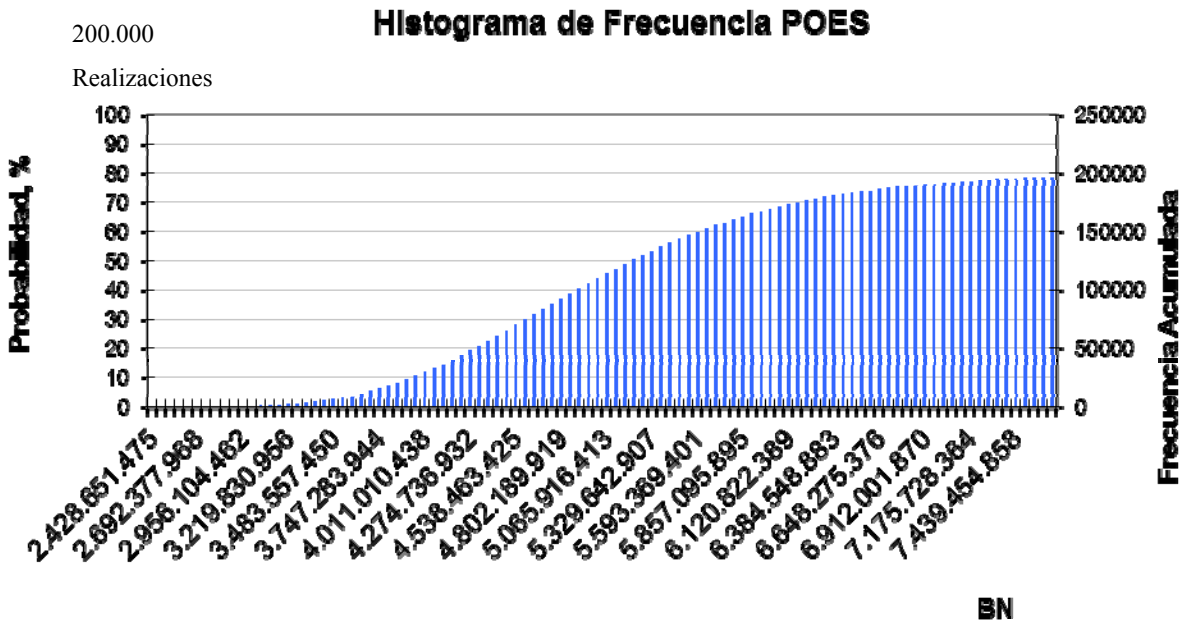


Figura 4.22. Función de densidad acumulada para distribución de tipo valor extremo.

Tabla 4.5. Parámetros estadísticos calculados según simulación de Monte Carlo.

Tipo de Distribuci	Valor Extremo
Pruebas	200000,00000
Media	5039,54376
Mediana	4916,52783
Moda	—
Des. Estándar	1014,33267
Varianza	1,03E+12
Skewness	0,81839
Kurtosis	4,40319
Coef. de Variabilidad	0,20127
Rango Minimo	2223,73713
Rango Maximo	13631,38494
Ancho de Rango	11407,64781
Error Std. Media	2,26812

5 Capítulo V Conclusiones y Recomendaciones

5.1 Conclusiones

- En la correlación realizada a los 49 pozos, con los topes estratigráficos traídos del área primaria, se observó que la secuencia corresponde a los sedimentos de edad Mioceno Inferior de la Formación Oficina, la cual es la roca reservorio del área y esta Formación está constituida por una estructura geológica formada por un homoclinal con buzamiento de 2 a 3 grados al norte.

- En el modelo estratigráfico se observó que existe un amalgamiento de los cuerpos de arena que conforman las unidades de flujo del área de estudio, esto sugiere que se está en presencia de un predominio de ambientes fluviales de corrientes entrelazadas de alta energía con presencia en menor proporción de canales distributarios y barras de desembocaduras.

- Los amalgamientos existentes entre todas las unidades de flujo no permitió caracterizar los cuerpos de arena de forma individual en las unidades 5PS20 y 4PS30, por lo que se realizó para todas las 10 unidades de flujos existentes en el área de estudio (6PS0, 5PS40, 5PS30, 5PS20, 5PS10, 5PS0, 4PS40, 4PS30, 4PS20 y 4PS0) que las incluye y que conforman el yacimiento OFI INF SDZ 2X A1 en la Formación Oficina.

- El algoritmo estocástico de simulación que mejor se reproduce a las condiciones del dato para la elaboración del modelo de facies fue el

basado en píxel mediante el uso de simulación secuencial de indicador (SIS) y para el caso de las propiedades petrofísicas (volumen de arcilla y porosidad) se utilizó el algoritmo de simulación secuencial gaussiana.

- Las simulaciones de las facies y propiedades petrofísicas fueron realizadas en una malla de 1.1 MM de celdas con incrementos de 100m x 100m x 2 pies, por ser el tamaño de celdas que mejor se ajusta al dato de entrada escalado.

- Se corrió 10 realizaciones equiprobables de simulación de facies, y 20 realizaciones para cada uno de las propiedades petrofísicas de Vsh, Phie y se calculó el Net/Gross y permeabilidad (K) de cada una de estaspropiedades, las cuales fueron usadas finalmente para el cálculo de POES.

- En base al análisis probabilísticose tiene que el POES correspondiente al P50 es el valor más probable con 4,9 MMMBNP, con una desviación estándar de 1 MMMBNP siendo el valor más pesimista el P10 con 3.9 MMMBNP y el más optimista el P90 con 6.4 MMMBNP.

5.2 Recomendaciones

- Se sugiere realizar la adquisición sísmica 3D a fin de tener un mejor control estructural y una mejor interpretación geológica del área, de igual manera conocer con más detalle, como es el entrampamiento del hidrocarburo en el yacimiento.

- Se recomienda tomar núcleos adicionales para poder realizar una caracterización de facies más refinada que sea soporte para el modelado de facies y propiedades petrofísicas.

- Se recomienda la actualización del modelo estático, a medida que se vaya incorporando información mediante la perforación nuevos pozos e información de núcleos, en el área de estudio.

Apéndices

Apéndice A:

Reportes de resultados de cálculos de POES para las 20 realizaciones.

Tabla A.1. cálculos de POES para la realización 1_1.

	Bulk volume[*10^ 6 m3]	Net volume[*10^ 6 m3]	Pore volume[*10^ 6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIIP (in oil)[*10^6 m3]	STOIIP[*10^ 6 m3]
Case_1_1_1	6822	3274	1043	814	775	775
Totals all result types						
Zones						
6PS0	693	205	66	51	49	49
5PS40	1090	572	181	141	134	134
5PS30	845	499	159	124	118	118
5PS20	830	525	166	130	124	124
5PS10	709	361	115	90	86	86
5PS0	741	367	119	93	88	88
4MFS40	932	394	126	98	93	93
4PS30	829	336	107	84	80	80
4PS20	153	14	5	4	3	3

Tabla A.2. cálculos de POES para la realización 1_2.

	Bulk volume[*10^ 6 m3]	Net volume[*10^ 6 m3]	Pore volume[*10^ 6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIIP (in oil)[*10^6 m3]	STOIIP[*10^ 6 m3]
case_1_2_1	6822	3274	1045	815	776	776
Totals all result types						
Zones						
6PS0	693	205	65	50	48	48
5PS40	1090	572	183	143	136	136
5PS30	845	499	160	125	119	119
5PS20	830	525	168	131	124	124
5PS10	709	361	116	90	86	86
5PS0	741	367	117	91	87	87
4MFS40	932	394	125	98	93	93
4PS30	829	336	107	84	80	80
4PS20	153	14	5	4	3	3

Tabla A.3. Cálculos de POES para la realización 2_1.

	Bulk volume[*10^ 6 m3]	Net volume[*10^ 6 m3]	Pore volume[*10^ 6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIIP (in oil)[*10^6 m3]	STOIIP[*10^ 6 m3]
case_2_1_1	6822	3321	1063	829	790	790
Totals all result types						
Zones						
6PS0	693	204	65	51	48	48
5PS40	1090	590	190	148	141	141
5PS30	845	488	156	122	116	116
5PS20	830	512	164	128	122	122
5PS10	709	378	121	95	90	90
5PS0	741	363	116	91	86	86
4MFS40	932	432	137	107	102	102
4PS30	829	335	107	83	79	79
4PS20	153	20	7	5	5	5

Tabla A.4. Cálculos de POES para la realización 2_2.

Case	Bulk volume[*10^ 6 m3]	Net volume[*10^ 6 m3]	Pore volume[*10^ 6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIIP (in oil)[*10^6 m3]	STOIIP[*10^ 6 m3]
case_2_2_1	6822	3321	1058	825	786	786
Totals all result types						
Zones						
6PS0	693	204	65	50	48	48
5PS40	1090	590	188	147	140	140
5PS30	845	488	156	122	116	116
5PS20	830	512	163	127	121	121
5PS10	709	378	121	94	90	90
5PS0	741	363	115	90	86	86
4MFS40	932	432	137	107	102	102
4PS30	829	335	107	83	79	79
4PS20	153	20	6	5	5	5

Tabla A.5. Cálculos de POES para la realización 3_1.

	Bulk volume[*10^ 6 m3]	Net volume[*10^ 6 m3]	Pore volume[*10^ 6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIIP (in oil)[*10^6 m3]	STOIIP[*10^ 6 m3]
case_3_1_1	6822	3332	1064	830	790	790
Totals all result types						
Zones						
6PS0	693	207	66	51	49	49
5PS40	1090	597	191	149	142	142
5PS30	845	494	158	124	118	118
5PS20	830	515	164	128	121	121
5PS10	709	380	121	95	90	90
5PS0	741	371	119	93	89	89
4MFS40	932	419	134	104	99	99
4PS30	829	332	106	82	78	78
4PS20	153	17	5	4	4	4

Tabla A.6. Cálculos de POES para la realización 3_2.

	Bulk volume[*10^ 6 m3]	Net volume[*10^ 6 m3]	Pore volume[*10^ 6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIIP (in oil)[*10^6 m3]	STOIIP[*10^ 6 m3]
case_3_2_1	6822	3332	1063	829	790	790
Totals all result types						
Zones						
6PS0	693	207	66	52	49	49
5PS40	1090	597	190	148	141	141
5PS30	845	494	157	123	117	117
5PS20	830	515	164	128	122	122
5PS10	709	380	122	95	90	90
5PS0	741	371	119	93	89	89
4MFS40	932	419	133	104	99	99
4PS30	829	332	106	83	79	79
4PS20	153	17	5	4	4	4

Tabla A.7. Cálculos de POES para la realización 4_1.

	Bulk volume[*10^ 6 m3]	Net volume[*10^ 6 m3]	Pore volume[*10^ 6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIIP (in oil)[*10^6 m3]	STOIIP[*10^ 6 m3]
case_4_1_1	6822	3294	1050	819	780	780
Totals all result types						
Zones						
6PS0	693	193	61	48	46	46
5PS40	1090	597	190	148	141	141
5PS30	845	490	157	122	116	116
5PS20	830	532	169	132	126	126
5PS10	709	362	116	91	86	86
5PS0	741	365	116	90	86	86
4MFS40	932	384	121	95	90	90
4PS30	829	352	113	88	84	84
4PS20	153	20	6	5	5	5

Tabla A.8. Cálculos de POES para la realización 4_2.

	Bulk volume[*10^ 6 m3]	Net volume[*10^ 6 m3]	Pore volume[*10^ 6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIIP (in oil)[*10^6 m3]	STOIIP[*10^ 6 m3]
case_4_2_1	6822	3294	1051	820	781	781
Totals all result types						
Zones						
6PS0	693	193	61	48	46	46
5PS40	1090	597	191	149	142	142
5PS30	845	490	156	122	116	116
5PS20	830	532	170	132	126	126
5PS10	709	362	115	90	86	86
5PS0	741	365	116	90	86	86
4MFS40	932	384	124	97	92	92
4PS30	829	352	112	87	83	83
4PS20	153	20	6	5	5	5

Tabla A.9. Cálculos de POES para la realización 5_1.

	Bulk volume[*10^ 6 m3]	Net volume[*10^ 6 m3]	Pore volume[*10^ 6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIIP (in oil)[*10^6 m3]	STOIIP[*10^ 6 m3]
case_5_1_1	6822	3252	1035	807	769	769
Totals all result types						
Zones						
6PS0	693	192	61	48	46	46
5PS40	1090	584	185	144	137	137
5PS30	845	488	154	120	115	115
5PS20	830	508	162	127	121	121
5PS10	709	370	118	92	88	88
5PS0	741	374	118	92	88	88
4MFS40	932	396	127	99	94	94
4PS30	829	323	103	80	76	76
4PS20	153	18	6	5	4	4

Tabla A.10. Cálculos de POES para la realización 5_2.

	Bulk volume[*10^ 6 m3]	Net volume[*10^ 6 m3]	Pore volume[*10^ 6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIIP (in oil)[*10^6 m3]	STOIIP[*10^ 6 m3]
case_5_2_1	6822	3252	1038	810	771	771
Totals all result types						
Zones						
6PS0	693	192	61	48	46	46
5PS40	1090	584	186	145	138	138
5PS30	845	488	157	122	116	116
5PS20	830	508	162	126	120	120
5PS10	709	370	118	92	88	88
5PS0	741	374	119	93	89	89
4MFS40	932	396	126	98	94	94
4PS30	829	323	103	80	76	76
4PS20	153	18	6	5	4	4

Tabla A.11. Cálculos de POES para la realización 6_1.

	Bulk volume[*10^ 6 m3]	Net volume[*10^ 6 m3]	Pore volume[*10^ 6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIIP (in oil)[*10^6 m3]	STOIIP[*10^ 6 m3]
case_6_1_1	6822	3296	1050	819	780	780
Totals all result types						
Zones						
6PS0	693	198	63	49	47	47
5PS40	1090	582	185	144	137	137
5PS30	845	483	155	121	115	115
5PS20	830	524	167	130	124	124
5PS10	709	362	116	90	86	86
5PS0	741	372	119	93	88	88
4MFS40	932	410	130	101	97	97
4PS30	829	345	110	86	81	81
4PS20	153	21	7	5	5	5

Tabla A.12. Cálculos de POES para la realización 6_2.

	Bulk volume[*10^ 6 m3]	Net volume[*10^ 6 m3]	Pore volume[*10^ 6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIIP (in oil)[*10^6 m3]	STOIIP[*10^ 6 m3]
case_6_2_1	6822	3296	1052	821	782	782
Totals all result types						
Zones						
6PS0	693	198	63	49	47	47
5PS40	1090	582	186	145	138	138
5PS30	845	483	154	120	115	115
5PS20	830	524	167	130	124	124
5PS10	709	362	115	90	86	86
5PS0	741	372	118	92	88	88
4MFS40	932	410	132	103	98	98
4PS30	829	345	111	86	82	82
4PS20	153	21	7	5	5	5

Tabla A.13. Cálculos de POES para la realización 7_1.

	Bulk volume[*10^ 6 m3]	Net volume[*10^ 6 m3]	Pore volume[*10^ 6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIIP (in oil)[*10^6 m3]	STOIIP[*10^ 6 m3]
case_7_1_1	6822	3277	1042	813	774	774
Totals all result types						
Zones						
6PS0	693	198	63	49	47	47
5PS40	1090	591	188	147	140	140
5PS30	845	499	159	124	118	118
5PS20	830	506	161	125	119	119
5PS10	709	361	115	90	86	86
5PS0	741	371	118	92	88	88
4MFS40	932	404	129	100	96	96
4PS30	829	332	105	82	78	78
4PS20	153	15	5	4	4	4

Tabla A.14. Cálculos de POES para la realización 7_2.

	Bulk volume[*10^ 6 m3]	Net volume[*10^ 6 m3]	Pore volume[*10^ 6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIIP (in oil)[*10^6 m3]	STOIIP[*10^ 6 m3]
case_7_2_1	6822	3277	1046	816	777	777
Totals all result types						
Zones						
6PS0	693	198	63	49	47	47
5PS40	1090	591	189	147	140	140
5PS30	845	499	160	125	119	119
5PS20	830	506	161	126	120	120
5PS10	709	361	115	90	86	86
5PS0	741	371	118	92	88	88
4MFS40	932	404	130	101	96	96
4PS30	829	332	106	82	78	78
4PS20	153	15	5	4	4	4

Tabla A.15. Cálculos de POES para la realización 8_1.

	Bulk volume[*10^ 6 m3]	Net volume[*10^ 6 m3]	Pore volume[*10^ 6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIIP (in oil)[*10^6 m3]	STOIIP[*10^ 6 m3]
case_8_1_1	6822	3305	1052	821	782	782
Totals all result types						
Zones						
6PS0	693	207	66	51	49	49
5PS40	1090	576	183	143	136	136
5PS30	845	491	156	122	116	116
5PS20	830	527	167	130	124	124
5PS10	709	364	117	91	87	87
5PS0	741	370	118	92	88	88
4MFS40	932	395	125	98	93	93
4PS30	829	355	113	88	84	84
4PS20	153	21	6	5	5	5

Tabla A.16. Cálculos de POES para la realización 8_2.

	Bulk volume[*10^ 6 m3]	Net volume[*10^ 6 m3]	Pore volume[*10^ 6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIIP (in oil)[*10^6 m3]	STOIIP[*10^ 6 m3]
case_8_2_1	6822	3305	1054	822	783	783
Totals all result types						
Zones						
6PS0	693	207	66	51	49	49
5PS40	1090	576	184	143	137	137
5PS30	845	491	157	122	116	116
5PS20	830	527	168	131	125	125
5PS10	709	364	116	91	86	86
5PS0	741	370	118	92	87	87
4MFS40	932	395	127	99	94	94
4PS30	829	355	113	88	84	84
4PS20	153	21	7	5	5	5

Tabla A.17. Cálculos de POES para la realización 9_1.

	Bulk volume[*10^ 6 m3]	Net volume[*10^ 6 m3]	Pore volume[*10^ 6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIIP (in oil)[*10^6 m3]	STOIIP[*10^ 6 m3]
case_9_1_1	6822	3270	1038	810	771	771
Totals all result types						
Zones						
6PS0	693	195	62	48	46	46
5PS40	1090	589	187	146	139	139
5PS30	845	496	158	123	117	117
5PS20	830	521	164	128	122	122
5PS10	709	360	115	90	85	85
5PS0	741	362	115	90	86	86
4MFS40	932	395	126	98	93	93
4PS30	829	332	105	82	78	78
4PS20	153	19	6	5	4	4

Tabla A.18. Cálculos de POES para la realización 9_2.

	Bulk volume[*10^ 6 m3]	Net volume[*10^ 6 m3]	Pore volume[*10^ 6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIIP (in oil)[*10^6 m3]	STOIIP[*10^ 6 m3]
case_9_2_1	6822	3270	1044	815	776	776
Totals all result types						
Zones						
6PS0	693	195	62	48	46	46
5PS40	1090	589	189	147	140	140
5PS30	845	496	158	123	117	117
5PS20	830	521	167	130	124	124
5PS10	709	360	115	89	85	85
5PS0	741	362	116	90	86	86
4MFS40	932	395	127	99	94	94
4PS30	829	332	106	83	79	79
4PS20	153	19	6	5	5	5

Tabla A.19. Cálculos de POES para la realización 10_1.

	Bulk volume[*10^ 6 m3]	Net volume[*10^ 6 m3]	Pore volume[*10^ 6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIIP (in oil)[*10^6 m3]	STOIIP[*10^ 6 m3]
case_10_1_1	6822	3266	1040	811	773	773
Totals all result types						
Zones						
6PS0	693	196	62	49	46	46
5PS40	1090	580	186	145	138	138
5PS30	845	505	161	125	119	119
5PS20	830	502	159	124	118	118
5PS10	709	355	113	88	84	84
5PS0	741	367	117	92	87	87
4MFS40	932	412	131	102	97	97
4PS30	829	333	106	83	79	79
4PS20	153	15	5	4	4	4

Tabla A.20. Cálculos de POES para la realización 10_2.

	Bulk volume[*10^ 6 m3]	Net volume[*10^ 6 m3]	Pore volume[*10^ 6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIIP (in oil)[*10^6 m3]	STOIIP[*10^ 6 m3]
case_10_2_1	6822	3266	1042	813	774	774
Totals all result types						
Zones						
6PS0	693	196	62	49	46	46
5PS40	1090	580	185	144	137	137
5PS30	845	505	161	126	120	120
5PS20	830	502	160	125	119	119
5PS10	709	355	113	88	84	84
5PS0	741	367	117	91	87	87
4MFS40	932	412	133	104	99	99
4PS30	829	333	106	83	79	79
4PS20	153	15	5	4	4	4

Apéndice B:

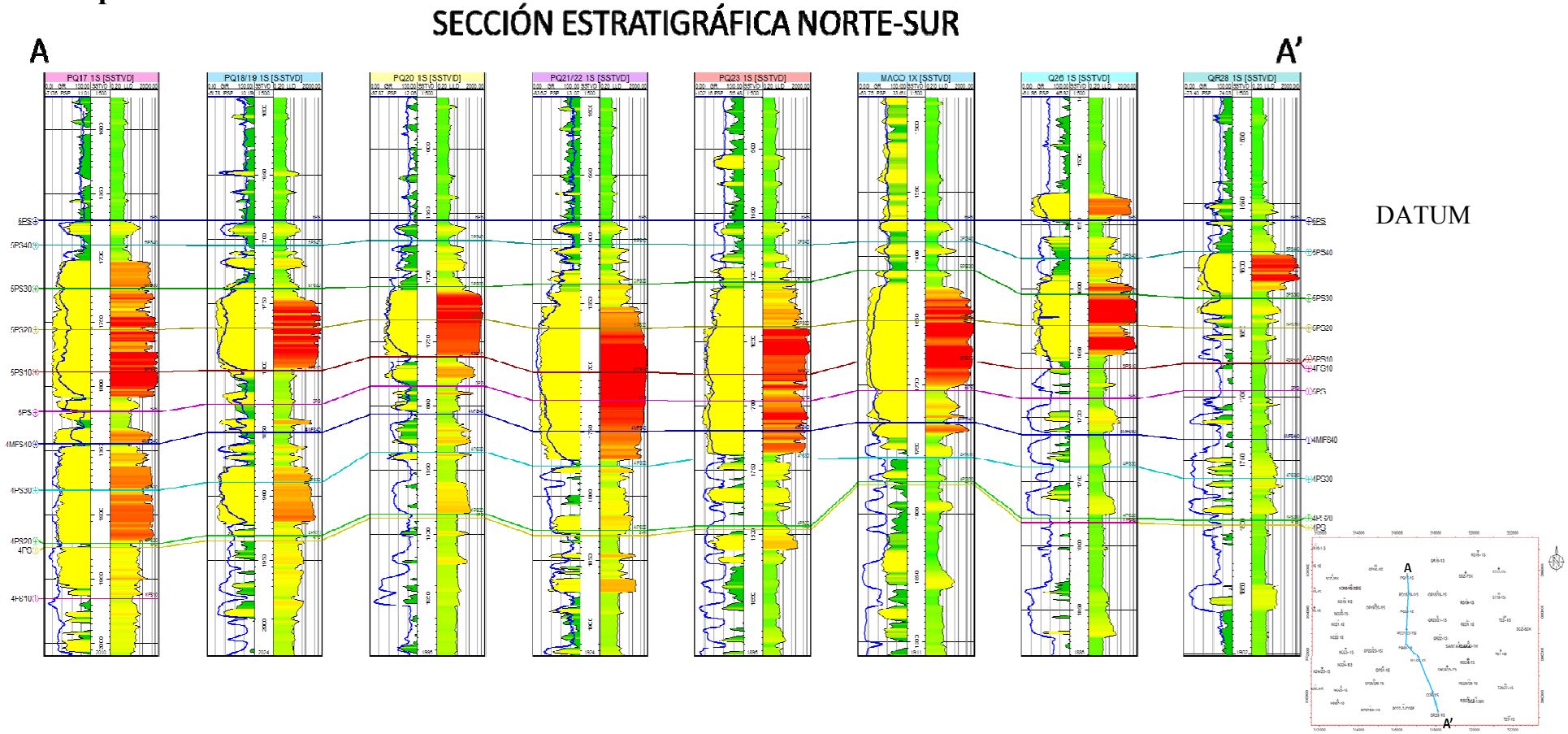


Figura B.1. Sección estratigráfica norte-sur del área de estudio

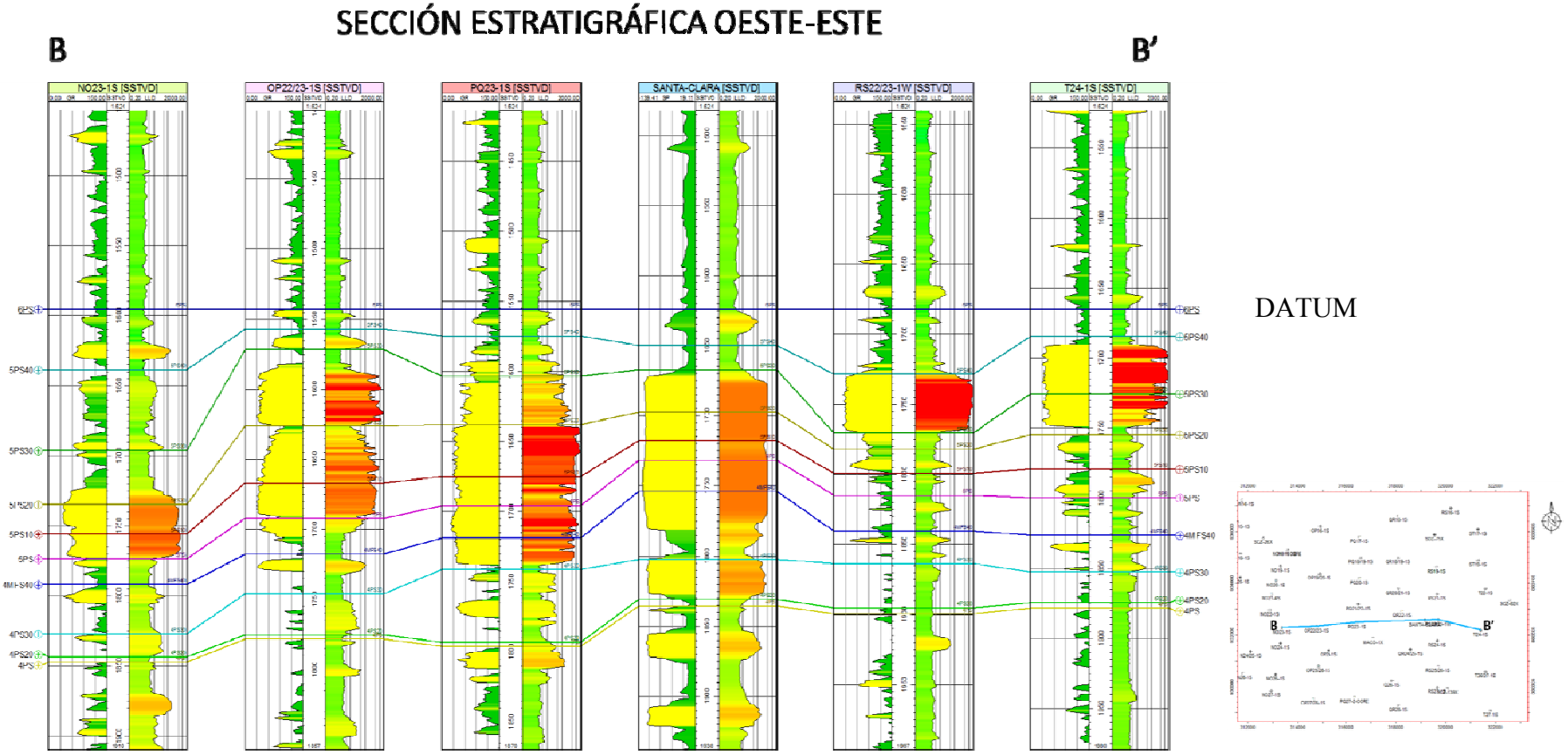


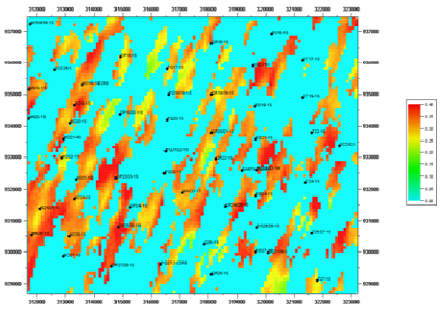
Figura B.2. Sección estratigráfica oeste-este del área de estudio

Apéndice C.

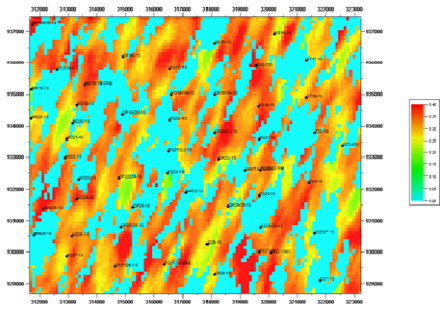
Mapas de porosidad efectiva del área de estudio.

Mapas de distribución y tendencias de la porosidad efectiva de cada una de las unidades de flujo estudiadas.

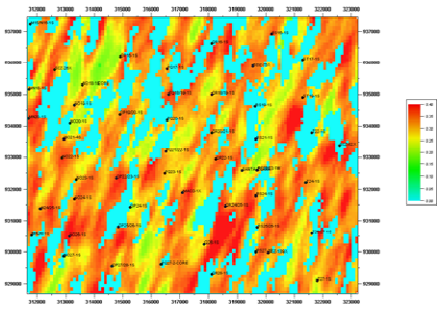
6PS0, K3



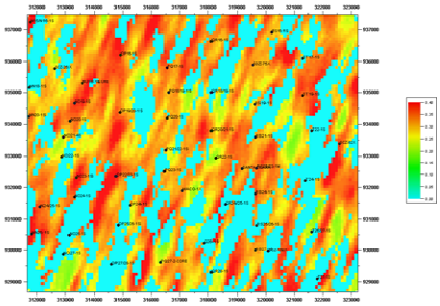
5PS40, K22



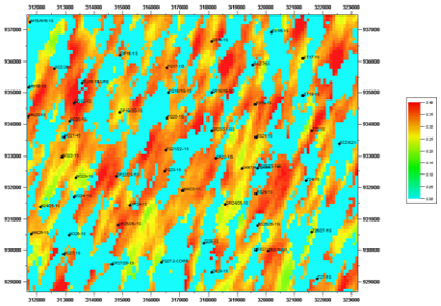
5PS30, K40



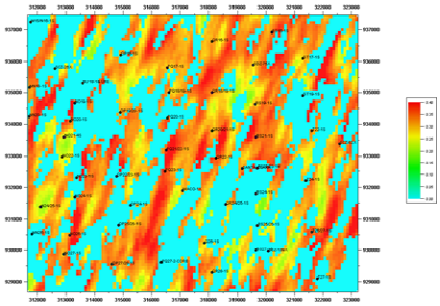
5PS20, K52



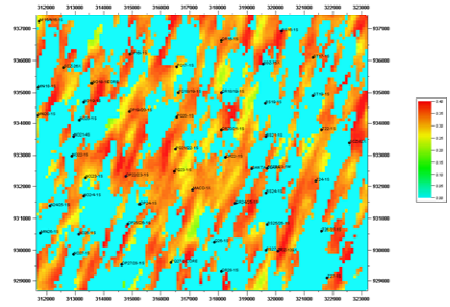
5PS10, K60



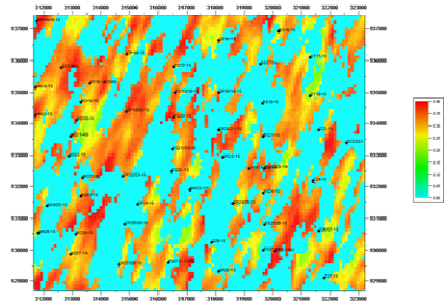
5PS0, K75



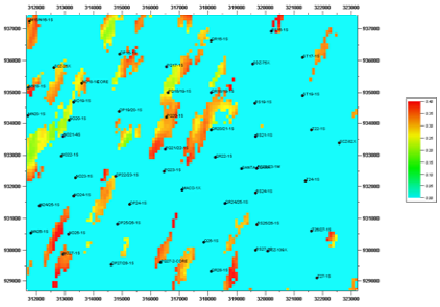
4PS40, K84



4PS30, K95



4PS20, K108

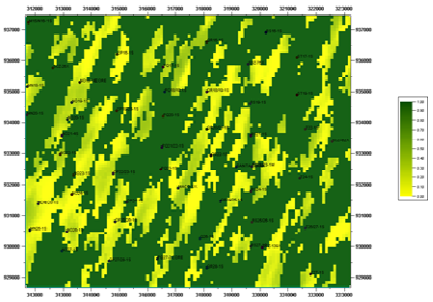


Apéndice D.

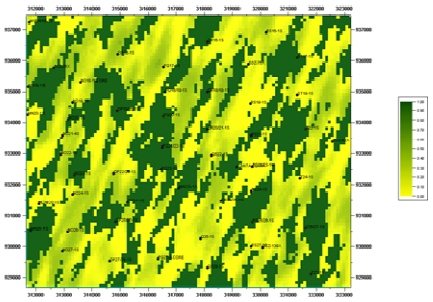
Mapas de volumen de arcilla del área de estudio.

Mapas de distribución y tendencias del volumen de arcilla de cada una de las unidades de flujo estudiadas.

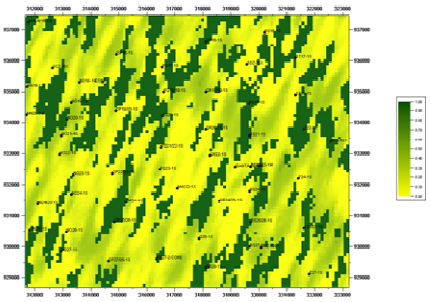
6PS0, K3



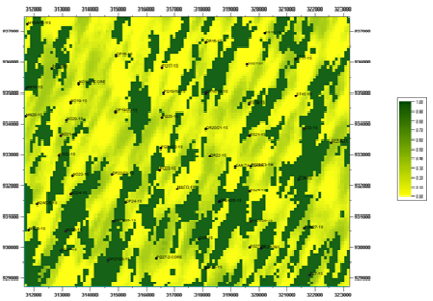
5PS40, K22



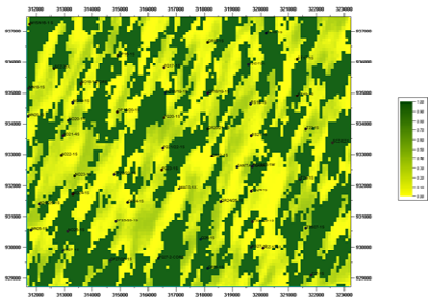
5PS30, K40



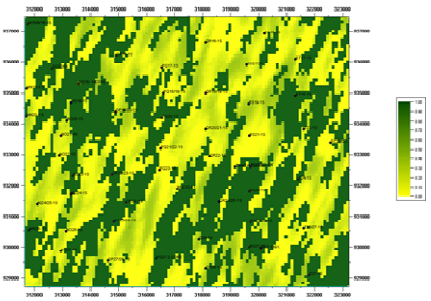
5PS20, K52



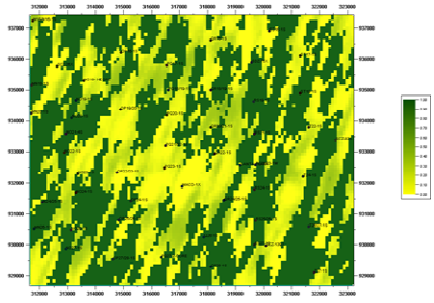
5PS10, K60



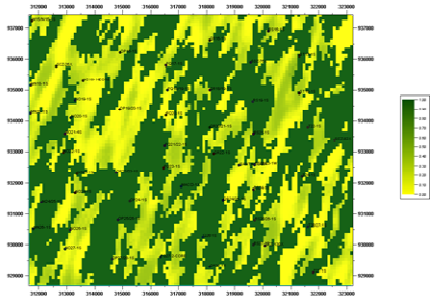
5PS0, K75



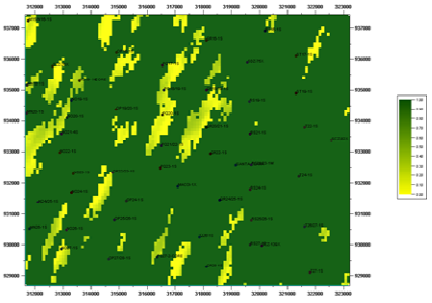
4PS40, K84



4PS30, K95



4PS20, K108

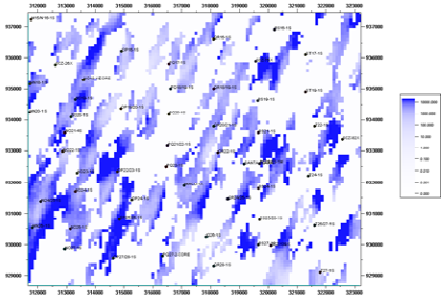


Apéndice E.

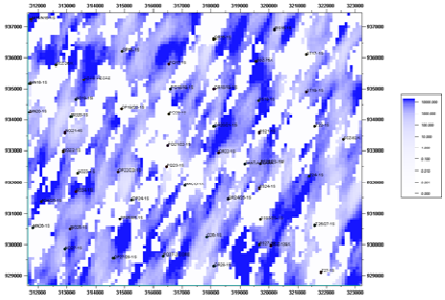
Mapas de permeabilidad del área de estudio.

Mapas de distribución y tendencias de la permeabilidad de cada una de las unidades de flujo estudiadas.

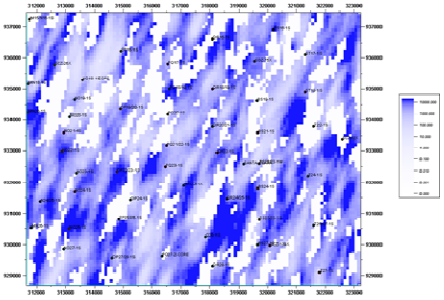
6PS0, K3



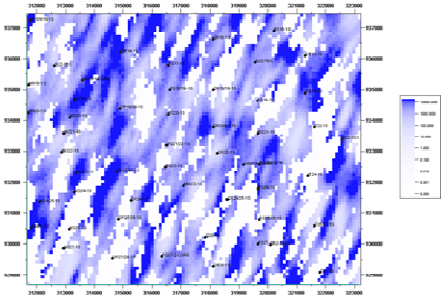
5PS40, K22



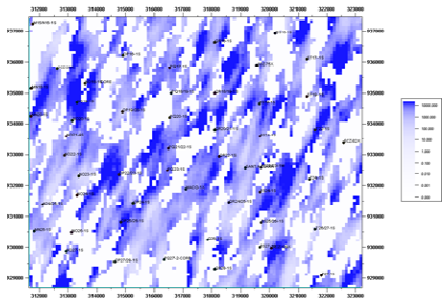
5PS30, K40



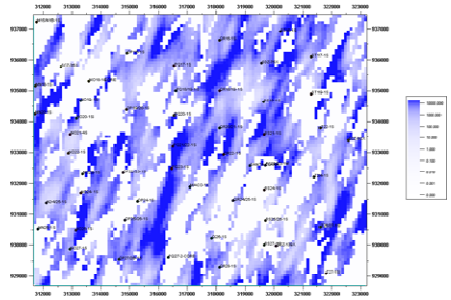
5PS20, K52



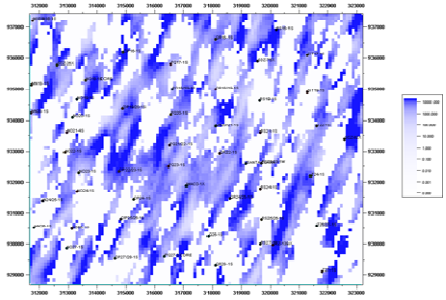
5PS10, K60



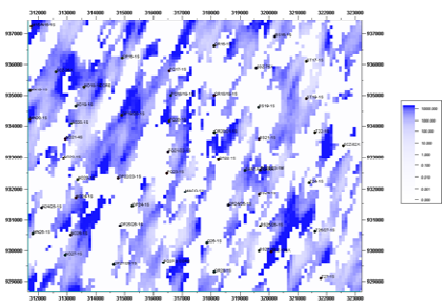
5PS0, K75



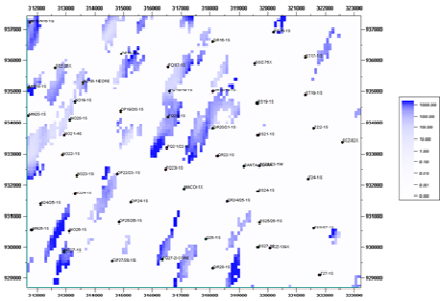
4PS40, K84



4PS30, K95



4PS20, K108

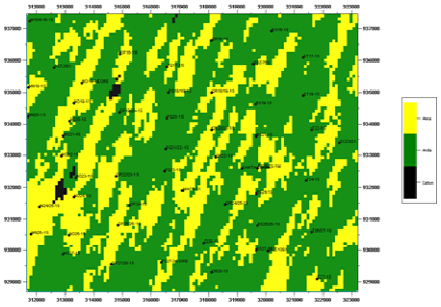


Apéndice F.

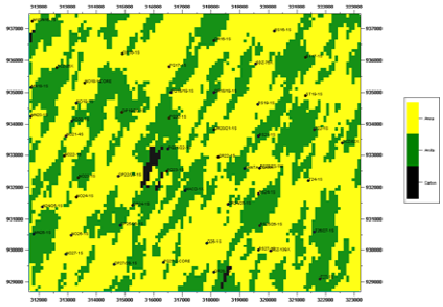
Mapas de facies del área de estudio.

Mapas de distribución y tendencias de facies de cada una de las unidades de flujo estudiadas.

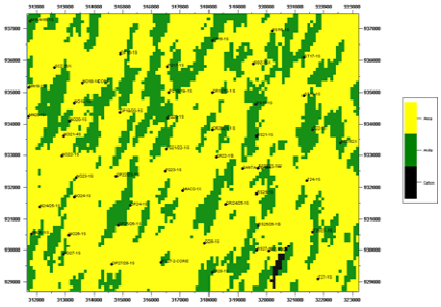
6PS0, K3



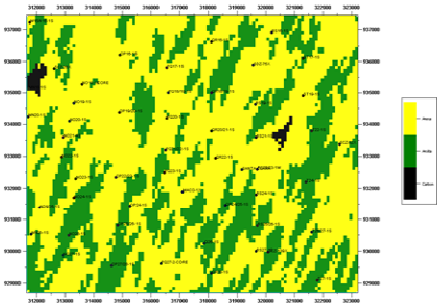
5PS40, K22



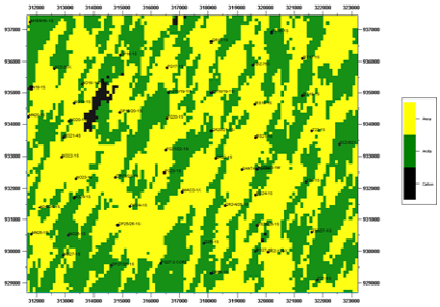
5PS30,, K40



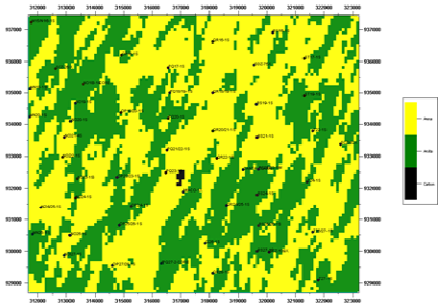
5PS20, K52



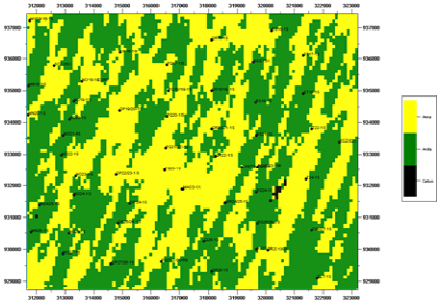
5PS10, K60



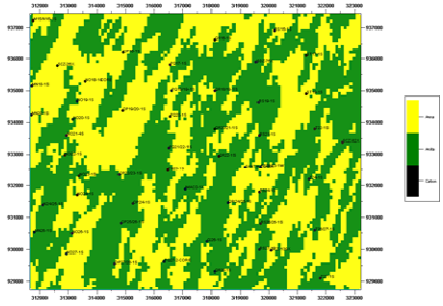
5PS0, K75



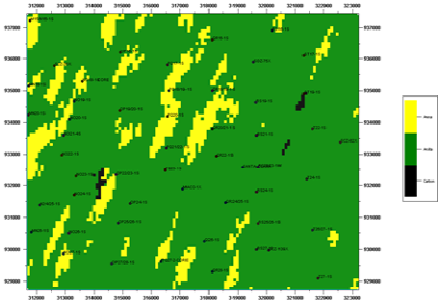
4PS40, K84



4PS30. K95



4PS20, K108

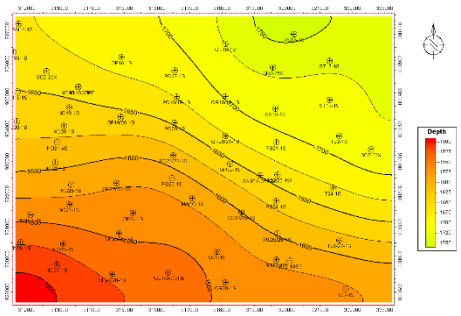


Apéndice G.

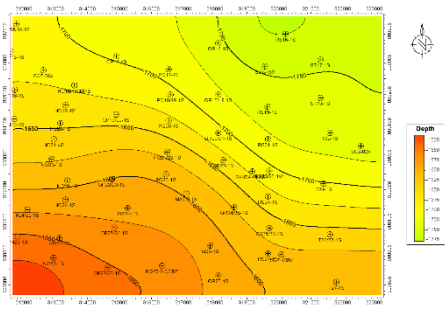
Mapas topes estructurales del área de estudio.

Mapas estructurales de cada una de las unidades de flujo estudiadas.

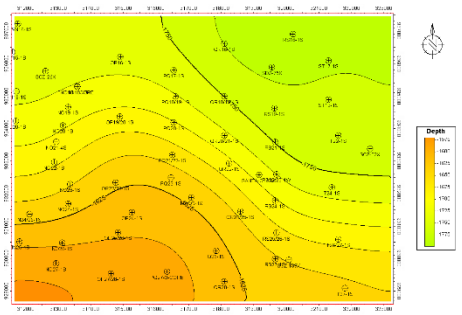
6PS0



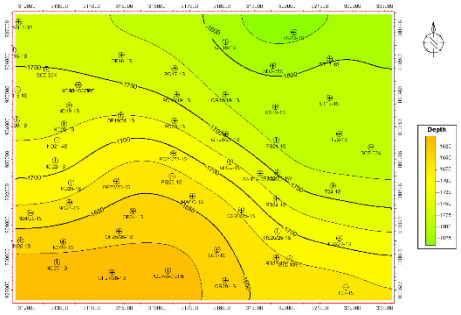
5PS40



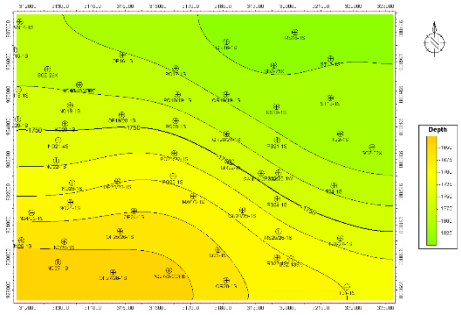
5PS30



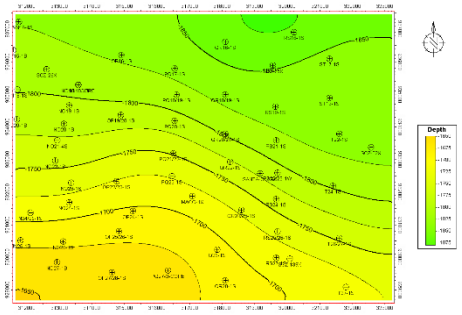
5PS20



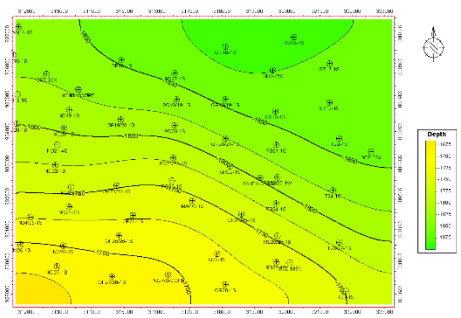
5PS10



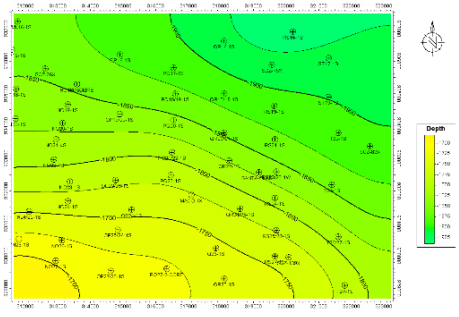
5PS0



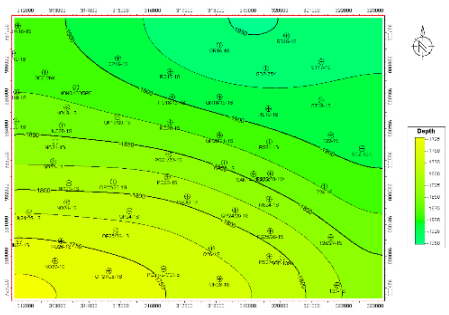
4PS40



4PS30



4PS20



Referencias

C., D. (2002). *Geostatistical reservoir modeling.*U.S.A: OxfordUniversity Press.

D&M, W. n. (2002). *Petrozuata Reservoir Characterization* **.** Venezuela.

Deutsch, C. (2002). *Geoestatistical reservoir modeling.*OxfordUniversity Press.

E&P, P. (2009). *Modelo de Caracterización de Fluidos del Yacimiento OFI INF SDZ-2X A1, Campo Zuata Principal, Bloque Junín, Distrito Cabrutica.*

E&P, P. (2009). *Modelo Estratigráfico del Campo Zuata Principal, Yacimiento OFI INF SDZ 2X A1 Perteneciente al Distrito Cabrutica.*

E&P, P. (2009). *Modelo Geoestadístico del Campo Zuata Principal, Yacimiento OFI INF SDZ-2X A1 del Distrito Cabrutica.*

E&P, P. (2009). *Modelo Petrofísico del Campo Zuata Principal, Yacimiento OFI INF SDZ 2X A1 Perteneciente al Distrito Cabrutica.*

Erick M., C. (2002). *Construcción de Modelos Geoestadisticos a escala centimetrica de Facies Heteroliticas, en las secciones informales C1 y C2 de la Formación Oficina, Campo San Diego, Zuata (Edo. Anzoátegui).*Caracas: Tesis de Grado.

Evenick, J. (2008). *Introduction to Well Logs and Subsurface Maps.*Pennwell Corp.

Gonzalez de Juana, C., Iturralde de Arozena, J. M., & Cadillat, X. P. (1980). *Geología de Venezuela y sus cuencas petrolíferas.* **.**Caracas: Foninves.

L.Q. Cao, D. W. (1992). *Geophysics, petrophysics and structure, Australian* **.** Nuclear Science and Technology Organisation.

Lopez, C. F. (2004). *Petrophysics at the rock matrix scale: hydraulic properties and petrographic.*

Luthi, S. M. (2001). *Geological well logs: their use in reservoir modeling.*

Morillo, Y. C. (2003). *Descripción del Yacimiento O-16, área Cerro Negro, - Bitor, mediante técnicas Geoestadisticas.*Caracas: Tesis de Grado.

Rodriguez, H. V. (1997). Integrate study of a heavy oil reservoir in the Orinoco Belt: A Field Case Simulation. *Reservoir Simulation Symposium, Dallas-USA.*, SPE 38015.

S.D., S. J. (1999). *Petrozuata Stratigraphic Pilot Study. Integrate InterpretationCenter. Exploration Production Technology. Conoco, Inc.*Houston, Texas.

Selley, R. C. (2000). *Applied Sedimentology.* Academic Press.

V. N. Kobranova, V. V. (1989). *Petrophysics.* Moscow : Mir Publishers.