

**APLICACIÓN DE TECNICAS GEOESTADISTICAS PARA EL MODELAMIENTO
DE FRACTURAS EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS:
CAMPO COLOMBIANO**

**JULIAN FERNANDO CANDELA SOTO
FABIAN ORIEL RAMIREZ LUNA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2007

**APLICACIÓN DE TECNICAS GEOESTADISTICAS PARA EL MODELAMIENTO
DE FRACTURAS EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS:
CAMPO COLOMBIANO**

**JULIAN FERNANDO CANDELA SOTO
FABIAN ORIEL RAMIREZ LUNA**

**Trabajo de Grado como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

NICOLAS SANTOS SANTOS

Ingeniero de Petróleos, MsC.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS**

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS

BUCARAMANGA

2007

A Dios por ser la fuerza de mi vida y de este sueño. A María Santísima por llevarme en su regazo. A mis padres y hermanas que con paciencia, sacrificio y amor acompañaron cada instante de mi carrera. A Julianita, mujer que fue mi bastón y descanso en todo momento. A todos y cada uno de los viejos amigos...A todos GRACIAS... JULIAN.

A Dios por permitirme este nuevo logro. A mis padres por su apoyo, compañía y grandes enseñanzas. A mis hermanos por sus consejos. A Sandra motor de mi vida. Finalmente, a todas las personas que de una u otra colaboraron en el desarrollo de este trabajo... FABIAN.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A DIOS por iluminar y guiar nuestros pasos para alcanzar este nuevo logro.

A Maria Santísima por su intersección.

A Edwin Pineda Carreño, por su supervisión y guía en el desarrollo de este proyecto en el modelamiento geoestadístico.

Al Msc. Nicolás Santos, por la oportunidad brindada e interés en este proyecto.

Al Grupo de Modelamiento de Procesos Hidrocarburos GMPH por toda la información suministrada y supervisión en el proyecto.

A la ingeniera Olga Patricia Ortiz Cancino por la información suministrada del grid de simulación del Campo Colombiano a aplicar.

A la Corporación NATFRAC, por su apoyo en la parte técnica y supervisión en el estudio geológico del proyecto con la colaboración del Geólogo Sergio Ivan Nuncira y Edwar Hernando Herrera Otero.

Al Dr. Eduardo A. Idrobo, por sus consejos para la elaboración del proyecto.

Al Ing. William Navarro Garcia, por su supervisión en la caracterización de YNF y al Ing. Aníbal Ordoñez, por sus consejos en el modelamiento de YNF.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	2
1. CONCEPTOS DE GEOESTADISTICA	3
1.1 LOS ORIGENES DE LA GEOESTADISTICA	3
1.2 LA GEOESTADISTICA EN LA INDUSTRIA DEL PETROLEO	4
1.3 VARIABLES ALEATORIAS REGIONALIZADAS	7
1.4 VARIOGRAMAS	8
1.5 MODELAMIENTO DE VARIOGRAMAS	10
1.6 ANISOTROPIA	13
1.7 TECNICA DE INTERPOLACION GEOESTADISTICA DE KRIGING	15
1.8 PROGRAMAS DE MODELAMIENTO GEOESTADISTICOS	
LIBRERÍA – GSLIB	17
1.8.2 Programas de Variogramas de GSLIB	18
1.8.3 Mapas de Variograma VARMAP	20
1.8.4 Algoritmo de Tipo Gaussiano	21
1.8.5 Realizaciones Múltiples	23
1.8.6 Algoritmos de Tipo Indicador	24
2. GENERALIDADES DE YACIMIENTOS NATURALMENTE	
FRACTURADOS (YNF)	25
2.1 CARACTERIZACION DE YNF	26
2.2.1 Clasificación de Almacenamiento	30
2.2.2 Sistemas de Fracturas	32
2.2.2.1 Fracturas Tectonicas	32

2.2.2.2 Fracturas Regionales	33
2.2.2.3 Fracturas Contraccionales	33
2.3 IDENTIFICACION DE UN YNF	34
3. ESTADO DEL ARTE DE TECNICAS GEOESTADISTICAS PARA MODELAMIENTO DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	36
4. METODOLOGIA CARACTERIZACION DE FRACTURAS	45
4.1 MODELAMIENTO GEOESTADISTICO	56
5. METODOLOGIA MODELO SINTETICO APLICADO A UN CAMPO COLOMBIANO. CASO CAMPO	65
5.1 MODELAMIENTO DE PARAMETROS DE FRACTURA	75
5.2 MODELAMIENTO DE OBJETOS APLICADO A UN CAMPO COLOMBIANO	82
6. ANALISIS Y RESULTADOS DEL MODELAMIENTO GEOESTADISTICO AL CAMPO MODELO	85
6.1 MODELAMIENTO DE FACIES	85
6.2 MODELAMIENTO NUMERO DE FRACTURAS	89
6.3 MODELAMIENTO DE TIPO DE ESFUERZOS GENERADORES DE FRACTURAS	89
6.4 MODELAMIENTO DE APERTURA	93
6.5 MODELAMIENTO DE ORIENTACION DE FRACTURAS	95
CONCLUSIONES	99
RECOMENDACIONES	101
BIBLIOGRAFIA	102

LISTA FIGURAS

	Pág.
Figura.1 Elementos del variograma	10
Figura. 2 Modelo Lineal	10
Figura. 3 Modelo Esférico	11
Figura.4 Modelo Exponencial	11
Figura. 5 Modelo de Potencia	12
Figura. 6 Modelo Gaussiano	12
Figura. 7 Modelo Efecto Hueco	13
Figura. 8 Anisotropía Geométrica	14
Figura. 9 Anisotropía Zonal	14
Figura. 10 Anisotropía Hibrida	14
Figura. 11 Relleno de calcita en microfracturas	31
Figura. 12 Imágenes procesadas del BHTV de una fractura natural	35
Figura. 13 Distribución de Fracturas con gran apertura	41
Figura. 14 Distribución de Fracturas con menor apertura	41
Figura. 15 “Cross Section”. Distribución de permeabilidad de fracturas	42
Figura. 16 Mapa de Fractura Formación San Juan	44
Figura 17. Modelo conceptual de Stearns (1968)	48
Figura 18. Modelo conceptual de Price (1968)	48
Figura. 19 Adaptado de Copules (1998)	50
Figura. 20 Relación entre el esfuerzo máximo y las deformaciones..	51
Figura. 21 Modelo del grid con los principales esfuerzos	52
Figura. 22 Modelo de grid con los principales esfuerzos y tendencia de las principales tipos de fracturas	53
Figura. 23 Modelo sintético con sus respectivos pozos	54
Figura. 24 Registros de pozos 1 y 2	55

Figura. 25	Registros escalados para pozos 1 y 2	56
Figura. 26	Modelo sintético para facies	57
Figura. 27	Modelo de facies correlacionando registró	58
Figura. 28	Modelamiento completo modelo sintético	59
Figura. 29	Variograma areal de 0° para shale	60
Figura. 30	Variograma Vertical de shale	61
Figura. 31	Elipse de anisotropía para arenas y shale	61
Figura. 32	Comparación modelo para 50 pozos vs. Modelo sintético	63
Figura. 33	Elipses de anisotropía correlacionados con su respectivo modelo	64
Figura. 34	Sector modelo del grid campo modelo	66
Figura. 35. a.	Capas Modelo Total	67
Figura. 35. b.	Capas Formación M del Modelo	67
Figura. 36	Registro facie y numero de fracturas	70
Figura. 37	Registro completo de los parámetros	72
Figura. 38	Pozos 1, 2, 3, 4, 5, 6 con sus respectivos registros	73
Figura. 39	Pozo 2 con sus registros escalados	74
Figura. 40	Variograma vertical para arenas obtenido del software	75
Figura. 41	Elipse anisotropía para arenas	76
Figura. 42	Facies obtenidas	77
Figura. 43	Numero de fracturas	78
Figura. 44	Tipo de fracturas	79
Figura. 45	Modelo apertura	81
Figura. 46	Modelamiento de orientación	82
Figura. 47	Modelamiento Realizado por objetos	83
Figura. 48	Elipse arena	86
Figura. 49	Elipse de shale	86
Figura. 50 a.	Modelo de facies	87
Figura. 50 b.	Corte Transversal	87

Figura. 51 Variograma areal arena	88
Figura. 52 Variograma vertical arena	88
Figura. 53 Modelo de número de fracturas	89
Figura. 54 Modelo tipo de esfuerzo	90
Figura. 55 Variograma hecho para compresión	91
Figura. 56 Elipse de compresión	92
Figura. 57 Elipse de tensión	92
Figura. 58 Elipse de cizalla	92
Figura. 59 Modelo de apertura	93
Figura. 60 Elipse de Anisotropía fracturas cerradas	94
Figura. 61 Elipse de Anisotropía para fracturas abiertas	95
Figura. 62 Elipse de Anisotropía para fracturas parcialmente abiertas.	95
Figura. 63 Modelo orientación de fracturas	96
Figura. 64 Comparación de realizaciones para número de fracturas asumiendo que las realizaciones están a la misma capa	97
Figura. 65 Comparación numero de facies vs. Producción	98

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla. 1 Dimensiones del grid y celda	67
Tabla. 2 Convenciones de las facies	69
Tabla. 3 Convención apertura para el campo M	71
Tabla. 4 Resultados de facies	85
Tabla. 5 Rangos promedios de los variogramas para facies	88
Tabla. 6 Rangos de los variogramas tipo de esfuerzos	90
Tabla. 7 Resultado de porcentajes de fracturas	93
Tabla. 8 Rango de apertura	94
Tabla. 9 Rangos azimut para tipo de esfuerzos	96

RESUMEN

TITULO: APLICACIÓN DE TECNICAS GEOESTADISTICAS PARA EL MODELAMIENTO DE FRACTURAS EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS. CAMPO COLOMBIANO*

AUTORES: JULIAN FERNANDO CANDELA SOTO**
FABIAN ORIEL RAMIREZ LUNA**

PALABRAS CLAVE: Caracterización de Yacimientos Naturalmente Fracturados, Modelamiento Geoestadístico, Modelamiento por Objetos.

DESCRIPCION:

En este trabajo se presenta una metodología completa para la caracterización de fracturas en yacimientos naturalmente fracturados mediante la aplicación de herramientas geoestadísticas. El proceso de caracterización en este tipo de yacimientos pretende construir un modelo de las fracturas, lo más realista posible y con la menor incertidumbre, mediante la incorporación de toda la información disponible. Se propone una metodología sencilla con base a modelos conceptuales de juegos de fracturas, teoría de esfuerzos y elipses de deformación, para acercarse al conocimiento arquitectural del yacimiento. Se elabora una metodología que tiene como base generar un modelo sintético de parámetros de fracturas, a tal efecto los objetivos consistieron en el análisis y clasificación de fracturas; la caracterización de la orientación de las fracturas, su distribución, intensidad y apertura a diferentes facies para validar la herramienta y a la vez para mostrar la veracidad de las técnicas geoestadísticas tradicional o por celdas y basada en objetos y confirmar cual técnica me permite llegar a un modelo real. Se aplicó la metodología para una zona de un campo colombiano.

El objetivo es presentar una metodología utilizando técnicas geoestadísticas para la caracterización de fracturas en yacimientos naturalmente fracturados, demostrando que por medio de la geoestadística se puede llegar a la representación real del yacimiento y nos presenta la geoestadística como una alternativa útil, ha tener en cuenta por las empresas para disminuir la incertidumbre en la toma de decisiones a futuro.

* Trabajo de Investigación

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Nicolás Santos Santos.

ABSTRACT

TITLE: APPLICATION OF TECHNICAL GEOESTADISTICAL FOR THE MODELAMIENTO OF FRACTURES IN RESERVOIR NATURALLY FRACTURED. COLOMBIAN FIELD

AUTHORS: JULIAN FERNANDO CANDELA SOTO**
FABIAN ORIEL RAMIREZ LUNA**

KEYWORDS: Reservoir Naturally Fractured characterization, geostatistical modeling, modeling for Objects, Petrophysical Modeling.

DESCRIPTION:

In this work a complete methodology is presented naturally for the characterization of fractures in locations fractured by means of the application of tools geoestadistics. The process of characterization in this type of locations seeks to build a model of the fractures, him but possible realist and with the smallest uncertainty, by means of the incorporation of all the available information. He/she intends a simple methodology with base to conceptual models of games of fractures, theory of efforts and ellipses of deformation, to come closer to the knowledge arquitectural of the location. A methodology is elaborated that has like base to generate a synthetic model of parameters of fractures, to such an effect the objectives consisted on the analysis and classification of fractures; the characterization of the orientation of the fractures, their distribution, intensity and opening to different facieses to validate the tool and at the same time to show the truthfulness of the technical traditional geoestadistics or for cells and based on objects and to confirm which technique allows me to arrive to a real model. You applies the methodology for an area of a Colombian field.

The objective is to present a methodology naturally using technical geoestadistics for the characterization of fractures in locations fractured, demonstrating that by means of the geoestadistics you can arrive to the real representation of the location and it presents us the geoestadistics like an useful alternative, he/she is necessary to keep in mind for the companies to diminish the uncertainty in the taking of decisions to future.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Nicolás Santos Santos.

INTRODUCCION

Los yacimientos naturalmente fracturados pueden tener amplias variaciones en sus propiedades lo que con lleva a distintas tasas de producción de los fluidos según su distribución. Una de las dificultades para su descripción reside en el grado de complejidad geológica presente en este tipo de yacimientos y en definir como es el comportamiento de los fluidos en el medio poroso.

En este trabajo se presenta una metodología completa para la caracterización de las fracturas en un yacimiento naturalmente fracturado mediante la aplicación de herramientas geoestadísticas. El proceso de caracterización de yacimientos tiene como objetivo construir un modelo del yacimiento, lo mas realista posible, mediante la incorporación de toda la información disponible.

La determinación del tipo de fracturas de los yacimientos es un tema de creciente interés en la industria petrolera debido a su alto impacto económico, lo que justifica proponer mediante la utilización de técnicas geoestadísticas la caracterización de fracturas en este tipo de yacimientos, utilizando dos técnicas existentes, como la geoestadística basada en celdas (tradicional), y la geoestadística basada en objetos teniendo como objetivo conseguir el mejor modelo tridimensional de la red de fracturas y sus propiedades. En este sentido la cuantificación del espaciamiento de fracturas así como la intensidad del fracturamiento se vuelve un estamento crucial para determinar efectivamente el comportamiento de la deformación y el desarrollo de la estructura.

Entender el impacto del fracturamiento en el desempeño de una estructura requiere una previa y acabada comprensión de su distribución areal y características propias, a tal efecto los objetivos consistieron en el análisis y clasificación de fracturas; la caracterización de la orientación de las fracturas, su distribución, intensidad y apertura a diferentes facies.

Mediante técnicas geoestadísticas se valida el modelo de fracturas presente en la metodología para la caracterización de fracturas en yacimientos naturalmente fracturado utilizando el software "SGSIM" de la librería "GSLIB, para establecer cual de las metodologías presenta mejor ventaja y observar las diferencias entre estas técnicas aplicadas a una zona de un campo colombiano.

1. CONCEPTOS DE GEOESTADISTICA.

A continuación, se presenta una reseña historia de la geoestadística, la integración de las principales teorías que han dado lugar a esta ciencia, los autores que dieron origen y contribuyeron al desarrollo de estas teorías y los diferentes campos en los que empezó a ser aplicada. Asimismo se presentan conceptos básicos de la geoestadística, señalando los principales pasos que se deben seguir para desarrollar un estudio geoestadístico.

La geoestadística es una rama rápidamente evolucionada de la estadística aplicada y la matemática que ofrecen una colección de herramientas que cuantifican y modelan la variabilidad espacial. La variabilidad espacial incluye la escala de la variabilidad (la heterogeneidad) y direccionalidad dentro de un set de datos.

1.1 LOS ORÍGENES DE LA GEOESTADISTICA.

Para hablar de los orígenes de la geoestadística nos dirigiremos a la industria minera en la cual. D. G. Krige, ingeniero de minería sudafricano, y H. S. Sichel, un estadístico, desarrolló un nuevo método de estimación en los años 1950s cuando la estadística "clásica" se encontró impropia para estimar las reservas en las minas. Luego más tarde Georges Matheron, un ingeniero francés, desarrolló innovadores conceptos del Krige y los formalizó dentro de un solo soporte con su Teoría de Variables Regionalizadas. Matheron, es el centro de la geoestadística, abrió camino al uso de la geoestadística en la minería en los años 1960s. La palabra kriging fue un reconocimiento a D. G. Krige.

Es interesante que la geoestadística no fue desarrollada originalmente para resolver los problemas de la interpolación (el kriging) si no pero para dirigirla, lo cual se le llamo el efecto de apoyo. En la minería, esto se refiere a la diferencia entre la variación de los valores promedios medidos de muestras grandes y la variación de los valores promedios medidos de muestras pequeñas que llevan un prejuicio sistemático en las estimaciones. La mayoría de nosotros pasa por alto el efecto de apoyo inconscientemente en la industria de petróleo, sobre todo al combinar medidas de registros de pozos, atributos sísmicos, corazones y pruebas de permeabilidades de pozos.

Por los años 1970s, los kriging habían demostrado ser muy útil en la industria minera. La geoestadística se presentó a la comunidad del petróleo a mediados de los 1970s a través de su primer paquete del software comercial, BLUEPACK. La técnica se extendió a muchas otras áreas de la ciencia de la tierra en los años setenta con el surgimiento de computadoras de gran velocidad. Sin embargo, no fue hasta los años ochenta que esta técnica de geoestadística se usó a cualquier magnitud en la industria de petróleo, y su popularidad ha crecido en todos estos años. (Richard L. 2000)

1.2 LA GEOESTADISTICA EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO.

Los mapas y la cartografía son partes íntegras de la caracterización de yacimientos. Un mapa es un modelo numérico de un atributo (ejemplo la porosidad, la permeabilidad, el espesor, la estructura) la distribución espacial. Sin embargo, el mapeo de un atributo raramente es la meta; más bien, un mapa se usa para hacer una predicción sobre el yacimiento. Un mapa es un pobre modelo de la realidad, si no describe las características de la reales de distribución

espacial de esos atributos, que en la mayoría afecta a la respuesta del yacimiento.

Las enormes inversiones iniciales por desarrollar los campos heterogéneos y el deseo de aumentar la última recuperación han estimulado a las compañías petroleras a usar técnicas innovadoras de caracterización de yacimientos. La geoestadística es a menudo uno de muchas nuevas tecnologías incorporadas en el proceso. Por más de una década, técnicas de geoestadística, han tratado de incorporar datos sísmicos 3-D, esta ha sido una tecnología aceptada para caracterizar los yacimientos de petróleo.

La aplicación de la geoestadística hace necesario y facilita la cooperación entre las geociencias y el diseño de yacimiento, mientras permite a cada disciplina contribuir totalmente. Esto es bastante diferente del pasado, porque la formalización matemática se dejó a menudo al ingeniero de yacimiento. Así, la parte de la filosofía de la geoestadística es asegurar que esa realidad geológica no se pierde durante la construcción del modelo del yacimiento.

La geoestadística intenta mejorar las predicciones desarrollando un tipo diferente de modelo cuantitativo. La meta es construir un modelo lo más realista de la heterogeneidad del yacimiento usando métodos que no promedien las propiedades importantes del yacimiento. Como la determinística tradicional de aproximación, conservando datos "duros" indiscutibles donde ellos son conocidos e interpretativos y los datos "suaves" donde ellos son informativos.

Sin embargo, diferentes métodos determinísticos se acercan, la geoestadística proporciona numerosos resultados creíbles. El grado a que varios modelos difieren en una reflexión de lo desconocido o a una medida de "incertidumbre."

Algunos resultados pueden desafiar prevaleciendo la sabiduría geológica y casi proporcionarán ciertamente un rango de escenarios económicos, de optimista a pesimista. Teniendo más de un resultado a analizar los cambios del paradigma del análisis de yacimientos tradicional, puede requerir múltiples simulaciones de flujos de yacimiento. Sin embargo, los beneficios pesan más que el tiempo adicional y el costo.

La estimación obtenida de esta forma, proporciona una imagen suave o lisa de la realidad, pero como en muchas ocasiones no es suficiente conocer sólo los valores estimados, sería conveniente una representación capaz de reflejar las fluctuaciones siempre presentes en la práctica, lo que es posible utilizando la dispersión del fenómeno estudiado (Journel, 1974). Como las variables regionalizadas son consideradas en la geoestadística como una función aleatoria, es posible obtener una realización particular de ésta (Journel y Huijbregts, 1978), es decir, una simulación que no sea una representación suave o lisa de la realidad, sino más bien una de las posibles realizaciones del fenómeno estudiado, de modo que presente la misma dispersión, o lo que es igual, las mismas características de variabilidad y correlación espacial encontrada en los datos experimentales, y por tanto que en la realidad desconocida. (Richard I. 2000).

La geoestadística se define como la aplicación de la teoría de funciones aleatorias al reconocimiento y estimación de fenómenos naturales o simplemente al estudio de las variables numéricas distribuidas en el espacio.

Esta ciencia permite crear mapas de isolíneas de una variable específica, mediante los cuales se puede predecir, de una manera certera, el comportamiento de la variable en sitios donde se desconoce su valor, a partir de puntos con información conocida de los que se disponga en la zona de estudio.

1.3 VARIABLES ALEATORIAS REGIONALIZADAS

La información inicial para realizar el cálculo de reservas es el resultado del análisis de las muestras de perforación, o muestras de afloramiento, obtenido en las labores de exploración, que como una variable aleatoria puede tomar cualquier valor dentro de un rango determinado. Esta es la característica fundamental que distingue a este tipo de variable, además de su valor, una posición en el espacio, hecho éste al que Matheron denominó **Variable Aleatoria Regionalizada** (Matheron, 1970), la cual está presente en la mayor parte de los estudios geológicos (Pawlowsky et al., 1995) y fenómenos naturales (de Fouquet, 1996), particularmente Journel y Huijbregts (1978) plantea que la definición de variable regionalizada como una variable distribuida en el espacio es puramente descriptiva y envuelve una interpretación probabilística, refiriéndose a que, desde el punto de vista matemático una variable regionalizada es simplemente una función $f(x)$ que toma valores en todos los puntos x de coordenadas (x_i, y_i, z_i) en el espacio tridimensional. Sin embargo, es muy frecuente que estas funciones varíen tan irregularmente en el espacio que impide un estudio matemático directo, y se hace necesario realizar un análisis de variabilidad de la información disponible, sugiriendo un estudio a fondo de la función variograma.

En términos teóricos es oportuno aclarar que una variable aleatoria (VA) es una variable que puede tomar ciertos valores de acuerdo a cierta distribución de probabilidades.

Esta clase de variables son la base conceptual de la geoestadística, y se conocen en la literatura como variables regionalizadas. Estas, tal como lo enunció Matheron en 1965, se refieren a variables que caracterizan fenómenos que se distribuyen en el espacio y/o tiempo, y que presentan una cierta estructura de autocorrelación.

La geoestadística busca extraer de la información experimental, (mediciones de la variable regionalizada), los rasgos y características principales del fenómeno, de modo que puedan utilizarse en métodos de estimación y simulación de las variables involucradas. Para lograr esta caracterización, la geoestadística se fundamenta en el análisis de variabilidad espacial del fenómeno a través del variograma; el cual cuantifica probabilísticamente la dispersión espacial de la variable regionalizada (Chica M., 1987). Este análisis es el fundamento del método geoestadístico del Kriging, cuya técnica permite estimar valores de la variable en sitios en donde se desconoce su valor, y de esta forma, generar mapas de distribución espacial de la variable regionalizada. (Deutsch, Clayton; Journel, Andre). (1998) .

1.4 VARIOGRAMAS

Es una herramienta que permite analizar el comportamiento espacial de una propiedad o variable sobre una zona dada.

Un variograma es una medida de variabilidad espacial y es la clave para cualquier estudio geoestadístico, en esencia el variograma reemplaza la distancia Euclidiana (h), por una distancia estructural $2\gamma(h)$ que se especifica para encontrar y atribuir valores en el estudio del subsuelo del campo.

Los variogramas cuantifican la correlación espacial de una determinada variable cualitativamente, el variograma de un litotipo describe tanto el tamaño como la frecuencia espacial de ocurrencia. El primer paso del modelamiento de los variogramas es calcular el variograma experimental a partir de la información de pozo y luego ajustarlo con un modelo de función Gaussiana truncada (modelo

teórico). Su objetivo es detectar direcciones de anisotropía, zonas de influencia y su extensión, variabilidad con la distancia. Se denota $\gamma(h)$.

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

..... Eq. 1

El variograma está compuesto por los siguientes elementos:

Efecto Nugget (Co) o Efecto pepita: Es la medida de ruido que presenta la variable que se está evaluando, el cual incluye tanto el error experimental como la diferencia posicional, que por ejemplo puede ser la variación que ocurre a una escala menor si se compara con nuestra escala de densidad de muestreo. El variograma por definición es nulo en el origen, pero en la práctica las funciones obtenidas pueden presentar discontinuidad en el origen.

Meseta o umbral (Sill): Es igual a la varianza máxima de los datos.

El alcance o rango (Range): Es la distancia a la que el sill se alcanza. El rango tiene una interpretación física muy importante, es la distancia más allá a la cual dos puntos no están correlacionados. El rango así, representa el tamaño promedio de la zona de influencia de un punto.

El alcance siempre tiene valor positivo y puede ser obtenido a partir de la intersección de las líneas descritas en los puntos anteriores, ese punto leído en la abscisa es una fracción del propio alcance, fracción que se detallará posteriormente en la explicación de los modelos teóricos, como se señala en la figura 1.

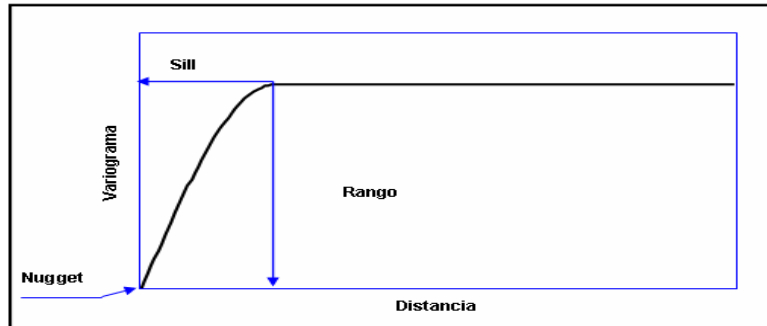


Figura.1 Elementos del variograma.

1.5 MODELAMIENTO DE VARIOGRAMAS

Es el proceso mediante el cual, una vez que el variograma experimental ha sido graficado, se ajusta a uno de los modelos teóricos existentes, con el fin de caracterizar el comportamiento espacial de la variable. Cada uno de estos modelos está definido por una función matemática que permite determinar la variabilidad o continuidad espacial de la variable regionalizada (Franco F. y Mulford A., 1991).

- **Modelo Lineal:** es el modelo más simple. Como se muestra en la figura 2.

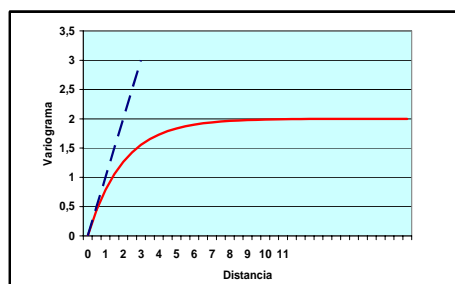


Figura. 2 Modelo Lineal

Como se observa en la figura, este es uno de los modelos donde no se alcanza el umbral y por lo tanto no existe un rango de influencia. En este modelo de variograma los datos no se estabilizan, y por lo tanto no llegan a ser independientes a medida que se incrementa la separación entre ellos, sino que por el contrario el valor del variograma continúa cambiando con una tendencia marcada.

- **Modelo Esférico.**

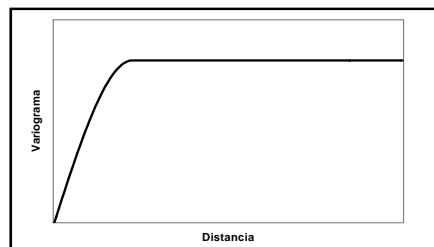


Figura. 3 Modelo Esférico

- **Modelo Exponencial.**

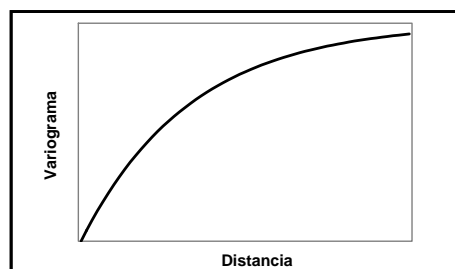


Figura.4 Modelo Exponencial

Este modelo se levanta a partir del origen más lentamente que el modelo esférico y nunca alcanza completamente su umbral, sin embargo, para conceptos prácticos se considera una línea recta tangente al origen intercepta el umbral del variograma a una distancia igual al rango de influencia.

- **Modelo de Potencia.**

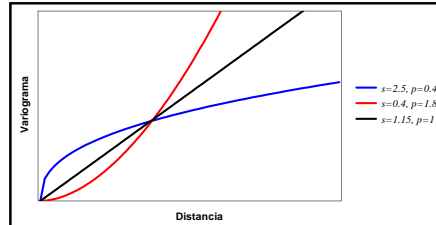


Figura. 5 Modelo de Potencia

Cuando n es igual a 1, el modelo de potencia se convierte en un modelo lineal. Este modelo que se ilustra en la siguiente figura, se ha utilizado en el estudio de la porosidad y conductividad hidráulica vertical en yacimientos de petróleos.

Modelo Gaussiano: el esquema del modelo gaussiano se muestra en la siguiente figura 6 y se expresa con la siguiente ecuación:

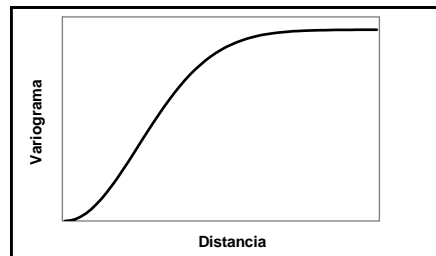


Figura. 6 Modelo Gaussiano

- **Modelo del Efecto Hueco:** se utiliza para representar fenómenos continuos con periodicidades, como se observa en la siguiente figura 7.

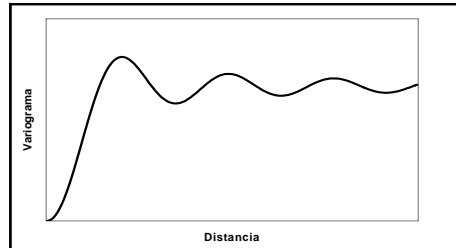


Figura. 7 Modelo Efecto Hueco

1.6 ANISOTROPIA

Conviene aquí realizar un análisis sobre el comportamiento de la variabilidad del atributo en estudio. Se conoce que el variograma describe las características de continuidad espacial de la variable regionalizada en una dirección, pero este comportamiento pueden variar según la dirección que se analice, como se discute en Journel y Huijbregts (1978), David (1977), Zimmerman (1993), Krajewski y Gibbs (1993). Es por este motivo apropiado hacer un análisis del comportamiento de la continuidad en distintas direcciones, conocido como Anisotropía.

Se dice que una variable regionalizada tiene un comportamiento anisótropo cuando presenta direcciones particulares de variabilidad; tales direcciones privilegiadas corresponden generalmente a direcciones estructurales del fenómeno. El comportamiento anisótropo es fácilmente detectable calculando variogramas en diferentes direcciones del espacio (Chica M., 1987) y determinado a través de estos, la dirección en la que la variable tiene mayor continuidad.

Se distinguen varios tipos de anisotropía estos son:

Anisotropía Geométrica: es aquella en la que el variograma en distintas direcciones presenta el mismo sill pero rangos distintos. Mayor continuidad espacial en la dirección de mayor rango. Menor continuidad espacial en la dirección de menor rango; como se muestra en la figura 8.

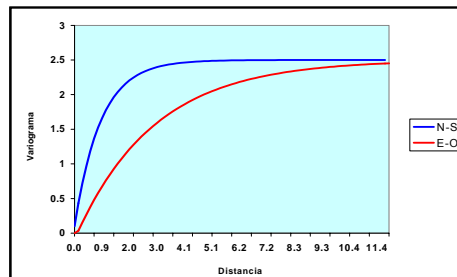


Figura. 8 Anisotropía Geométrica

Anisotropía Zonal: Es aquella en el que el variograma presenta en distintas direcciones el mismo rango pero diferente sill, como se muestra en la figura 9.

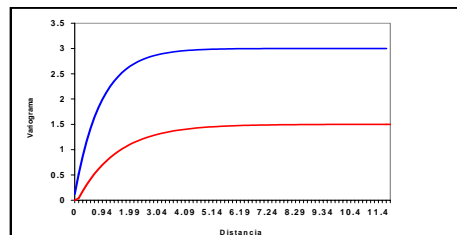


Figura. 9 Anisotropía Zonal

Anisotropía Híbrida: Es aquella en la que el variograma en distintas direcciones presenta rangos diferentes y distintos sill. Presencia de diferentes estructuras, característico de variogramas horizontales y verticales, como se muestra en la figura 10.

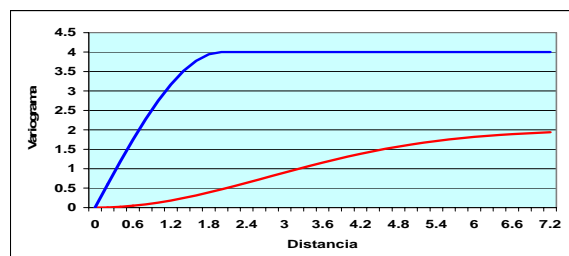


Figura. 10 Anisotropía Híbrida

1.7 TÉCNICA DE INTERPOLACIÓN GEOESTADÍSTICA DE KRIGING

Se ha visto cómo emplear los conceptos fundamentales de la geoestadística para construir un modelo que caracterice el comportamiento de una variable regionalizada cualquiera. Este modelo es la base para proceder a la estimación de la variable en los sitios del área de interés donde se desconoce su valor, a partir de las técnicas de interpolación de Kriging.

Esta técnica permite estimar el valor de una variable en sitios de valor desconocido, mediante la asignación de ponderadores a cada uno de los puntos de medición en los que se conoce el valor de la variable. Estos ponderados no sólo están condicionados por la ubicación espacial de todos los puntos entre sí, y de estos con el punto o área a estimar; sino que se calculan para el mínimo error de estimación, de tal manera que el estimador que se obtiene es bastante confiable.

El Kriging es conocido como el método interpolador geoestadístico, es un estimador lineal insesgado, que presenta dos propiedades básicas que son: hacer que la suma de errores tienda a cero, y que el cuadrado de las desviaciones sea mínimo.

Esta técnica permite estimar el valor de una variable en sitios de valor desconocido, mediante la asignación de ponderadores a cada uno de los puntos de medición en los que se conoce el valor de la variable. Estos ponderados no sólo están condicionados por la ubicación espacial de todos los puntos entre sí, y de estos con el punto o área a estimar; sino que se calculan para el mínimo error de estimación, de tal manera que el estimador que se obtiene es bastante confiable.

El Kriging es conocido como el método interpolador geoestadístico, es un estimador lineal insesgado, que presenta dos propiedades básicas que son: hacer que la suma de errores tienda a cero, y que el cuadrado de las desviaciones sea mínimo.

- **Kriging Simple:** la hipótesis básica es la estacionaridad junto con el hecho de que se asume que la media de la función aleatoria es conocida y constante en todo el dominio de la estimación. el estimador de kriging simple es igual al valor conocido de la variable multiplicado por la correlación que existe entre la variable en el punto objetivo y la variable en el punto de observación.
- **Kriging Ordinario:** a diferencia del Kriging simple, este tipo de Kriging calcula la media a partir de datos que intervienen en la estimación, es decir, la media es desconocida.

Es más razonable utilizar un promedio ponderado de los valores de las muestras, otorgando a las muestras más cercanas una mayor importancia. El método de Kriging utiliza un estimador de tipo lineal con un ponderador promedio de los valores de las muestras para evaluar la propiedad en estudio. (Deutsch, Clayton; Journel, Andre). (1998) .

1.8 PROGRAMAS DE MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICOS – LIBRERÍA GSLIB

1.8.1 Principios de la Simulación Estocástica

La simulación estocástica es el proceso de construcción de modelos alternativos, probabilísticamente iguales y de alta resolución, de una distribución espacial. La simulación es llamada “condicional” si las realizaciones resultantes hacen honor a valores de datos pertenecientes a sus locaciones.

La variable puede ser categórica, por ejemplo, indicando la presencia o ausencia de un tipo de roca en particular, o puede ser continua tal como lo es la porosidad de un yacimiento.

La simulación difiere del Kriging o de cualquier algoritmo de interpolación en dos aspectos importantes:

- En la mayoría de algoritmos de interpolación, incluyendo el Kriging, la meta es proveer la mejor de todas las respuestas, por lo tanto única, del estimado local de una variable o cualquiera de los componentes de su tendencia sin considerar específicamente las estadísticas espaciales resultantes de los estimados, tomadas juntas. En la simulación, la reproducción de rasgos globales (textura) y estadísticas (histogramas, covarianza), toman precedencia sobre la exactitud local.
- A excepción de asumir un modelo Gaussiano para errores, el Kriging provee únicamente una medida incompleta de la exactitud local y no se

aprecia exactitud conjunta al considerar varias locaciones juntas. Las simulaciones son consideradas para proveer dichas medidas de exactitud, de ambos tipos, locales o involucrando varias locaciones. Estas medias son dadas entre valores de simulación alternativas L en cualquier locación (exactitud local) o campos simulados alternativos (globales o exactitud conjunta).

Los diferentes algoritmos de simulación imparten diferencias estadísticas globales y rasgos espaciales en cada realización. Por ejemplo, valores categóricas simulados pueden ser hechos para hacer honor a un modelo de covarianza, así como en simulaciones de relación Gaussiana un acercamiento híbrido podría ser considerado para generar modelos numéricos que reflejen ampliamente los diferentes tipos de rasgos. Por ejemplo, se puede comenzar con un proceso basado en objetos o una simulación de indicador categórica para generar la arquitectura geométrica de varias litofacies, siguiendo con un algoritmo Gaussiano para simular la distribución de propiedades petrofísicas continuas en cada litología por separado, luego un proceso de perturbación continua de una imagen original hasta que se concuerde con algunas características preestablecidas escritas dentro de una función objetiva, podría ser usada para modificar localmente las propiedades petrofísicas para que se ajusten, por decir algo, a los datos de pruebas de pozos.

1.8.2 Programas De Variograma De GSLIB

Las dos subrutinas de variogramas provistas por GSLIB difieren en su capacidad de manejar esquemas de datos regulares e irregulares. Ambos pueden manejar datos en 1D, 2D, 3D. La primera subrutina de variograma *gam* es para datos enmallados. La otra subrutina *gamv* es para datos espaciados irregularmente.

Las subrutinas pueden manejar muchas direcciones diferentes, variables y tipos de variograma en una corrida simple. Por ejemplo, es posible considerar cuatro diferentes variables, ocho direcciones, todos los cuatro variogramas directos, dos variogramas cruzados y el correlograma, en una sola subrutina.

Esta flexibilidad ha sido alcanzada si se especifican por parte del usuario las variables *tail*, *head*, el tipo de variograma, para cada variograma que se va a computar.

- **Datos enmallados:** cuando los datos están en un grid regular, las direcciones son especificadas dando el número de nodos grid que deben ser cambiados para mover de un nodo grid al nodo más cercano que yace a lo largo del vector direccional.

Con la subrutina *gam* las direcciones son especificadas en todos los ejes, el azimut y el ángulo de inclinación. No se permiten tolerancias de dirección o de lag. En algunos casos esta definición de dirección es muy restrictiva y puede resultar en que no haya suficientes pares siendo combinados. La solución es promediar direcciones múltiples de *gam* con sus pesos mediante el número de pares, o almacenar el grid como datos irregularmente espaciado y usar *gamv* para completar los variogramas (a costa de mayor tiempo computacional).

- **Datos espaciados irregularmente:** los ángulos y las distancias lag son introducidas explícitamente para datos espaciados irregularmente. El ángulo azimut es medido en sentido horario de norte a sur y el ángulo de inclinación medido en grados negativos debajo de la horizontal: Las tolerancias angulares son requeridas para ambos casos, estas pueden sobreponerse, causando que los pares se reporten a más de una dirección. La unidad de distancia lag y la

tolerancia lag son también requeridos. Por las razones expuestas anteriormente, en este trabajo utilizaremos el "GAMV". En el último capítulo se mostrará en detalle.

1.8.3 Mapas De Variograma VARMAP

Los variogramas son representados tradicionalmente en curvas de 1 D $\gamma(h)$ como una función de una distancia h a lo largo de una dirección particular. Es en ocasiones útil tener una vista global de los valores del variograma en todas las direcciones. El mapa de variograma es una gráfica en 2D de $\gamma(h_1, h_2)$ de un semivariograma de muestra para todos los vectores de separación experimentalmente disponibles $h = (h_1, h_2)$. El valor $\gamma(0) = 0$ grafica en el centro de las figuras. El valor $\gamma(h_1, h_2)$ grafica en escala de grises o colores los valores (h_1, h_2) a partir del centro. LE volumen del variograma es la representación en 3D de $\gamma(h_1, h_2, h_3)$.

Las direcciones de anisotropía son usualmente evidentes a partir de un mapa de variograma. La visualización de un volumen de variograma es hecha mejor usando una rutina gráfica que permita un seccionamiento continuo del volumen a lo largo de cualquiera de los 3 ejes h_1, h_2, h_3 .

1.8.4 Algoritmo de Tipo Gaussiano

El modelo de función aleatoria Gaussiana es único en estadística debido a su extrema simplicidad analítica y por el hecho de ser el distribuidor límite de muchos teoremas analíticos globalmente conocido como “Teorema de Límite Central”

En pocas palabras, si el fenómeno espacial continuo $\{z(u), u \in A\}$ es generado por la suma de un número (no muy grande) de fuentes independientes $\{y_k(u), u \in A\}, k = 1, \dots, K$, con distribuciones espaciales similares, entonces su distribución espacial puede ser modelada por un modelo de función aleatoria

Gaussiana Multivariada $Z(u) = \sum_{k=1}^K Y_k(u) \approx \text{Gaussiana}$.

La restricción limitante no es el número K , o el hecho de que los componentes $Y_k(u)$ están igualmente distribuidos, pero si la hipótesis de independencia de los $Y_k(u)$.

Si los errores humanos y de mediciones pueden algunas veces ser considerados como eventos o procesos independientes, en las ciencias de la tierra los diversos procesos geológicos/biológicos que han generado el fenómeno observado, son raramente independientes uno del otro, ni son aditivos. No obstante, los modelos Gaussianos multivariados son extremadamente afines, bien entendidos y tienen un record establecido de aplicaciones exitosas. Estas consideraciones heurísticas son suficientes para convertir al modelo Gaussiano en la elección privilegiada para el modelamiento de variables continuas, a menos que se pruebe lo contrario.

La definición tradicional de una distribución Gaussiana (o normal) multivariada como es expresada a través de su expresión matricial de su multivariada puede

ser encontrada en muchos textos, pero ese término es de muy poco uso práctico. Es mejor definir este modelo a través de sus propiedades características.

Cada variable es simulada secuencialmente de acuerdo a su ccdf normalizada completamente caracterizada a través de un sistema de Kriging Simple. Los datos de condicionamiento consisten en todos los datos originales y todos los valores simulados previamente encontrados dentro de una vecindad de una locación que está siendo simulada.

La simulación condicional de una variable continua $z(u)$ modelada por una función aleatoria estacionaria de tipo Gaussiana, $Z(u)$ procede de la siguiente manera:

- Se determina la univarianza de ccdf, $F_z(z)$, representativa en toda el área de estudio y no solo donde los datos de muestra z estén disponibles. La corrección puede ser necesaria si los datos z están localizados preferencialmente; también puede necesitarse una suavización mediante una extrapolación.
- Usando el ccdf $F_z(z)$, se efectúa una transformación Normal Score de los datos z a los datos y , con una normalización estándar ccdf.
- Se verifica la normalidad de la bivariable de los datos y del Normal Score. Si no puede ser retenido el modelo Gaussiano multivariado, entonces se consideran modelos alternativos tales como una mezcla de poblaciones Gaussianas o un algoritmo basado en indicador para la simulación estocástica.
- Si un modelo de función aleatoria Gaussiana multivariable puede ser adoptado para la variable y , se procede con el programa *sgsim* y la simulación secuencial:

1. Se define un patrón aleatorio que visite cada nodo de la malla (no necesariamente regular) una vez. En cada nodo u , se retiene un número específico de datos condicionadores de vecindad incluyendo los datos originales y los valores y de nodo de malla simuladas previamente.
 2. Se usa el Kriging Simple con el modelo del variograma Normal Score para determinar los parámetros (media y varianza) del ccdf de la función aleatoria Y (i) en un lugar u .
 3. Se determina un valor simulado $y^{(l)}(u)$ a partir de ese ccdf.
 4. Se adiciona el valor simulado $y^{(l)}(u)$ al conjunto de datos.
 5. Se procede al siguiente nodo y se hace un lazo hasta que todos los nodos simulados son simulados.
- Se regresa la transformación de los valores normales simulados $\{y^{(l)}(u), u \in A\}$ a valores de la variable original $\{z^{(l)}(u) = \varphi^{-1}(y^{(l)}(u)), u \in A\}$, donde son usadas interpolaciones y extrapolaciones.

1.8.5 Realizaciones múltiples

Si se desean realizaciones múltiples $\{z^{(l)}(u), u \in A\}, l = 1, \dots, L$, se repite el algoritmo anterior L veces del siguiente modo: el mismo patrón aleatorio que recorre los nodos. En este caso, la configuración de datos, además del sistema de Kriging Simple, son los mismos de una realización a la otra, por lo que solo necesitan ser resueltas solo una vez y reduce el tiempo de simulación.

1.8.6 Algoritmos De Tipo Indicador

Modelos de función aleatoria indicadores, siendo binarios, son idealmente apropiados para la simulación de variables categóricas controladas por estadística de dos puntos.

El condicionamiento estadístico de las variables puede ser obtenido a través de procedimientos “annealing” (muestras de posibles estados de un sistema por medio de selección aleatoria de nuevos parámetros). Al final de la simulación, la colección de datos escogidos aleatoriamente en el espacio de búsqueda entrega la información acerca del mismo) o Kriging de indicador generalizado y ecuaciones normales. El condicionamiento a estadística multipunto implícita, tal como distribuciones de parámetros de forma y tamaño, sea mejor con procesos basados en objetos y otros procesos de punto marcado.(Deutsch Clayton. 1998)

2. GENERALIDADES DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS (YNF)

Los yacimientos naturalmente fracturados representan un porcentaje significativo de los yacimientos de hidrocarburos alrededor del mundo. Debido a su alto grado de complejidad los YNF han sido objeto de numerosos estudios que buscan describir el comportamiento de su red asociada de fracturas en superficie (conectividad, densidad, orientación y ubicación). Sin embargo, dichos estudios en la mayoría de los casos, han terminado en descripciones cualitativas de las fracturas y no en metodologías conducentes a su cuantificación y entendimiento a nivel de yacimiento. Una de las grandes limitaciones en el análisis apropiado de los YNF es la dificultad para reconocer las fracturas y su distribución en el subsuelo. Esto ha propiciado descripciones muy simplistas de su presencia y comportamiento en el medio poroso afectando la certeza de su interpretación.

En los últimos diez años la industria del petróleo se ha inclinado hacia conceptos de análisis en forma de “sistemas integrados”, los cuales desde el punto de vista de la ingeniería, son una necesidad y no una moda. Mediante la adecuada combinación de conceptos geológicos, de ingeniería y la integración de información derivada de la descripción de núcleos, interpretación de registros, análisis de datos de presión y producción, se han logrado modelos acertados de parámetros tales como: intensidad, orientación, porosidad y permeabilidad de fractura. Esto implica un importante avance en el entendimiento de la distribución de fracturas en el yacimiento de los YNF y en su modelamiento numérico con el propósito de optimizar su producción. La intensidad de fracturamiento, definida como la cantidad de fracturas que puede ser apreciada por pie de formación, es un factor indispensable para la predicción cuantitativa de la porosidad y permeabilidad de los YNF. Este atributo puede ser directamente observado y

medido en los afloramientos, pero su cuantificación en subsuelo se dificulta debido a problemas de escalamiento.

Los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) difieren de los yacimientos homogéneos desde el punto de vista: geológico, petrofísico, producción y económico. Se puede pensar en un YNF como un sistema inicialmente homogéneo cuyas propiedades físicas han sido deformadas o alteradas durante su depositación. Como consecuencia, no es siempre fácil reproducir el comportamiento de estos sistemas, especialmente para hacer un pronóstico de su producción.

2.1 CARACTERIZACIÓN DE YNF

El problema más importante en un YNF es poder determinar la orientación del sistema fracturado, la intensidad del fracturamiento, el espaciado entre fracturas y la apertura de las mismas para permitir el flujo de fluidos.

Para yacimientos donde las fracturas tienen un efecto positivo o negativo en el flujo de fluido, es de gran importancia tener el conocimiento de magnitud, dirección de las tensiones principales in-situ, el azimut, inclinación, tamaño, apertura de las fracturas, la porosidad en la matriz - fractura, la permeabilidad de la matriz - fractura, y la saturación de agua de la matriz - fractura. Estos datos ayudan en los cálculos de cómo los hidrocarburos in situ son distribuidos entre la matriz y las fracturas, y la capacidad de flujo de los pozos.

Un yacimiento naturalmente fracturado contiene fracturas creadas por plegamiento o fallamiento de las capas ocasionadas por movimientos tectónicos, y aunque todos los yacimientos poseen un grado de fracturamiento, solo se consideran

yacimientos naturalmente fracturados aquellos donde el sistema de fracturas presenta efectos positivos o negativos al flujo de fluidos.

Los yacimientos naturalmente fracturados se componen de dos sistemas de flujo y almacenamiento, que controlan la producción de fluidos. Estos dos sistemas son la matriz y el sistema de fracturas. La matriz tiene menores calidades de flujo que el sistema de las fracturas, pero dispone de mayor capacidad de almacenamiento.

En este tipo de yacimientos, la curva de producción de un pozo, muestra un pico de producción alto en los primeros años de vida del yacimiento, el cual corresponde a la producción del fluido de las fracturas. Con el transcurso del tiempo la producción en el pozo disminuye dramáticamente. En ese momento la matriz empieza a aportar el fluido almacenado el cual es transportado por las fracturas al pozo. La optimización de la producción de un YNF, depende del entendimiento del sistema de fracturas - matriz, y el análisis de las diferentes alternativas de producción del yacimiento: depleción de presión (empuje de gas en solución, expansión de la capa de gas, drenaje por gravedad, manteniendo la presión por inyección de gas en la capa de gas, o por inyección de agua y la perforación de pozos de relleno horizontales y verticales). Esto con el fin extraer la mayor cantidad de crudo almacenado en la matriz, el cual finalmente determinará el último recobro de crudo en el yacimiento.

La extensión y distribución de las fracturas en los YNF son factores claves para delimitar el yacimiento, identificar sistemas de porosidad - permeabilidad y tipos de fracturas, lo cual permite determinar las direcciones en las cuales se deben perforar los pozos con el fin de obtener los factores de recobro más altos. Para el caso de las fracturas también se debe identificar los principales eventos geológicos de generación de fracturas y su relación con la roca - fluido. Las tecnologías más usadas para la caracterización de la roca y fluidos en YNF son:

sísmica 3D, registro de pozos, análisis geológico de núcleos de perforación, pruebas de presión, producción y geomecánica. (Aguilera R.2003)

2.2 ASPECTOS GEOLÓGICOS DE LOS YNF

De un punto de vista geológico las fracturas pueden ser clasificadas como tectónicas (de pliegues), regional, contraccionales (diagenesis). Históricamente la mayor producción de hidrocarburo se ha obtenido de las fracturas tectónicas, seguido por las fracturas regionales y seguido por las fracturas contraccionales. Al clasificar las fracturas determinamos la magnitud y dirección de tensiones principales in-situ; el azimut, la inclinación, el espacio y la posible abertura de fracturas.

La fracción del volumen poroso que representa al espacio entre granos de la matriz de la roca ocupada por fluidos es llamada porosidad. Hay dos tipos de porosidad. La porosidad asociada con el proceso de depositación de sedimentos que formaron la roca es llamada porosidad primaria. Por otra parte, la porosidad secundaria, llamada también porosidad inducida, está asociada con la presencia de fracturas y otras aperturas tales como vugs y joints causadas por procesos geológicos y químicos.

La unicidad, complejidad y las características escala-dependientes de este tipo de yacimientos requieren la determinación de varios parámetros como la orientación de la fractura, la apertura, la longitud y la intensidad de fracturamiento para caracterizar completamente el sistema fracturado.

Las fracturas naturales, las cuales son parte de la porosidad secundaria, pueden desde el punto de vista geológico ser clasificadas como tectónicas, regionales, y contraccionales.

Basados en su orientación, distribución y morfología, las fracturas tectónicas son aquellas cuyo origen puede ser atribuido a eventos tectónicos locales. La mayoría de las fracturas de origen tectónico pueden ser divididas en dos categorías: Fracturas causadas por procesos de doblamiento (folding) y fracturas causadas por procesos de fallamiento (faulting). Las fracturas asociadas con pliegues están genéticamente relacionadas al proceso de doblamiento y no a los esfuerzos regionales causados por el doblamiento, como es el caso de las fracturas asociadas a fallas.

Las fracturas regionales se desarrollaron sobre grandes áreas de la corteza terrestre con muy poco cambio en la orientación, no muestran ninguna evidencia de desplazamiento a través del plano de fractura y son siempre perpendiculares a los principales planos de estratificación. Estas fracturas parecen no estar relacionadas con las estructuras locales, tienden a desarrollarse en patrones ortogonales, y la orientación de fractura permanece constante entre 10-15° a lo largo de cientos de kilómetros, siendo muy conductivas al flujo.

Las fracturas diagenéticas son formadas a partir de cambios diagenéticos en la roca tales como desecación, gradientes termales, y cambios de fases de minerales. Cada una de estas condiciones puede producir grandes diferencias de esfuerzos, causando una reducción de volumen de roca y finalmente generando fracturas de tensión. Por lo tanto, ellas son iniciadas por fuerzas en el cuerpo en lugar de fuerzas externas, como es el caso de las fracturas tectónicas. (Aguilera R. 2003)

2.2.1 Clasificación Del Almacenamiento

Desde el punto de vista del almacenamiento, los yacimientos fracturados pueden ser clasificados de Tipo A, B o C. Muchos yacimientos que habrían de ser improductivos son comerciales gracias a la presencia de las fracturas naturales.

En los yacimientos de Tipo **A**, el volumen de almacenamiento del hidrocarburo se encuentra en la porosidad de la matriz y una cantidad pequeña de almacenamiento está en las fracturas. La matriz tiene una permeabilidad muy baja típicamente mientras las fracturas naturales tienden a tener una permeabilidad muy grande. En los yacimientos Tipo B aproximadamente la mitad del almacenamiento del hidrocarburo está en la matriz y la mitad está en las fracturas. La matriz es compacta y las fracturas son mucho más permeables que la matriz. En los yacimientos Tipo C todo el almacenamiento del hidrocarburo está en las fracturas sin la contribución de la matriz. Así en este caso las fracturas proporcionan el almacenamiento y la permeabilidad necesaria para lograr la producción comercial.

Hay muchos yacimientos con fracturas de origen tectónico donde la porosidad primaria (la matriz) tiene la permeabilidad sumamente baja y por consiguiente no contribuye a cualquier almacenamiento del hidrocarburo. En estos casos, un número grande de micro fracturas podrían estar presentes lo que juega un papel importante en “la matriz” de porosidad. Esto es debido a la perseverancia de fracturas tectónicas que existen desde una escala macro de tamaño de grano. En este caso la combinación de micro y macro fracturas puede llevar a la conducta de doble porosidad.

Ninguna Mineralización Secundaria. Cuando las fracturas naturales están abiertas y tienen una cantidad despreciable de mineralización secundaria los hidrocarburos se mueven de la matriz a las fracturas sin restricción.

Estos tipos de fracturas pueden proporcionar una muy alta proporción de fluido inicial. El mayor problema con este tipo de fracturas es que ellas podrían tender al cierre debido a que el yacimiento se vacía dependiendo de las tensiones in-situ, la presión del yacimiento inicial y la reducción de la presión dentro de las fracturas. En estos casos, las fracturas se pueden comprimir más que la roca del yacimiento.

Alguna Mineralización Secundaria. Cuando las fracturas naturales tienen una cierta cantidad de mineralización secundaria el flujo del fluido de la matriz a las fracturas es un poco restringido. Parte de la mineralización es una ventaja. En este caso, los minerales secundarios actuarán como un agente natural y reducirán el cierre de la fractura significativamente incluso en los yacimientos sobre presionados.

Mineralización Secundaria Completa. Cuando existe mucho hidrocarburo dentro del yacimiento, la última recuperación, será baja debido a la mineralización de fracturas que con lleva a una mala recuperación en el yacimiento en la ultima etapa. (Aguilera R. 2003)



Figura. 11 Relleno de calcita en microfracturas

2.2.2 Sistemas De Fracturas

Una fractura natural es una discontinuidad longitudinal en la formación debida a eventos de deformación o a procesos diagenéticos. Las fracturas pueden tener ya sea un efecto positivo o negativo en el flujo fluidos dependiendo de si estas son abiertas o selladas debido a mineralización. Los patrones que siguen las fracturas naturales se modelan basados en resultados de laboratorio basados en patrones que corresponden a campos de paleo-tensión y distribuciones de esfuerzos de fractura en el yacimiento.

La clasificación geológica de los sistemas de fractura se basa en la suposición que fracturas naturales reproducidas las condiciones de paleo-tensión en el yacimiento al momento de la generación de la fractura. Basado en condiciones geológicas, las fracturas se pueden clasificar en: fracturas tectónicas, fracturas regionales, fracturas contraccionales.

2.2.2.1 Fracturas Tectónicas

La orientación, distribución y la morfología de estos sistemas de fractura se asocia con eventos estructurales locales. Las fracturas tectónicas conforman redes con relaciones espaciales con fallas y pliegues. Los sistemas de fractura relacionados con fallas pueden ser fracturas de cizalla generadas ya sea paralelos a la falla misma o en ángulo agudo al de la falla. La intensidad de las fracturas asociadas con procesos de fallamiento es función de la litología, la distancia al plano de falla, la magnitud del desplazamiento de la falla, el esfuerzo total en el volumen de roca y la profundidad de enterramiento. Los sistemas de fractura relacionados con pliegues exhiben una compleja historia de esfuerzos asociada a la generación y el crecimiento del pliegue.

2.2.2.2 Fracturas Regionales

Son sistemas caracterizados por extensas fracturas que exhiben poco cambio en orientación sobre su extensión total. Las fracturas tampoco muestran evidencia de la diferencia a lo largo del plano de fractura y son siempre perpendiculares a las superficies de las capas. Los sistemas de fracturas regionales se distinguen de los sistemas de fracturas tectónicas en que ellos generalmente exhiben simples y más consistente geometrías y tienen un carácter relativamente más grande.

Las fracturas regionales se desarrollan normalmente como conjuntos ortogonales con dos orientaciones ortogonales paralelas al eje largo y corto de la cuenca en la cual las fracturas se han desarrollado. Como en el caso de fracturas tectónicas, las variaciones en pequeña escala de orientación de hasta $\pm 20^\circ$ en las fracturas regionales puede resultar como producto de las fuertes anisotropías presentes en el yacimiento debido a características sedimentarias tales como la estratificación cruzada.

2.2.2.3 Fracturas Contraccionales

Estas son el tipo de fracturas que resultan debido a la reducción del volumen total de roca. Las Fracturas de desecación son el resultado de la reducción de tamaño debido a la pérdida del agua debido a procesos de evaporación. Las rupturas en lodo son las fracturas más comunes de este tipo. Las fracturas de desecación resultan de la reducción del volumen total dentro de sedimentos por deshidratación subterránea.

Este tipo de fracturas tienden a estar regularmente espaciadas e isotrópicamente distribuidas en tres dimensiones. Estas fracturas se han observado en rocas

calizas, dolomitas, pizarras y areniscas. Las fracturas contraccionales de carácter termal se forman como resultado del proceso de enfriamiento de la roca caliente. Este tipo de fracturas dependen de la profundidad del enterramiento y pueden ser originadas por efectos de tensión o por extensión. La generación de fracturas termales está asociada a la existencia de gradientes térmicos considerables en el yacimiento. (Idrobo A. 2003)

Estas tres clases de sistemas de fracturas están ligados a los esfuerzos generadores de tipo de fractura considerados en tres tipos generales: tensión, compresión y cizalla presentes en un YNF, que a su vez están relacionados con el plano máximo de esfuerzo de elipse de deformación. Para las facies presentes en un YNF existe una tendencia de mayor intensidad de fracturamiento para zonas de arenas que para zonas de shale. La apertura de la red de fractura es un parámetro dinámico en donde su caracterización requiere de un estudio detallado de su morfología y tamaño. La orientación de la red de fracturas para un YNF esta relacionada con el tipo de esfuerzo generador de fractura.

2.3 IDENTIFICACIÓN DE UN YNF

Las fuentes de información para evaluar los YNF se pueden dividir como fuentes directas e indirectas. Entre las fuentes directas se tienen el análisis de corazones, los cortes de perforación, y las cámaras en la cara de la formación. Estas últimas permiten obtener información directa relacionada con las características de las fracturas (orientación de fractura, ángulo de buzamiento, altura de la fractura, grado de cristalización, etc.). Las fuentes indirectas de información incluyen:

- Historia de Perforación
- Análisis de Registros de Pozo: Se utilizan registros UBI, ver figura 12
- Análisis de Pruebas de Presión
- Comportamiento de Producción

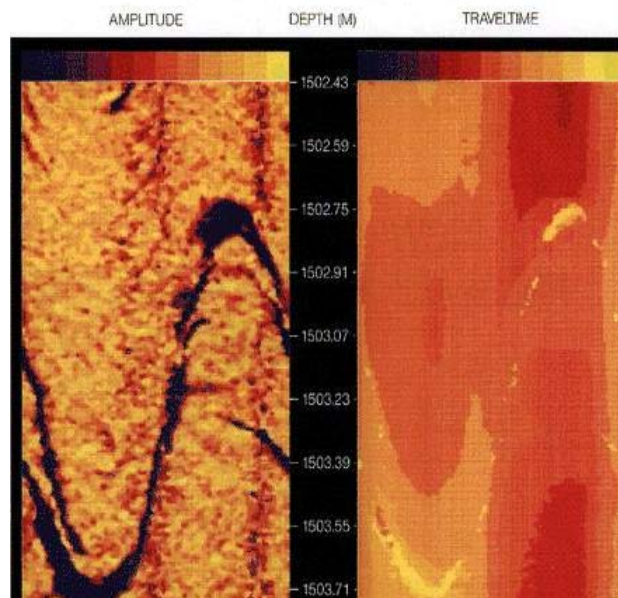


Figura. 12 Imágenes procesadas del BHTV de una fractura natural.

3. ESTADO DEL ARTE DE TECNICAS GEOESTADISTICAS PARA MODELAMIENTO DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

En los trabajos realizados para modelamiento basado en objetos se encontró un gran trabajo de modelamiento para red de fracturas (Nam H. SPE84456, 2003) con la utilización de modelamientos de objetos. Se describe el estudio de un campo para evaluar la efectividad de la metodología. Como es un modelo basado en objetos, cada fractura se presenta como un objeto discreto caracterizado por su localización central, orientación y tamaño. El modelamiento basado en objetos permite el mejoramiento en la distribución espacial de la red discreta de fracturas desde las fuentes de datos observados como la sísmica, los afloramientos, los registros de pozos e imágenes, etc.

Este estudio ofrece un acercamiento a la formulación de la función objeto, varias medidas de variogramas, modificaciones de historigramas y otras propiedades estadísticas que se seleccionan, para que la función objeto pueda describir adecuadamente los datos del campo. Se usa la optimización global (algoritmo de simulación annealing) para producir resultados de la red de fracturas, optimizando la función objeto. Este macheo de la red del campo caracteriza los atributos de la fractura.

Inicialmente se caracterizan los atributos de la fractura desde los datos observados de campo. Se usa la simulación estocástica para crear una realización de red de fractura inicial, la diferencia entre la realización inicial y la red de fractura real es que define una función objeto. Finalmente, se aplica un algoritmo de optimización global para minimizar la función objeto para continuar modificando la red de fractura hasta que se reproduzcan las caracterizaciones estadísticas.

Con modelos basados en objetos podrían obtenerse resultados precisos, permitiendo un análisis sobre los atributos de las fracturas y sus inter relaciones.

El modelo generado simula fracturas individuales que se presentan como objetos separados, caracterizados por localización, orientación, y tamaño. Cada objeto posee una variedad de reglas para el comportamiento en el espacio: cambio, rotación, crecimiento, reducción, multiplicación o anulación. Principalmente se analiza la información estadística de cada parámetro de fractura (localización, orientaciones y tamaño), la distribución espacial de fracturas y la densidad de fracturas, donde un análisis estadístico sobre los datos de las fracturas puede dar algún entendimiento general sobre distribución de diferentes parámetros de la fractura (orientación y tamaño). Generalmente, las fracturas naturales tienden a ser distribuidas en más de una dirección dominante, que corresponden al máximo y mínimo esfuerzo del campo y a la historia tectónica. El tamaño de la fractura es relativamente más complicado y duro para caracterizar.

En la simulación se usa la función objeto para minimizar la diferencia estadística entre la red de fractura generada y los datos del campo, encontrando el valor mínimo de la función objeto que es equivalente a conseguir la red de la fractura, la cual es más estadísticamente representativa al yacimiento fracturado.

Dentro de la caracterización de yacimientos naturalmente fracturados se encontró un modelo utilizando técnicas geoestadísticas multipunto (Xiaohuon L. SPE 75246. 2002) donde la cuantificación y clasificación de modelos de fracturas se realizan en base a las características geológicas subyacentes y al desarrollo de algoritmos del modelamiento de yacimientos que pueda integrar la conectividad de fracturas con la técnica multipunto estadística que relaciona los modelos de fracturas. Una metodología para resumir las características de las redes de fractura basadas en las funciones de conectividad de multipunto presenta una simulación estocástica

para limitar el modelo del yacimiento designado a las características de conectividad derivadas de los modelos análogos y otros datos específicos disponibles del yacimiento.

Se interpretan los modelos de fracturas naturales en base a modelos de fracturas derivados de laboratorios que corresponden a modelos de campos de paleo-esfuerzos y tensión, para desarrollar un modelo robusto representativo del yacimiento, es necesario primero que se entienda las condiciones geológicas que llevan al desarrollo de fracturas en las rocas de yacimiento. Una vez el contexto geológico del origen y propagación de fracturas se entienda, el modelo de la fractura correspondiente para el escenario geológico puede ser postulado de los análogos como afloramientos, modelos de laboratorios, etc. Estos modelos dan el espaciamiento del fracturamiento tienen que ser impuestos en modelos para el yacimiento designado mientras al mismo tiempo honrando datos de condicionalidad en la forma del ejemplo del pozo, fuentes dipmeter, mapas sísmicos y datos de producción.

Modelos fracturados correspondientes para codificar los tipos de fracturas geológicas son reconocidas usando las medidas de conectividad espacial. Estos modelos se imponen sobre un modelo de yacimiento al mismo tiempo respetando datos de condicionalidad, usando algoritmos de simulación estocástica. Para lograr el reconocimiento de los modelos de fractura el modelo de fracturas debe contar con la caracterización de los siguientes parámetros espaciamiento entre fracturas, densidad, orientación y distribuciones estadísticas de la amplitud.

Las herramientas desarrolladas para facilitar el desarrollo de modelos de fracturas son el variograma indicador el cual es una herramienta eficaz para la

visualización de la conectividad espacial de fracturas, así mismo es una medida de la probabilidad de transición de la matriz de la roca a la fractura y viceversa.

Las medidas de conectividad de dos-punto son adecuadas para capturar la orientación general de las fracturas. Los detalles del modelo de fractura son mejores representándolos a través de las funciones de conectividad de multi puntos como el histograma multi punto. Así, dado la escena geológica para un yacimiento designado, las medidas de conectividad pertinente para esa escena pueden recuperarse y utilizada para construir un modelo análogo para el yacimiento objetivo. Este modelo análogo puede ser además ajustado para un modelo a priori de la geología vista del sistema de fractura en el yacimiento haciendo los ajustes sutiles de las medidas de conectividad.

Para realizar la simulación estocástica se debe contar con un modelo del yacimiento análogo que representa a priori la visión geológica del sistema de fractura que representa el yacimiento objetivo. El modelo anterior tiene que ser subsecuentemente condicionado para la información específica disponible del yacimiento. El próximo paso en el modelamiento del yacimiento es por consiguiente utilizar el modelo anterior para los modelos de fracturas y limitarlo a toda la información disponible.

Subsecuentemente en la mayoría de los casos los datos disponible para el modelo del yacimiento fracturado es escasa y la información como los mapas sísmicos y respuestas de la producción están relacionados imprecisamente a las características del modelo de fractura, un acercamiento probabilística para la caracterización de fracturas es necesario. Los algoritmos geoestadísticos estabilizadores de pozos como la simulación indicadora secuencial (**sisim**) aseguran la reproducción del variograma indicador de dos-punto y pueden usarse para clasificar los nodos dentro del yacimiento entre las fracturas o matriz.

Una alternativa de acercamiento multi punto empieza desde un grid vacío y secuencialmente visitando cada nodo a lo largo de un camino aleatorio. En ese acercamiento la distribución de probabilidad condicional de multi punto es examinada de la imagen de entrenamiento para todas las posibles combinaciones de condicionalidad de los eventos y guardado. Entonces durante la fase de la simulación, la configuración de datos alrededor del nodo de simulación se verifica y la correspondiente probabilidad condicional es recuperada de los datos guardados. El evento simulado (fractura o no) es obtenido probando la distribución de probabilidad condicional.

En contraste con todos los acercamientos de los anteriores multi puntos, la selección de la localización de la fractura cabeza del algoritmo propuesto es basado sobre el mapa de proporción de área y secuencialmente crece una fractura de cada localización cabeza usando la probabilidad condicional multipunto inferida desde los modelos de fracturas análogas tiene la ventaja que es computacionalmente eficiente y permite la integración de otros parámetros físicos como el crecimiento de la fractura que corresponde a las variaciones en los esfuerzos de la roca en la simulación.

En la construcción de los modelos de fractura se encontró un trabajo utilizando datos estáticos y dinámicos para crear un modelo discreto de fracturas (Tamagawa T. SPE 77741. 2002) en donde propiedades de fractura extraídas de datos como imágenes borehole y datos de derivadas de curvas de presión, se usa para realizar un modelo para fracturas de mayor apertura y fracturas de menor apertura. El modelo es creado basado en teoría de fractales, utilizando geoestadística para visualizar la distribución espacial, y tamaño de las fracturas. El modelo discreto de fracturas fue construido generando un número de objetos con geometría de discos basándose en propiedades estáticas. Estos objetos representan el parámetro de apertura de fracturas que se utiliza para luego ser

comparado con la productividad de los pozos. Para la geometría de los discos se considera que el radio de la fractura es proporcional al radio del disco. De esta forma se obtienen las realizaciones para el modelo de fracturas de mayor y menor apertura. Para obtener una distribución de apertura de fracturas en el campo es necesario estimar variogramas para lo cual se usa el SISIM. Las figuras 13 , 14 y 15 muestran el proceso de modelamiento y la “Cross Section” de distribución de permeabilidad de fracturas.

El Tamaño de cada celda del grid es de 12.5 m X 25 m X 5 m.

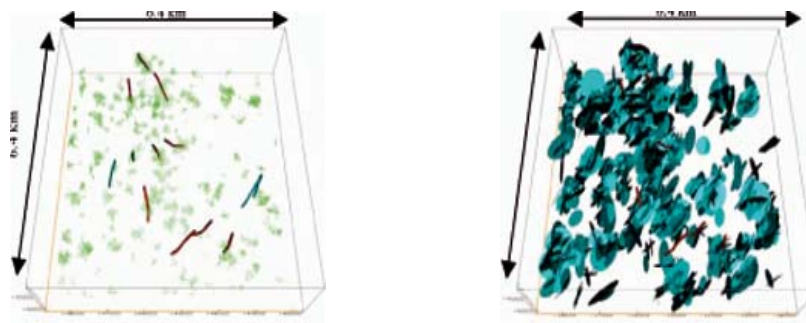


Figura. 13 Distribución de Fracturas con gran apertura

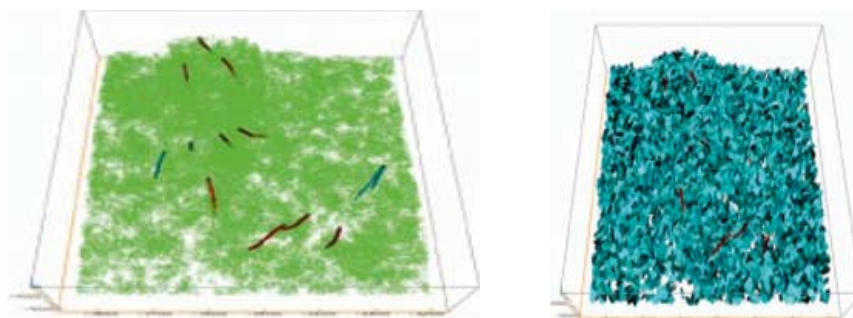


Figura. 14 Distribución de Fracturas con menor apertura

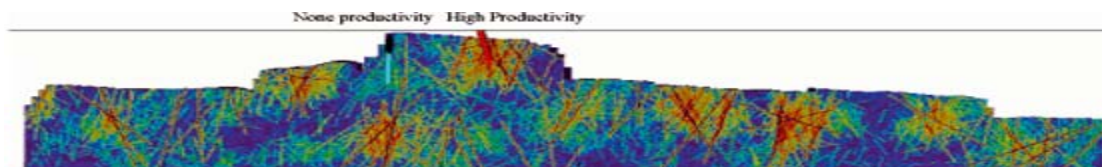


Figura. 15 "Cross Section". Distribución de permeabilidad de fracturas

Dentro de los modelos geoestadísticos aplicados a YNF se encontró un estudio de facies y fracturas para la formación San Juan del campo Orocuai en Venezuela. (Melendez L. SPE 63206. 2000)

En este trabajo se establece un modelo estático a ser usado en un modelamiento dinámico para determinar el potencial de desarrollo, riesgo, y reservas de hidrocarburo.

Se realizó un método estocástico para cuantificar la incertidumbre del modelo y un modelo de geoestadístico de finos grids escalado para mantener la consistencia de la facies en el modelamiento del yacimiento, contando con datos de petrofísica como información de corazones y registros que son utilizados para determinar las propiedades petrofísicas para la caracterización del yacimiento. La revisión del análisis petrofísico se hizo para apoyar el trabajo geoestadístico. Se usaron los dos tipos de análisis, especialmente el análisis de corazones y redes neuronales que procesan datos estimados permitidos y permiten reemplazar los datos incoherentes. Un aprovechamiento geoestadístico se lleva a cabo para integrar la parte geofísica, sedimentológica y parámetros de petrofísica.

La heterogeneidad del yacimiento y la necesidad de inyección de gas requieren una descripción detallada con resolución vertical y lateral en el área y la complejidad del modelo estático restringe el modelamiento a una malla regular para la simulación estocástica. Estas restricciones determinan una malla definida

la cual da como resultado un número grande de celdas de el modelo geoestadístico. El enmallado final es una matriz de 400 x 170 x 225 celdas. Luego se procede aun modelamiento de facies en el cual utilizamos un método Gaussiano truncado no-estacionario para lograr un modelo estático para las facies. Este método permite la integración simultánea de el modelo estático de datos cuantitativos (para la descripción de la facies pie a pie) y la información cualitativa (el modelo conceptual sedimentológico el cual se usa a través de la matriz curva de proporción vertical). Pero para lograr el modelo conceptual sedimentológico utilizamos las proporciones de Kriging para generar una tendencia global para el campo entero, esto nos permite realizar variogramas para las facies los cuales serán considerados datos duros, se realizan variogramas experimentales calculados pie- a -pie en las facies para la descripción de pozos, los variogramas horizontales son pobres debidos a la limitación de los datos disponibles, considerando que el variograma vertical esta bien definido, el rango del variograma vertical (en promedio un cuarto de la unidad de espesor) describe la heterogeneidad vertical de los intervalos, y puede usarse como la información adicional para el sobre-escalamiento vertical. Se simularon las facies pero para relacionarlas, se genera el método gaussiano truncado para cada unidad definiendo la incertidumbre del modelo.

Se pretende que el modelamiento de fracturas presente una red de fracturas en una zona del yacimiento. Desafortunadamente existen pocos datos disponibles para construir un modelo de fracturas. Basado en la ingeniería y datos geológicos, un método fue definido para caracterizar la red de fracturas, teniendo en cuenta cuatro suposiciones importantes:

1. La probabilidad de fracturas está relacionada con la curvatura del tope de la estructura San Juan.
2. Hay fracturas cerca de las fallas.

3. El mismo modelo de las fracturas es supuesto para las tres unidades principales.
4. Hay volúmenes del yacimiento que no muestran ninguna fractura.

Los objetivos de la primera fase de simulación en este proyecto se identifico como:

1. evaluar potencial de reservas de la estructura.
2. verificar que el modelo geoestadístico ofrece una razonable y esperada variación en la calidad del yacimiento, supliendo un modelo heterogéneo para el comportamiento de las interpretaciones estratigráficas.
3. evaluar las sensibilidades básicas para los parámetros del modelo, como la permeabilidad de la fractura y permeabilidad de la matriz.
4. se evaluó el riesgo del nuevo pozo en desarrollo usando altos ángulos de pozos (Angulo de 45° de desviación máximo) desde un sitio central a la perforación.
5. evaluando un plan de desarrollo potencial y asociado a la producción

A continuación se muestra la distribución de fracturas en la figura 16.

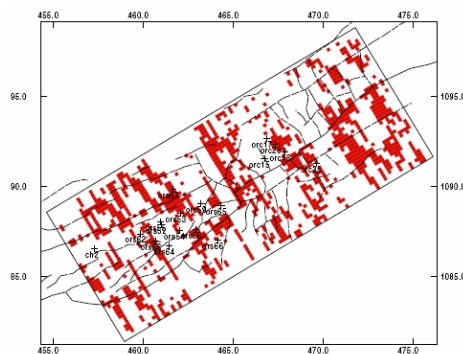


Figura. 16 Mapa de Fractura Formación San Juan

4. METODOLOGÍA CARACTERIZACIÓN DE FRACTURAS

Los yacimientos de hidrocarburos naturalmente fracturados encontrados, tienen en común la ocurrencia de fracturas naturales dentro de las unidades de interés comercial. En el momento, esta situación está en proceso de observación y entendimiento, encontrándose explícitamente que afecta la producción de hidrocarburos bajo los esquemas convencionales de depletamiento de un yacimiento.

Para cuantificar este impacto el siguiente trabajo propone una metodología sencilla que tiene como objetivo primario convertirse en un positivo aporte al conocimiento científico y geológico del sistema de fracturas de un YNF, intentando desarrollar un modelo coherente el cual pueda ser aplicado en estudios futuros.

Se busca así también profundizar aún más en lo que se conoce como **reservorios naturalmente fracturados por cabalgamiento** adaptando los modelos vigentes a este tipo de yacimientos en particular, dado que han cobrado en los últimos años una notoria significación tanto en la comunidad científica como en el entorno empresarial a razón de lograr mover los presentes límites que cierran o dificultan el acceso a la exploración y explotación de hidrocarburos.

Se trabajo con teorías de reservorios naturalmente fracturados por cabalgamiento debido a que son muy comunes en la placa suramericana asociada a la cordillera andina. Este hecho puede explicarse mediante la edad de la corteza oceánica que

está siendo subducida a las mismas latitudes en el margen convergente de la placa tectónica Sudamericana. La corteza oceánica más antigua posee una temperatura menor que la corteza más joven, por lo que las primeras podrán penetrar de una forma más rígida por debajo de la litosfera continental transmitiendo eficientemente los esfuerzos.

Sumado a esto prevalecen desde el Mioceno superior entre los 22° y 26° S, condiciones tectónicas típicas de desarrollo de un régimen de subducción normal, en donde la placa Nazca subducida alcanza valores de inclinación de 30° (Isacks 1988).

Según Nelson (2001) una de las maneras para acercarse al conocimiento arquitectural de los yacimientos es usar modelos geométricos tridimensionales que predigan la distribución y el estilo de la deformación a escala del reservorio. En este sentido la cuantificación del espaciamiento de fracturas así como la intensidad del fracturamiento se vuelve un estamento crucial para determinar efectivamente el comportamiento de la deformación y el desarrollo de la estructura. Entender el impacto del fracturamiento en el desempeño de una estructura requiere una previa y acabada comprensión de su distribución areal y características propias, a tal efecto se propone crear un **modelo sintético** para identificar parámetros de red de fractura; tipo de fractura, orientación de las fracturas, su distribución, número de fracturas y apertura en diferentes facies.

Para el desarrollo del modelo estático solo se han considerado las macrofracturas pues son observadas a simple vista y la mayoría de de los diferentes registros, núcleos e información de campo y estudios realizados a

yacimientos permiten establecer en detalle las características y variaciones que presenta este tipo de fracturas, además que los parámetros a analizar pueden ser identificados con facilidad. A diferencia de las microfracturas no requieren de información sumamente detallada y su relación con los eventos geológicos de esfuerzos es más fácil de asociar.

La caracterización del sistema fracturado presente en el yacimiento del modelo sintético, y la evaluación sistemática de los rasgos deformativos asociados a estos, conllevan la aplicación de diversos procedimientos, que acoplados, generan un conjunto de atributos característicos para cada uno de los patrones de macrofracturas naturales identificados.

Clasificar los sistemas de fracturas presentes en intervalos representativos de los dominios estructurales y estratigráficos del modelo, cuantificar atributos físicos, e interpretar los diferentes sistemas de fracturas en términos de modelos genéricos conceptuales, permiten el desarrollo de un modelo de macrofracturas estático coherente.

Los diferentes parámetros considerados como: la orientación, número de fracturas, apertura y facies, son analizados y acoplados de forma individual o condicionada a los demás parámetros para el modelo sintético del yacimiento. Para cumplir con el objetivo principal, o sea la generación de un modelo sintético, se siguieron los siguientes modelos relacionados con la generación de sistemas de fracturas relacionadas con pliegues como se muestra en las figuras 17, 18 y 19.

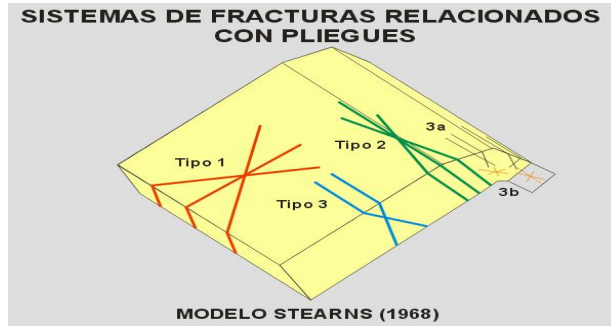


Figura 17. Modelo conceptual de Stearns (1968), en el cual se representa la distribución espacial y geométrica de diferentes sistemas de fracturas, genéticamente relacionados con la formación de pliegues.

Según Stearns (1968) los sistemas de fracturas pueden ser clasificados en tres tipos: **Tipo I**, con dirección perpendicular a la estructura o paralelo a la dirección de esfuerzo horizontal máximo (SH), **Tipo II**, con dirección paralela a la estructura y finalmente un **Tipo III** que se halla con una dirección a 45° con respecto a la elongación de la estructura que no se la pudo incluir de manera precisa e inconfundible con alguno de los dos grupos anteriores.

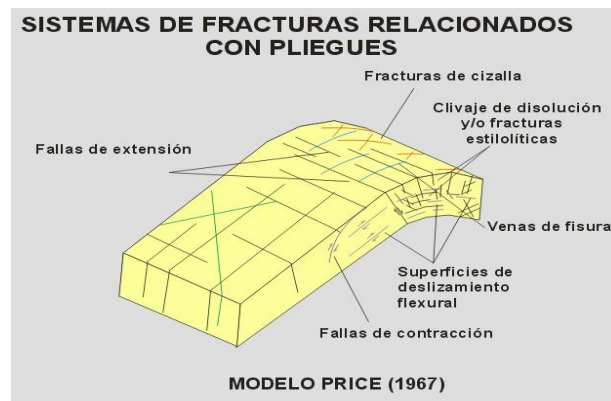


Figura 18. Modelo conceptual de Price (1968), en el cual se representa la distribución espacial y geometría de diferentes sistemas de fracturas, genéticamente relacionadas con la formación de pliegues.

La agrupación de fracturas según estos modelos (Price y Stearns) tiene cierta tendencia, en la zona creстал se optó por considerar mayor número de fracturas con sus direcciones preferenciales dependiendo del tipo de fractura debido a su relación con el campo de esfuerzos que pueden ser compresivos, de tensión y de cizalla además de la presencia de fallas asociadas al modelo. Copules (1998) y Cohen (2002), hacen referencia específicamente a los mecanismos de generación de fracturas, mencionan que un buen número de las fracturas que se generan en un anticlinal se relacionan en forma directa a deslizamientos flexurales a través de los planos de estratificación.

De esta forma, las fracturas Tipo II paralelas al eje de la estructura podrían explicarse como resultado del curvamiento de la estructura (*fault bending folds*). Por otra parte la presencia de fracturas Tipo I transversales a la estructura y paralelas a la dirección de esfuerzo máximo (SH) serían producto de la cizalla (*shear faults*) generada en los márgenes laterales de eventos flexurales que se hallan limitados arealmente. En otras palabras, esta forma de partición de la deformación podría visualizarse como el movimiento de discretos bloques de roca que se desplazan en forma similar al movimiento de un gusano (*inchworm fashion*), es decir avanzando por etapas, con contracción en algunas zonas y extensión en otras, generando en sus propios límites fracturas transversales de primer orden y sus consiguientes fracturas menores asociadas.

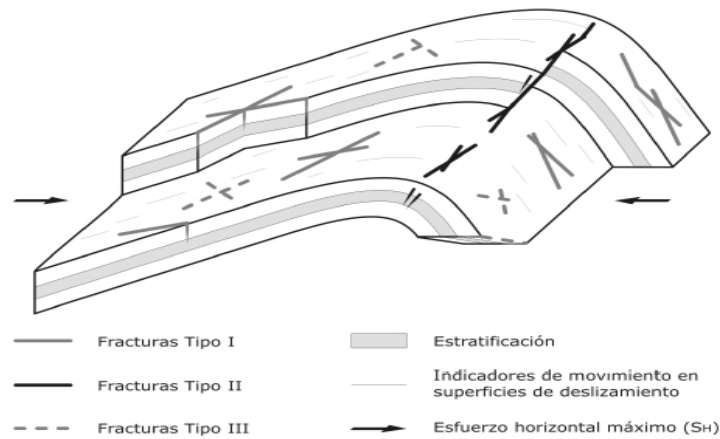


Figura. 19 Clasificación de fracturas basada en Stearns (1968). Adaptado de Copules (1998).

El modelo sintético finalmente se construyó teniendo en cuenta además de los modelos presentados anteriormente la relación de esfuerzos con la estructura del yacimiento propuesta por Nelson (2001) y que relaciona zonas identificadas para cada uno de los tipos de fracturas generados dependiendo del esfuerzo presente propuesta por Stearns (1968) y mencionada por Cohen (2002). Las redes de fracturas desarrolladas, representan los rasgos deformativos más sobresalientes incorporados al modelo geométrico.

Para determinar el grid de nuestro modelo sintético se optó tomar como base el grid de un yacimiento colombiano que se asemejara a las características geométricas de un yacimiento real y asociado a los modelos presentados anteriormente para red de fracturas genéticamente relacionada con la formación de pliegues. A partir de la información bibliográfica se denotó que estudios similares para YNF tomaron áreas y profundidades de la grid que oscilaban entre áreas de 4 a 8 Km² y profundidades de 100 a 250 pies haciendo un buen

refinamiento para disminución de margen de error, para el caso se tomo un área de 8 por 6 Km² aproximadamente y una profundidad promedio de 150pies. El tamaño de cada celda del grid tiene un valor correspondiente a 100mx100mx1pie de profundidad. Este parámetro fue determinado considerando una discretización del grid favorable a las dimensiones del modelo y teniendo en cuenta los parámetros de fractura.

El grid presenta en la cresta el plano máximo de esfuerzo con cabeceó hacia el sur, este máximo esfuerzo se debe a un esfuerzo horizontal máximo compresivo que se determina por la elipse de formación. A cada esfuerzo máximo corresponderá un esfuerzo mínimo y a cada elipsoide de esfuerzos corresponde un elipsoide de deformación. Se consideraron este tipo de esfuerzos como se observan en la figura 20 y posteriormente se presenta la figura 21 el grid del modelo sintético con este tipo de esfuerzos.

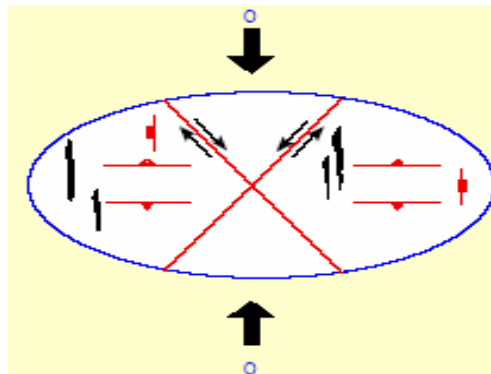


Figura. 20 Relación entre el esfuerzo máximo y las deformaciones.

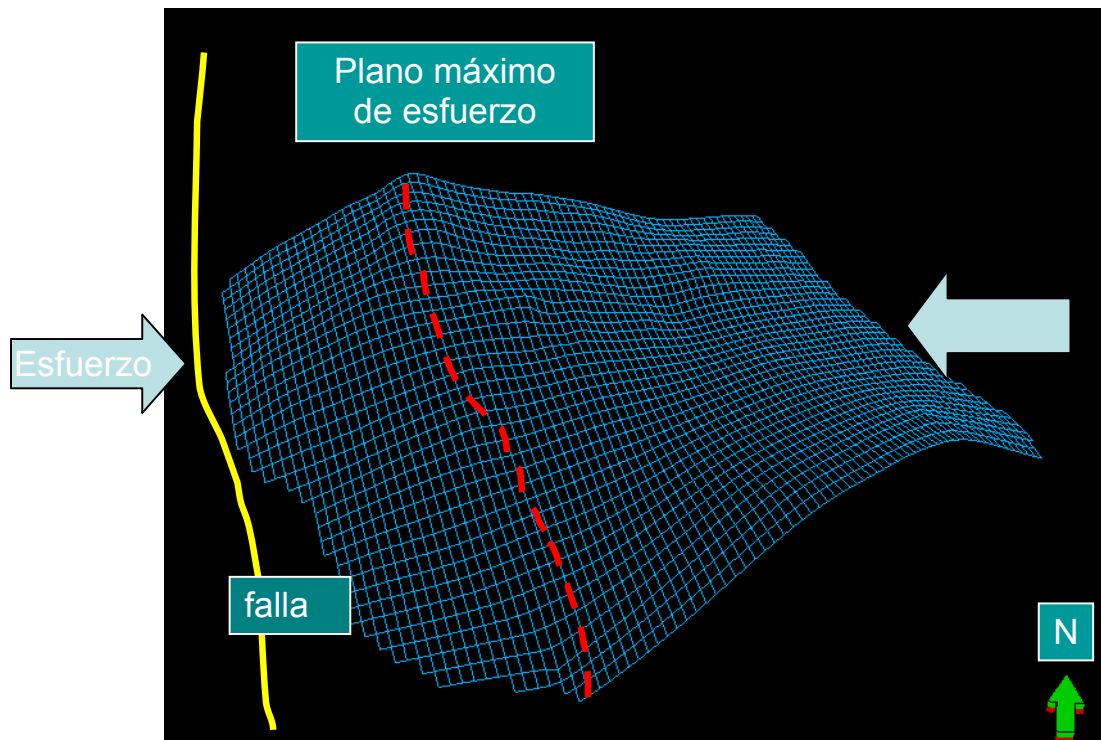


Figura. 21 Modelo del grid con los principales esfuerzos.

Una vez definido el modelo del grid con los principales esfuerzos se procede a generar una tendencia de los distintos tipos de fracturas, esta distribución del sistema de fracturas es postulado de los modelos empíricos de generación de fracturas y de los modelos genéticos de fractura propuestos (Price y Stearns 1968, Nelson 2001, Cohen 2002), que son una extrapolación efectiva o interpolación de distribución de la fractura que pueden generarse como se muestra en la figura 22. Debido a la presencia de una falla al nor-oeste del yacimiento y esfuerzos compresivos se optó por generar una tendencia de mayor número de fracturas en la cresta con tendencia a disminuir hacia los flancos. Por lo tanto podemos plantear que cuando las rocas se hallan sujetas a la compresión del campo de esfuerzos propio de la geología andina, por ejemplo; se produce entonces la traslación de macizos rocosos generando un principal juego de fracturas **Tipo I**

orientado según la dirección de máximo esfuerzo (SH). Un segundo principal juego de fracturas **Tipo II** se orientará paralelo a la dirección de mínimo esfuerzo (Sh) ya que corresponden a un campo extensional producidas por un gradiente lateral de desplazamiento en las zonas más apretadas de los anticlinales y sinclinales

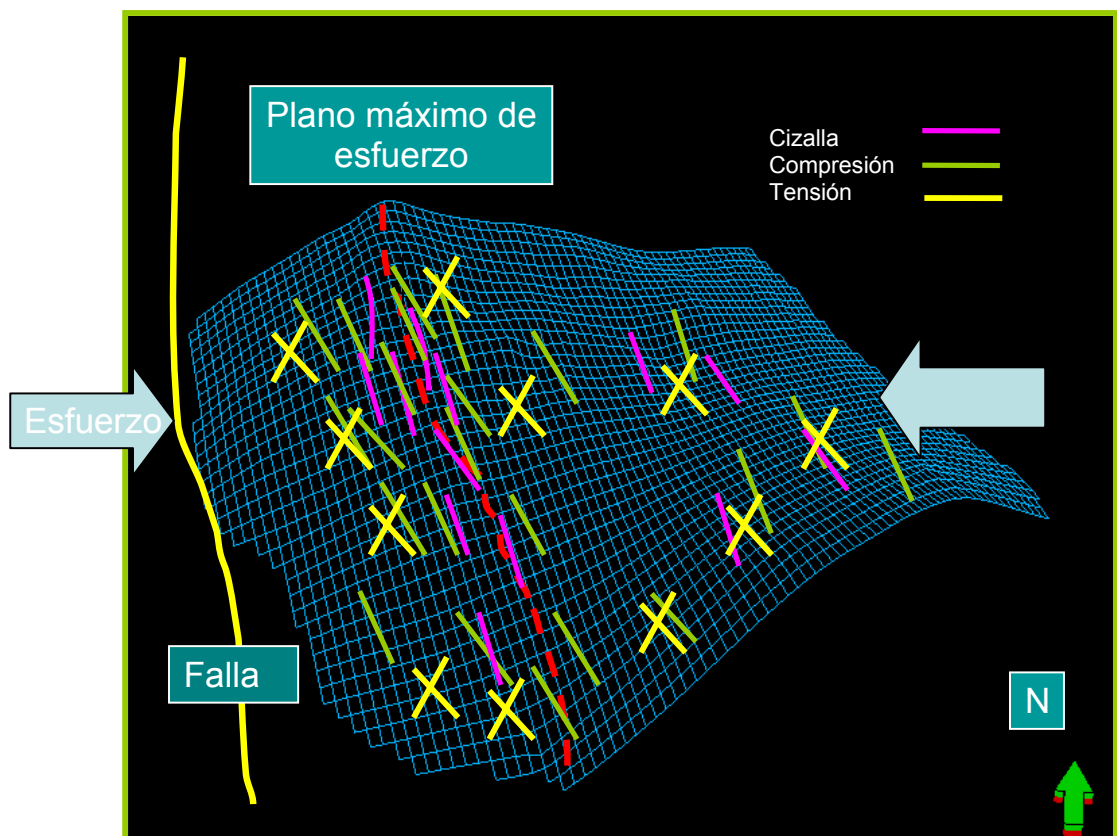


Figura. 22 Modelo de grid con los principales esfuerzos y tendencia de las principales tipos de fracturas.

Después de generado el grid, definido el tipo de fractura y los tipos de esfuerzos presentes en el modelo sintético de un YNF es necesario identificar los tipos de facies de nuestro modelo. Pretendiendo mostrar los tipos de rocas en las cuales diferenciaremos la predominación de las fracturas y su relación con las zonas

productoras. Se eligieron por la variabilidad de los parámetros a identificar en las fracturas, para el interés del modelo se seleccionaron dos facies (arena y shale) donde parámetros como intensidad, orientación y apertura pueden ser identificados notoriamente, considerando la ductibilidad de los shale lo que equivale a su poco fracturamiento y la rigidez de las arena de fácil fracturamiento.

Estas facies serán distribuidas a lo largo de el grid con un sentido físico, en el cual se considero una zona en profundidad en un intervalo de 4000 a 5000 pies denominada zona 3, generando topes, zonas heterogéneas, relacionando toda la información nombrada anteriormente.

Una vez definido el grid con una tendencia de fracturamiento se procede a crear 10 pozos sintéticos con sus respectivos registros en profundidad de facies, numero de fracturas, tipo de fractura, apertura y orientación, a partir de la zona 3 tomada como se muestra en la figura 23. Luego se muestran los respectivos registros en la figura 24.

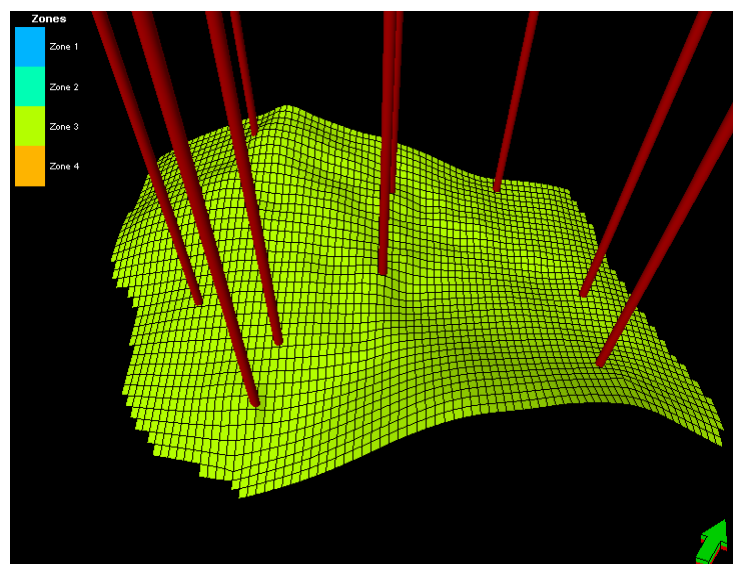


Figura. 23 Modelo sintético con sus respectivos pozos

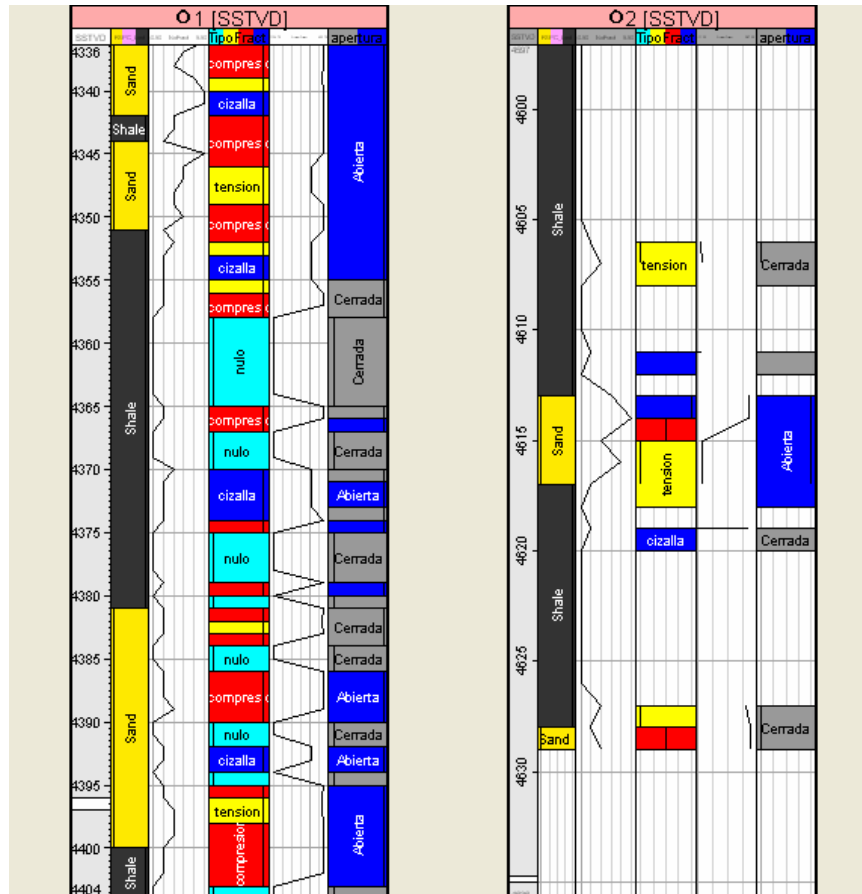


Figura. 24 Registros de pozos 1 y 2

Se optó por iniciar con el registro de facies debido a que es la base para crear los siguientes registros en cada uno de los pozos iniciales, seguido por un registro de número de fracturas, tipo de fractura, apertura y orientación para caracterizar la red de fracturas del yacimiento. Una vez obtenido el registro para cada uno de los 10 pozos iniciales, se cargan los registros al software para luego ser escalados, para el llenado del grid como se muestra en la figura 25.

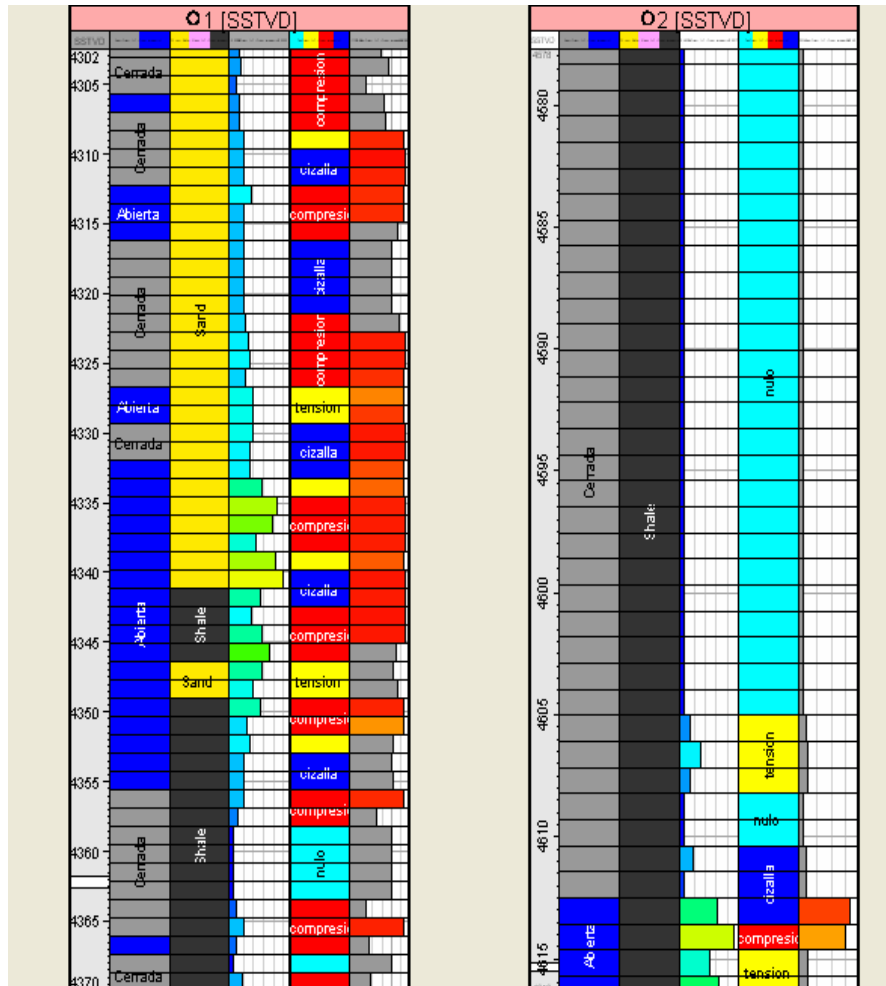


Figura. 25 Registros escalados para pozos 1 y 2

4.1 MODELAMIENTO GEOSTADISTICO

El primer parámetro a modelar es facies, por que otros parámetros a modelar deben condicionarse a facies. Las facies se modelan como variables discretas como ya se justifico anteriormente en dos tipos arena y shale.

Se crean variogramas para cada facie teniendo en cuenta las tendencias que se decidieron establecer en nuestro modelo, en el cual obtuvimos el siguiente modelo de facies que se muestra en la figura 26.

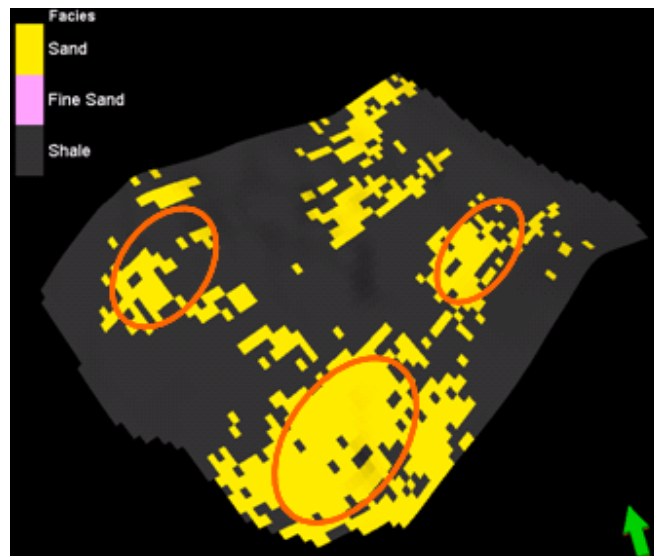


Figura. 26 Modelo sintético para facies

En la figura 26 se observan unas zonas preferenciales para la facies de arenas que representa la información cargada en el registro sintético. A continuación se presenta la figura 27 en la cual se pretende mostrar la relación registro con facie del modelo.

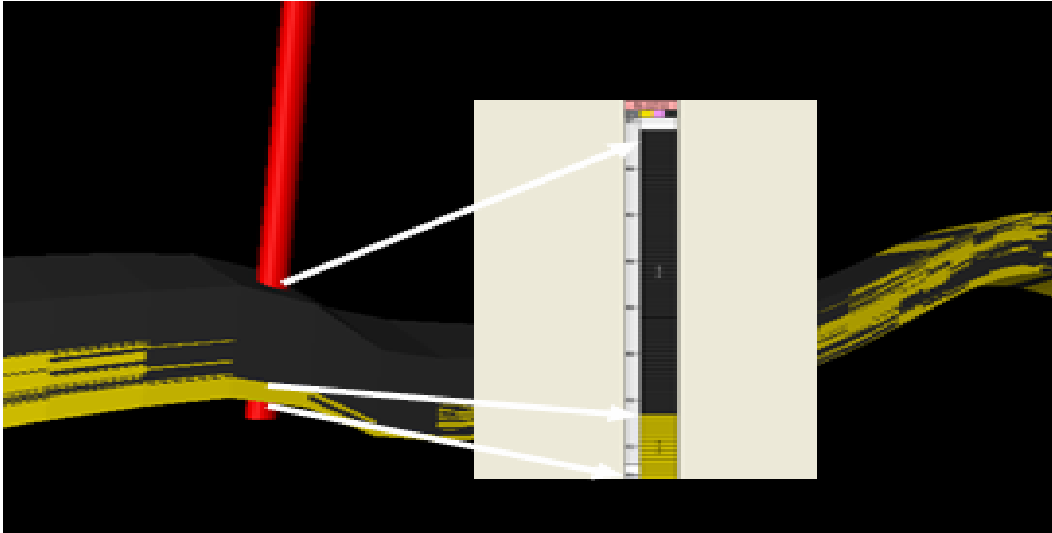
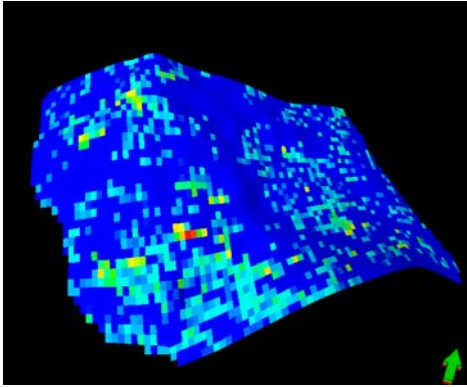


Figura. 27 Modelo de facies correlacionando registró

Continuando con la creación del modelo sintético se modela el parámetro número de fractura condicionado a facies por lo tanto se tomaron los valores utilizados para el parámetro facies, luego se modela el parámetro tipo de esfuerzo en el cual al igual que el parámetro facies se le crea variogramas y elipses de anisotropía para su modelamiento, luego se modela el parámetro apertura igualmente que el parámetro anterior, y por ultimo la orientación de fractura el cual es una variable continua y condicionado a tipo de esfuerzo y se realiza igualmente que el parámetro número de fractura obteniendo así completamente el modelo, para comenzar a analizar como afecta cada uno de estos parámetros a un yacimiento naturalmente fracturado.

La figura 28 muestra el modelamiento de los parámetros de número de fracturas, tipo de esfuerzo, apertura y orientación.



a). Numero de fracturas

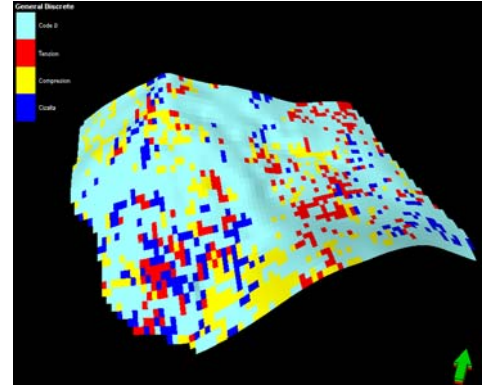


Fig. b. Tipo de esfuerzos

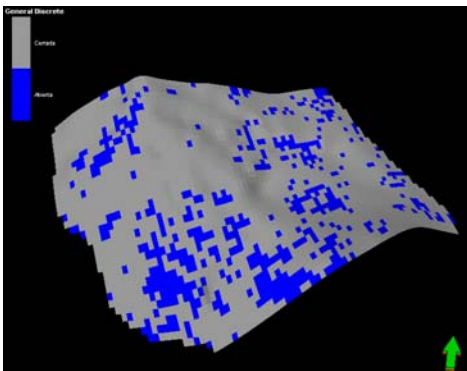


Fig. c. Apertura de fracturas

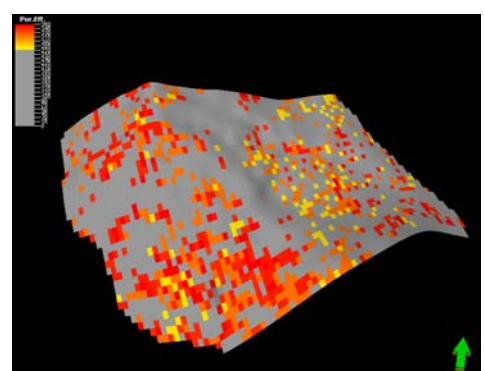


Fig. d. Orientación de fracturas

Figura. 28 Modelamiento completo modelo sintético

Después se pretendió corroborar el modelo sintético con el fin de validar el mismo, por lo tanto se crearon 50 pozos nuevos, y se quitaron los diez pozos iniciales y comenzamos nuevamente un proceso de modelamiento para observar si se conservaban las tendencias, partiendo que los nuevos pozos conservan la información del llenado hecho con los pozos creados en el modelo sintético, de ahí se realizaron variogramas areales y verticales considerando los variogramas tipo exponencial ; para facies, tipo de esfuerzos y apertura de fractura como se mostrara en la figura 29 y 30 en el cual el ingeniero a su interpretación selecciona

al mejor a su criterio, con los datos obtenidos de estos se elaboraron las elipses de anisotropía como se muestra en las figura 31 para cada parámetro mencionado anteriormente, observando que se conserven las tendencias suministradas en la creación del modelo sintético, y se modelan los parámetros considerando el tipo de técnica de interpolación geoestadística el kriging ordinario, elegido con base en la información que se tiene y teniendo en cuenta el tipo de parámetros a modelar, por lo tanto a continuación se mostrara una comparación de cada modelo entre el modelo sintético y el modelo realizado con los 50 pozos en la figura 32

Las figuras 29 y 30 muestran ejemplos de variogramas generados para shale arealmente y verticalmente.

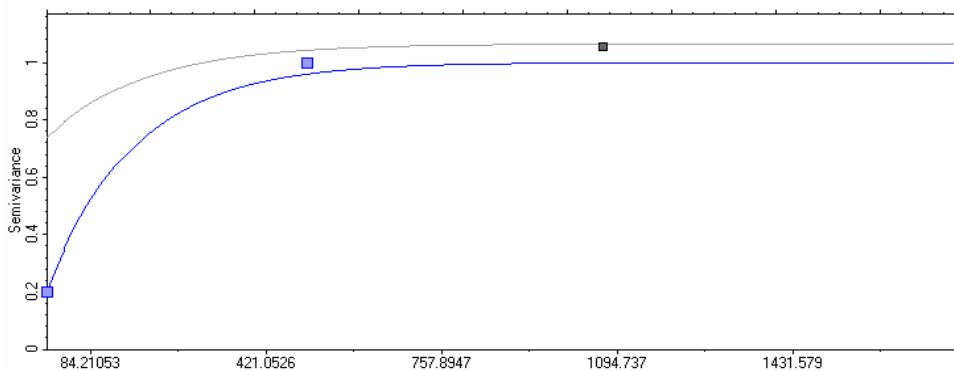


Figura. 29 Variograma areal de 0° para shale

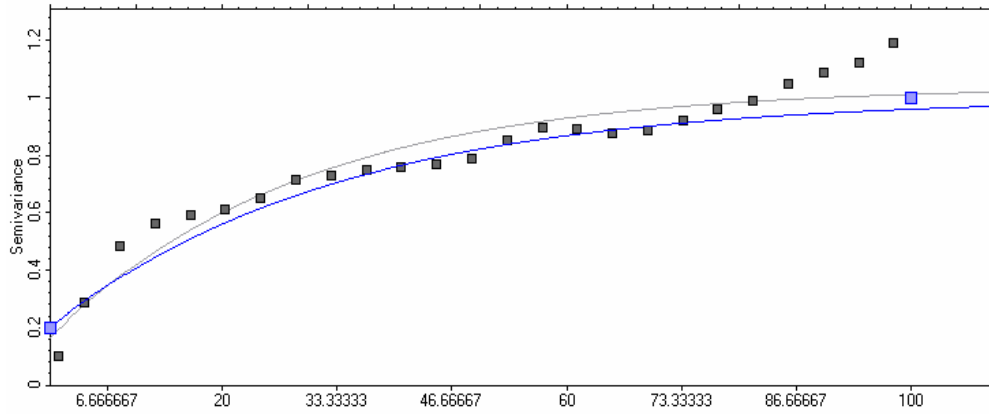


Figura. 30 Variograma Vertical de shale

A continuación se presentas las elipses para facies donde se puede notar que en el caso de los shale no hay una tendencia clara contrario a la elipse de arenas donde si hay una tendencia notoria que concuerda con la propagación del campo.

Elipse de Arenas

Elipse de Shale

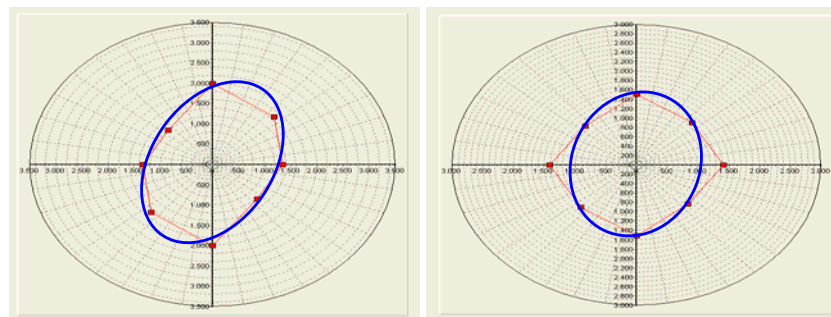


Figura. 31 Elipse de anisotropía para arenas y shale.

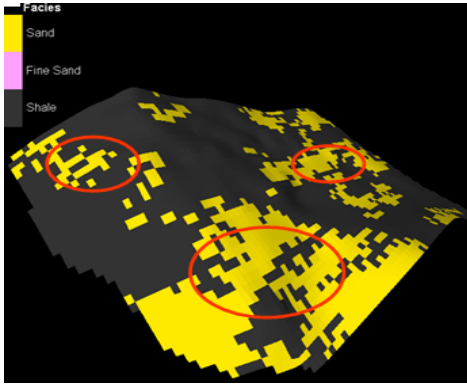


Fig. a. Modelo facies 50 pozos

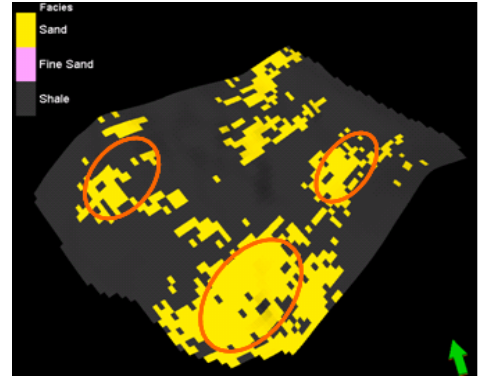


Fig. b. Modelo sintético

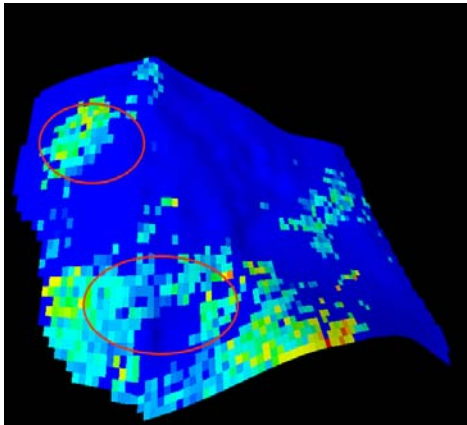


Fig. c. Modelo N° fracturas 50 pozos

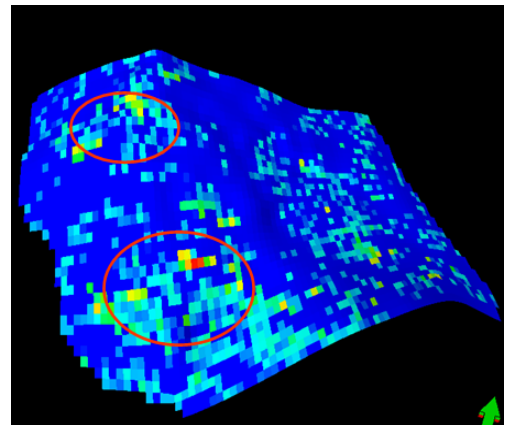


Fig. d. Modelo N° fracturas sintético

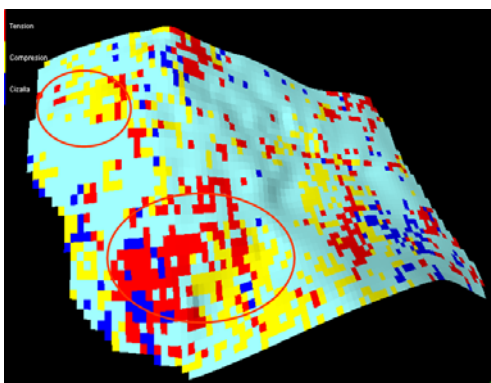


Fig. e. Modelo tipo esfuerzos para 50 pozos

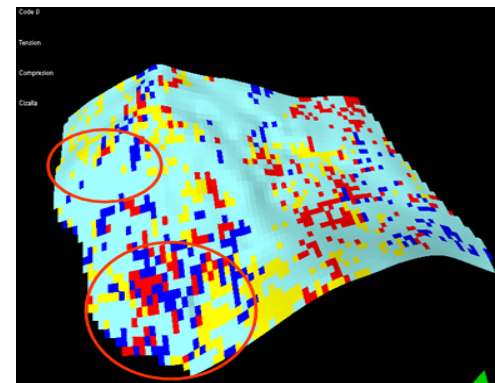


Fig. f. Modelo tipo de esfuerzos sintético

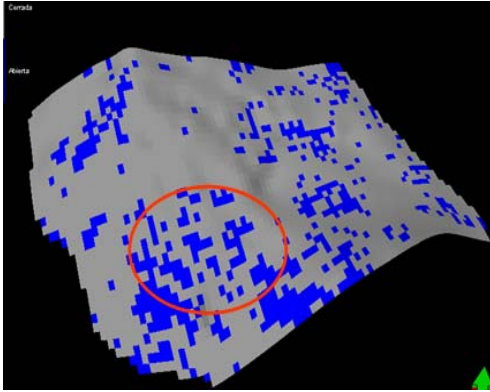


Fig. g. Modelo apertura para 50 pozos

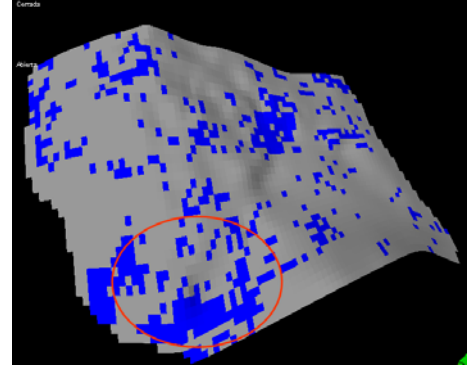


Fig. h. Modelo apertura sintético

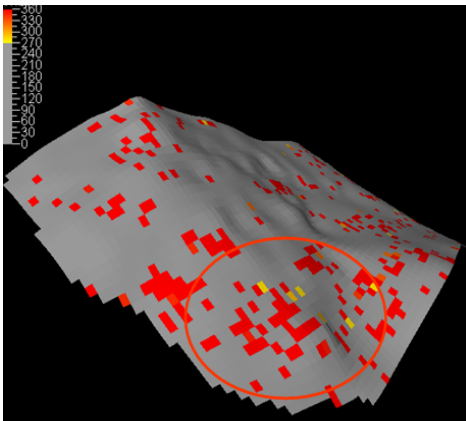


Fig. i. Modelo orientación para 50 pozos

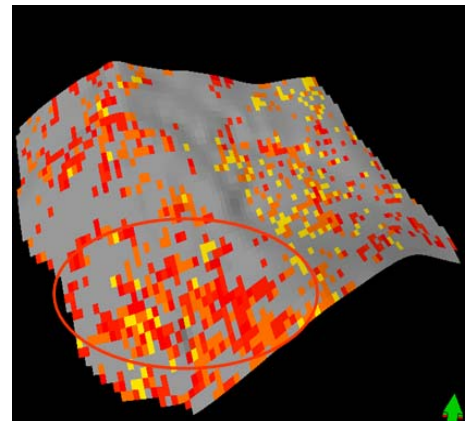


Fig. j. Modelo orientación sintético

Figura. 32 Comparación modelo para 50 pozos vs. Modelo sintético

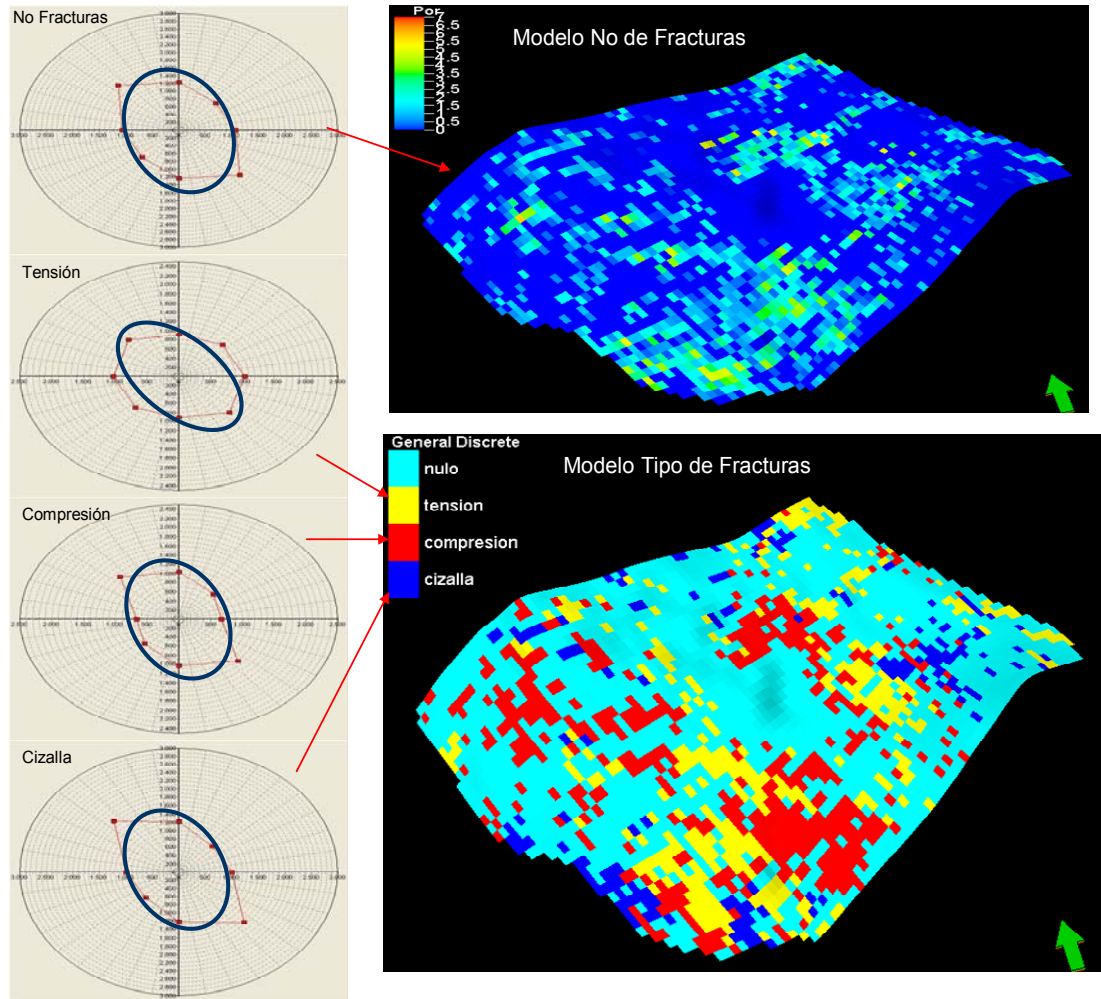


Figura. 33 Elipses de anisotropía correlacionados con su respectivo modelo

Para el caso de número de fracturas la elipse mostró una tendencia en dirección a las zonas donde se esperaba mayor fracturamiento según los datos de los registros, lo que hace ligado el modelo porque la facie arena presenta mayor fracturamiento que el shale. Las elipses para tipo de esfuerzo de fracturas señalan una tendencia esperada según la caracterización del modelo de elipse de deformación y esfuerzo máximo.

5. METODOLOGÍA MODELO SINTÉTICO APLICADA A UN CAMPO COLOMBIANO. CASO CAMPO

La metodología aplicada a un campo colombiano se realizó tomando como base el modelo sintético anteriormente desarrollado. El campo elegido para aplicar la metodología fue el campo modelo, yacimiento en el cual resulta importante e interesante la aplicación de la geoestadística por la alta presencia de sistemas fracturados en las rocas del campo. Fundamentados en modelos conceptuales, y en respuesta a diferentes condiciones geológicas, unido al uso de información de zonas corazonadas y registros UBI, se pretende presentar una nueva herramienta tecnológica alternativa en el proceso de encontrar y modelar los parámetros de fractura.

Para deducir el impacto del fracturamiento en el desempeño de una estructura como la del campo modelo se requiere una previa y acabada comprensión de su distribución areal y características propias, para identificar parámetros de red de fractura como, tipo de fractura, orientación de las fracturas, su distribución, número de fracturas y apertura en diferentes facies.

Para el desarrollo del **modelo del campo** se realizó una base de datos de registros, núcleos e información de campo y estudios realizados anteriormente al yacimiento, por parte del grupo de modelamiento de procesos de hidrocarburos que permiten construir las características y variaciones que presenta la red de fracturas.

Además de toda la información geológica y petrofísica, se debe generar un grid para realizar la simulación. El grid utilizado en el modelo se obtuvo de estudios anteriores del grupo de modelamiento de procesos de hidrocarburos.

Una vez obtenido el grid se ubicaron cada uno de los pozos, resaltando los pozos que cuentan con información que permita caracterizar parámetros de fractura. Se opto por tomar un sector del grid que contenga los pozos con mayor información, considerando una zona del yacimiento con una buena cantidad de pozos. Se seleccionaron los pozos 1, 2, 3, 4, 5, 6 para un área de 25 Km. por 15 Km. Aproximadamente como se muestra en la siguiente figura 34. Esta área comprende en el eje x de la celda 1 hasta la celda 19, en el eje y de la celda 9 hasta la 28

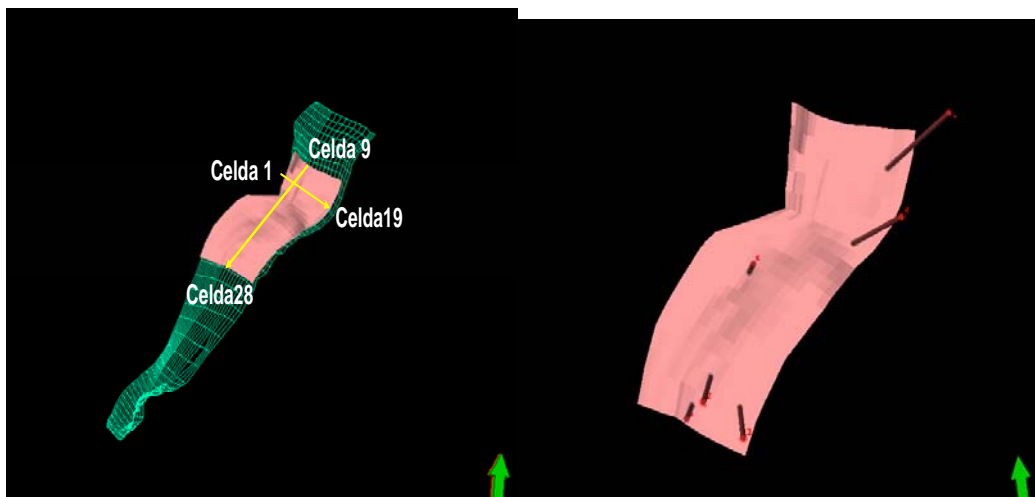


Figura. 34 Sector modelo del grid campo modelo

Los pozos 1, 2, 3, 4 fueron seleccionados por contar con información de facies, numero de fracturas por pie, tipo de esfuerzo generador de la fractura, orientación y apertura en general. Al no contar con mas pozos se tomo información de la tesis (Nuncira. Sergio 2005).

Para definir el refinamiento del grid en profundidad se opta por la formación de mayor información de parámetros de fracturas en el yacimiento, para el caso en

estudio se selecciono la formación M considerando que tiene mayor numero de intervalos corazonados e información de registros. Una vez definida la formación se observo que el grid modelo tomado contaba con 34 zonas que cubren todas las formaciones como se muestra en la figura 35. A continuación.

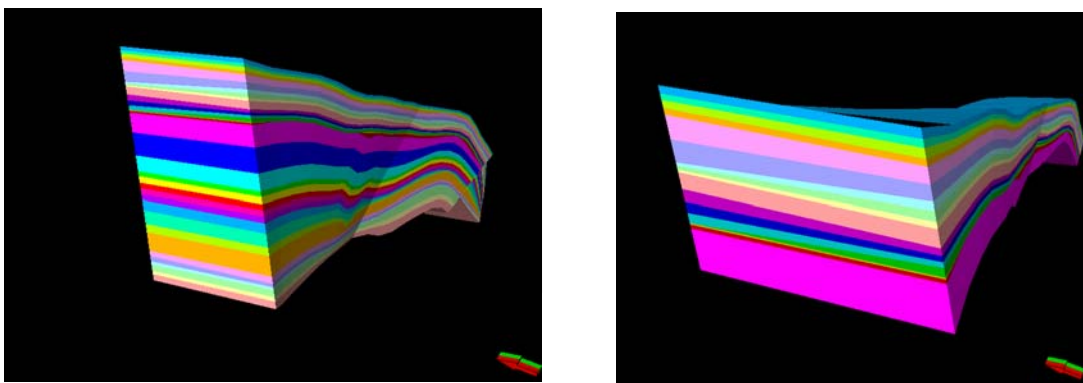


Figura. 35 a. capas modelo total

b. Capas formación M del modelo

Para el modelo del grid la formación M corresponde al intervalo de la zona 1 hasta la zona 17, estas zonas en profundidad corresponden a un intervalo de 810 pies aproximadamente, los cuales son escalados pie a pie para hacer más detallada la información. El modelo del grid esta definido por las siguientes dimensiones adjuntas en la tabla 1.

GRID	X	Y	Z	TOTAL
DIMENSIONES	19	20	810	307800
TAMAÑO CELDAS	400 m	500 m	1pie	

Tabla. 1 Dimensiones grid y celda

Una vez definida la grid se procede a cargar la información para generar registros de los pozos seleccionados, de esta manera se crean registros para facies, número de fracturas, tipo de esfuerzo, apertura y orientación.

Al igual que el modelo sintético se siguió el mismo orden para la simulación de cada parámetro de fractura de la siguiente forma:

Se genera el registro de cada pozo para el cual cada pozo cuenta de 5000 a 18000 pies de profundidad para atravesar todo el yacimiento, en seguida a esto se le crea un registro en profundidad para cada pozo conservado sus respectivos topes correspondientes a la formación M.

Se toma las facies como variables discretas en dos tipos arena y shale. Donde: Arenas=1 y Shale= 0, para generar el registro de facies. Para el caso de la formación en estudio la información disponible se encontró referenciada con la siguiente convención como se muestra en la tabla 2 , en la cual se prefiero resumir todos los tipos de arena como una sola facie de arena, al igual se realizo el mismo procedimiento con el shale, y las calizas no se tuvieron en cuenta como facie, debido a los pocos intervalos encontrados en los pozos, y a la vez al ser escalados se observo que estos se suman en su mayoría a las facies de shale o arena y que en comparación a estas facies las calizas representan un porcentaje mínimo.

Se crea un registro de número de fracturas como variable continua que oscila de 0 a n fracturas por pie. Este registro se genera en base a la información pie a pie del número de fracturas por pozo.

A continuación se muestra en la figura 36 un registro en el cual tenemos profundidad, facies y número de fracturas para la formación M.

No	Convención	Descripción Facies	FACIES
1	Aac	Cuarzoarenita con aloquímicos	Arena
2	Adp	Cuarzoarenita con deformación penecontemporánea	Arena
3	Ab	Cuarzoarenita bioturbada	Arena
4	Abrl	Cuarzoarenita bioturbada con relictos de laminación	Arena
5	Al	Cuarzoarenita laminada	Arena
6	Abre	Cuarzoarenita bioturbada con relictos de estratificación cruzada	Arena
7	Ae	Cuarzoarenita con estratificación cruzada	Arena
8	Acep	Cuarzoarenita conglomerática con estratificación cruzada con pebbles	Arena
9	Aep	Cuarzoarenita con estratificación planar	Arena
10	Aci	Cuarzoarenita con clastos imbricados	Arena
11	Cep	Conglomerado con estratificación cruzada con pebbles	Caliza
12	Cmo	Conglomerado oligomítico	Caliza
13	Fb	Arcillolita-Limolita bioturbada	Shale
14	Fbrl	Arcillolita-Limolita bioturbada con relictos de laminación	Shale
15	Fl	Arcillolita-Limolita laminada	Shale
16	Fc	Arcillolita-Limolita carbonosa	Shale
17	Fm	Arcillolita-Limolita moteada	Shale

Tabla. 2 Convenciones de las facies

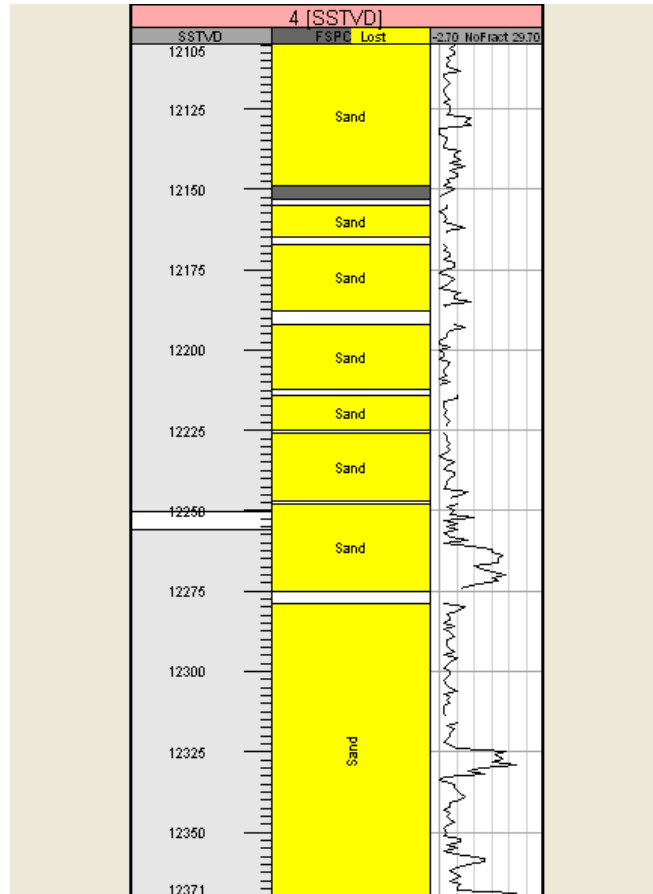


Figura. 36 Registro facie y numero de fracturas

Se crea el registro de tipo de fractura obedeciendo al esfuerzo que lo genera, el cual se toma como variable discreta. Donde: Tensión =1; Compresión =2; Cizalla=3. Se considero estos tres tipos de esfuerzos por que resumen los principales esfuerzos presentes en el campo para la formación de fracturas de acuerdo a la teoría de esfuerzos sustentada en el modelo sintético.

Se crea el registro de apertura con base a la información del campo M, como variable discreta. Donde: Cerrada=0; Abierta=1; Parcialmente Abierta=2. Se considera esta convención para simplificar el modelo conservando la metodología del modelo sintético y ademas cubre las distintas clasificaciones de aperturas

presentes en el campo, a continuación se representa la tabla 3 la cual muestra los cambios efectuados:

Convención		Apertura
1	Abierta	Abierta
2	Cerrada	Cerrada
3	Rellena	P. abierta
4	Parcialmente Rellena	P. abierta
5	Parcialmente Abierta	P. abierta
6	Puentes Cristalinos	P. abierta

Tabla. 3 Convención apertura para el campo M

Se crea el registro de orientación como variable continua con valores que oscila entre 0° y 360°. La información de orientación en el campo M se encuentra referenciada con respecto al norte, ejemplo: N58E. Para ajustar estos datos a nuestro registro para ser leídos por el software se considera la siguiente convención:

Se tomo el ángulo azimut con respecto al norte aumentando en dirección a las manecillas del reloj hasta completar 360° donde:

Norte= 0°, Este=90°, Sur=180°, Oeste= 270°

Ejemplo: N60° W = $360^\circ - 60^\circ = 300^\circ$; N 60° E= 60°.

Hasta este momento se tienen los registros listos para cargar al software. Como se muestra a continuación en la figura 37 para el pozo 4, y todos los pozos en la figura 38.

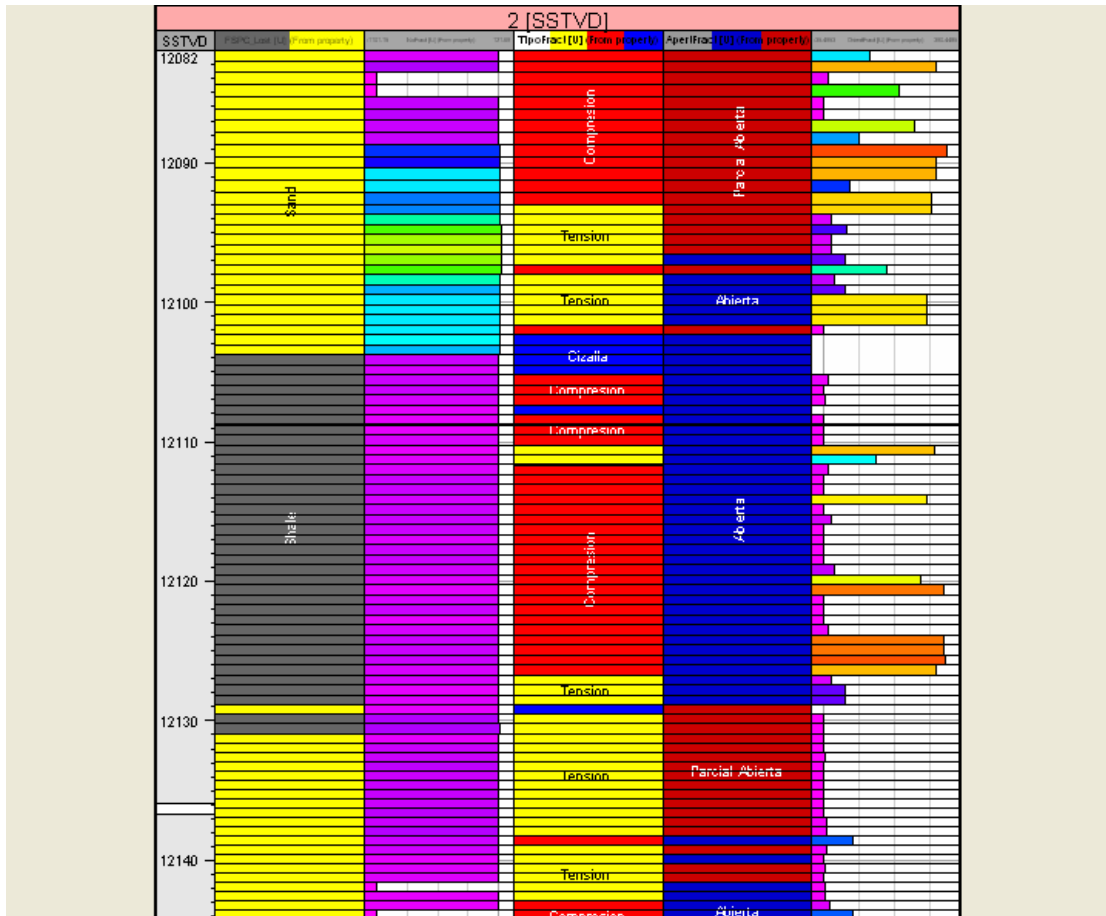


Figura. 39 Pozo 2 con sus registros escalados

Una vez cargados los registros se procede a escalar cada registro como se muestra en la figura 39 del pozo 2 por cada parámetro de fractura considerado.

Seguidamente se procede a realizar la simulación geostatística utilizando las herramientas del GSLIB destacando en estas herramientas las realizaciones de variogramas para los parámetros de red de fractura manejando el Sequential Indicator Simulation y Sequential Gaussian Simulation dependiendo si la variable es discreta o continua.

5.1 MODELAMIENTO DE PARÁMETROS DE FRACTURA

El primer parámetro a modelar es facies, debido a que algunos parámetros a modelar deben condicionarse a facies. Las facies se modelan como variables discretas en dos tipos establecidos arena y shale.

Se procede a generar variogramas para cada facie teniendo en cuenta los parámetros del variograma referenciados en la tesis. En este caso se considera el variograma tipo exponencial con el cual se generan variogramas vertical y arealmente a distintos ángulos como se muestra en la figura 40, el mejor variograma se selecciona con criterio del ingeniero y la consistencia de los datos. El tipo de técnica de interpolación geostatística utilizado es el kriging ordinario como se especifica en el modelo sintético. Este kriging ordinario es utilizado de igual forma para la caracterización de los otros parámetros.

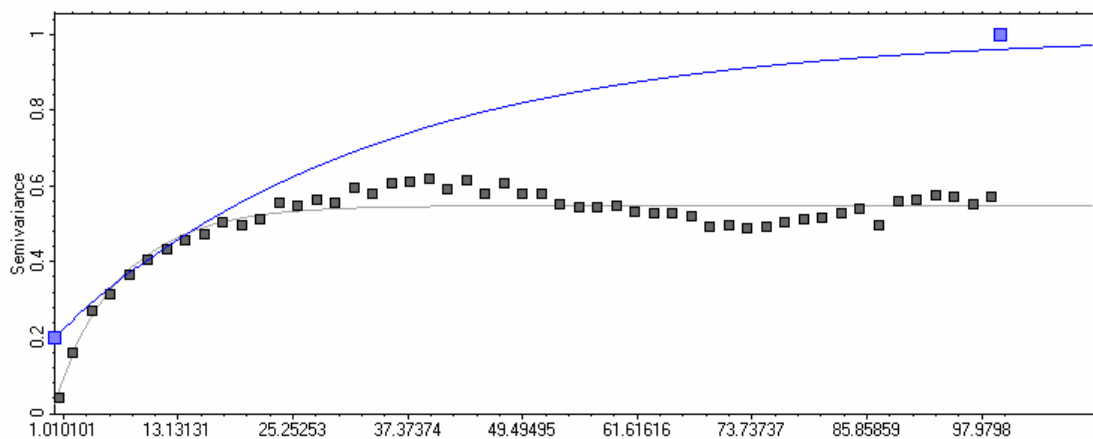


Figura. 40 Variograma vertical para arenas obtenido del software.

Con los distintos rangos obtenidos por los variogramas se crea la elipse de anisotropía para generar el rango mayor, menor y ángulo azimuth para cada facie y observar las tendencias del parámetro analizado como se muestra en la figura 41.

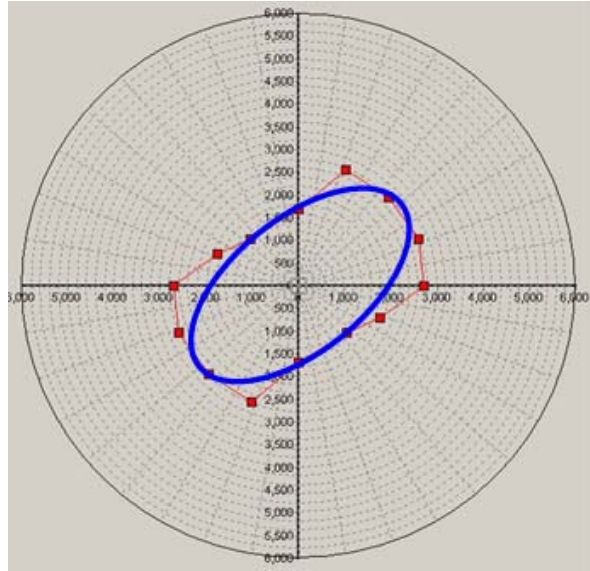


Figura. 41 Elipse anisotropía para arenas

Este parámetro al ser considerado variable discreta se modela utilizando el sequential indicator simulation. El variograma se ajusta con los rangos y ángulo obtenido a partir de la elipse de anisotropía, datos con los cuales se procede a modelar, dando como resultado el siguiente sistema de facies presentado en la figura 32.

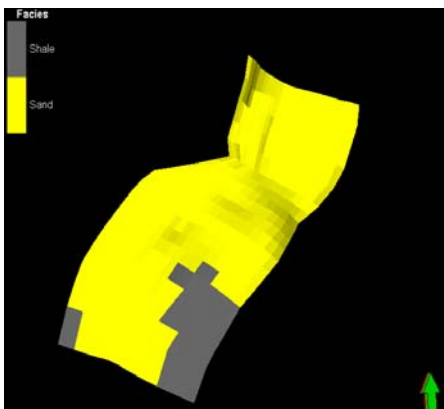


Fig. Capa =429, zona = 11

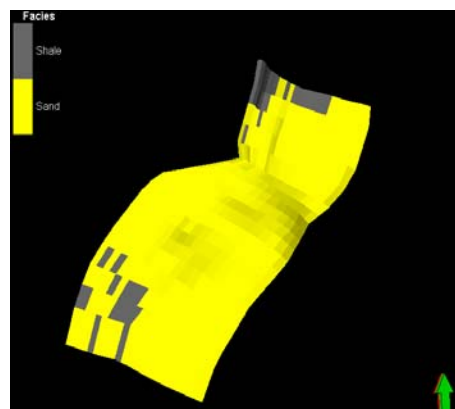


Fig. Capa= 495, zona = 14

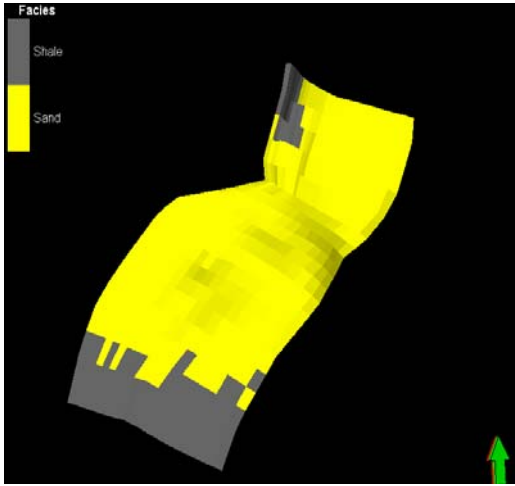


Fig. Capa= 650, zona = 17

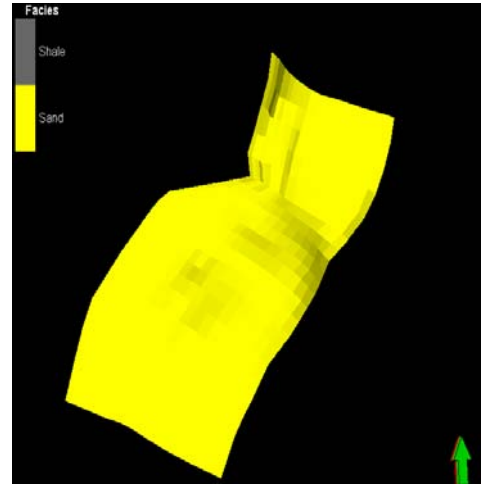


Fig. Capa= 34, zona = 2

Figura. 42 Facies obtenidas

Se acaba de mostrar 4 capas diferentes en sus respectivas zonas del modelamiento de facies para observar la variabilidad de estas por capa y ha todo lo de considerar el ingeniero para seleccionar la realización mas adecuada al campo. El segundo parámetro a modelar es numero de fracturas por pie o en otros casos llamada intensidad de fracturamiento, este parámetro es considerado variable continua, por lo tanto para modelar se utiliza el indicador gaussian simulation, pero este parámetro no requiere variogramas, es condicionado a las facies, por lo tanto asumimos los variogramas obtenidos en las facies shale y arenas, el resultado del proceso es presentado en la figura 43.

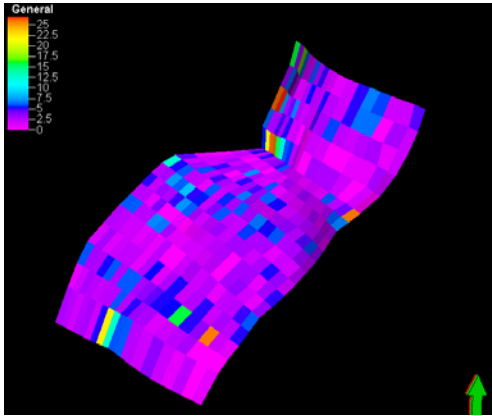


Fig. Capa= 34, zona= 2

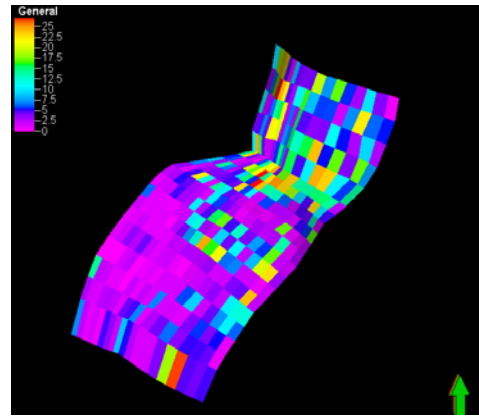


Fig. Capa= 384, zona = 10

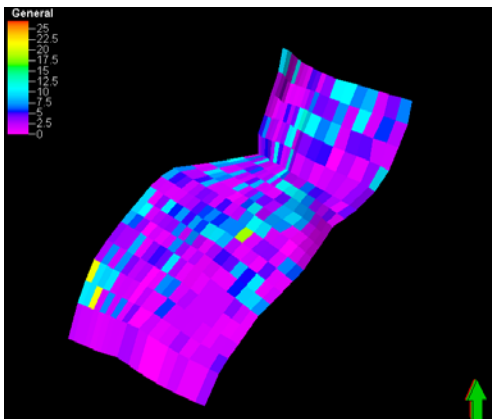


Fig. Capa= 429, zona = 11

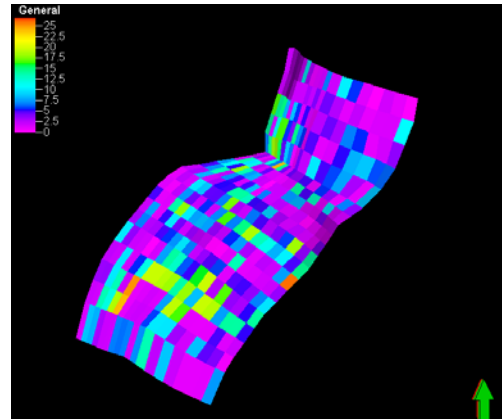


Fig. Capa = 495, zona = 14

Figura. 43 Numero de fracturas

Se acaba de mostrar 4 capas diferentes en sus respectivas zonas del modelamiento de numero de fracturas para observara la variabilidad de estas por capa y de ahí el ingeniero debe considerar cual realización va a seleccionar de acuerdo a las consideraciones del campo. Para este trabajo todo se selecciona partiendo del modelo de número fracturas.

El tercer parámetro considerado a modelar es el tipo de esfuerzo generador de fracturas el cual se tomo como variable discreta Donde: Tensión =1;Compresión =2; Cizalla=3. Por lo tanto se modela con el sequential indicator simulation, se realizan variogramas para cada variable: tensión, compresión, y cizalla, a cada una se le realiza su elipse de anisotropía para tomar el rango mayor, menor y ángulo azimut para realizar el proceso de modelamiento obteniendo el siguiente resultado como se da en la figura 44.

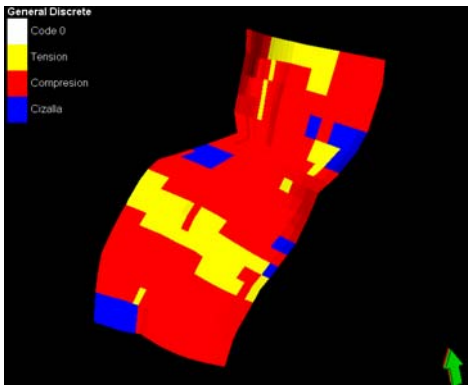


Fig. Capa = 390, zona = 10

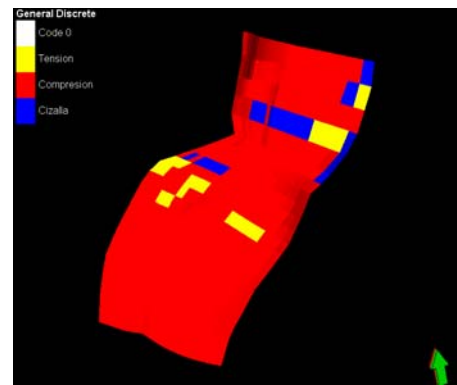


Fig. Capa= 429, zona = 11

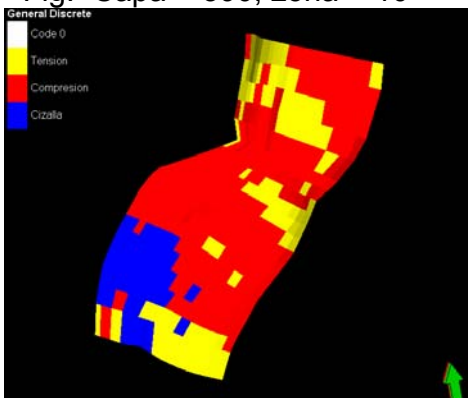


Fig. Capa= 495, zona= 14

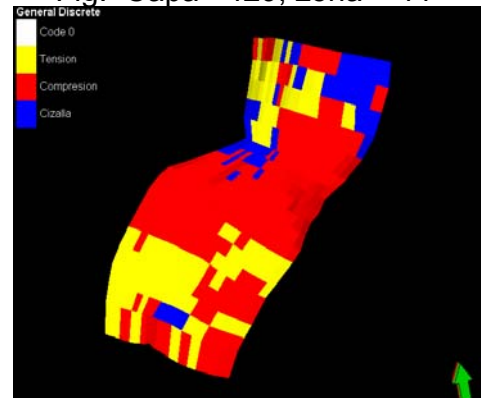


Fig. Capa= 650, zona= 17

Figura. 44 Tipo de fracturas

Se acaba de mostrar 4 capas diferentes en sus respectivas zonas del modelamiento de tipo de esfuerzos para observar la variabilidad de estas por capas.

Se modela el parámetro de apertura de fractura considerado variable discreta para la cual cerrada=0, abierta=1, parcialmente abierta=2. En este caso se utiliza el sequential indicator simulation. Se procede de igual manera como los parámetros de facies para generar sus respectivos variogramas y elipses de anisotropía. Obteniendo el siguiente resultado presentado en la figura 45

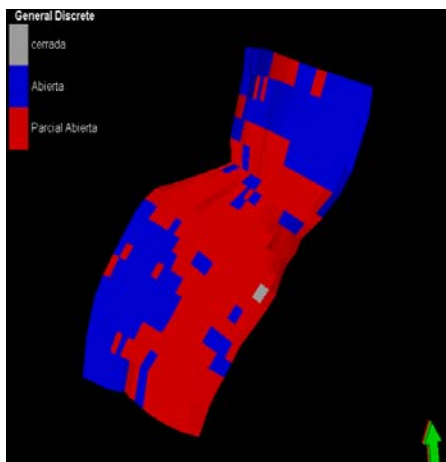


Fig. Capa= 650, zona =17

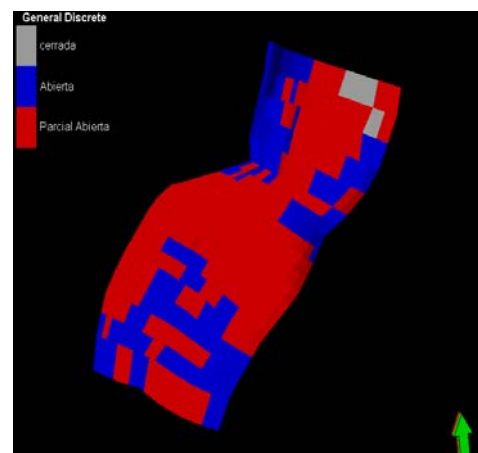


Fig. Capa= 495, zona= 14

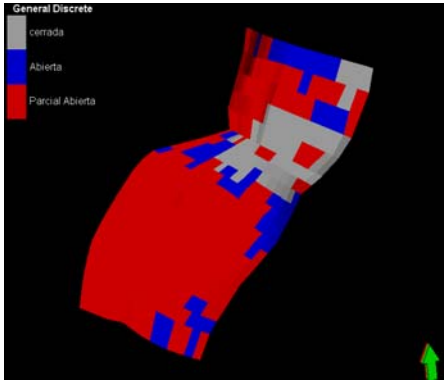


Fig. Capa= 429, zona= 11

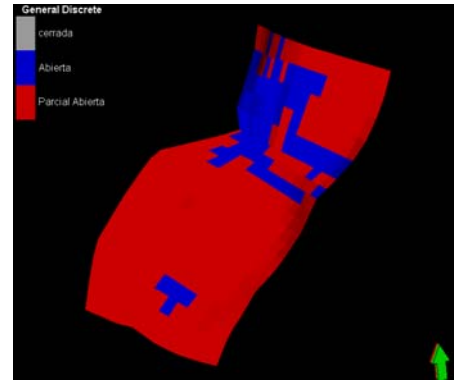


Fig. Capa= 34, zona= 2

Figura. 45 Modelo apertura

Se procede a modelar el parámetro orientación de fracturas considerado como variable continua, para el cual se utiliza el sequential gaussian simulation. En este caso los variogramas son los mismos de tipo de fracturas debido a que este parámetro se condiciona al tipo de fracturas, el procedimiento para la generación de la elipse de anisotropía es el mismo que para los casos anteriores, con el cual se obtiene el siguiente modelamiento presentado en la figura 46.

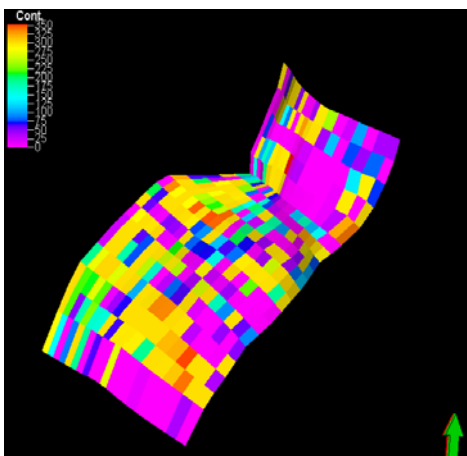


Fig. Capa= 34, zona = 2

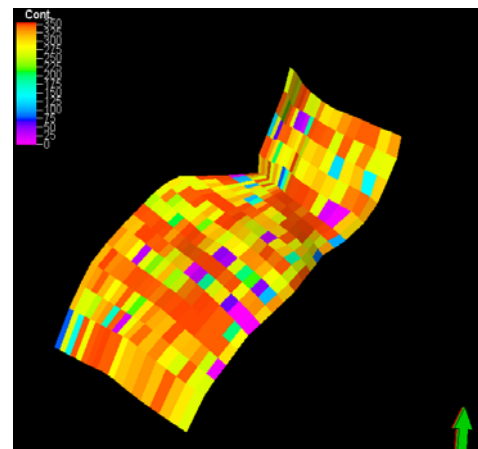


Fig. Capa= 429, zona = 11

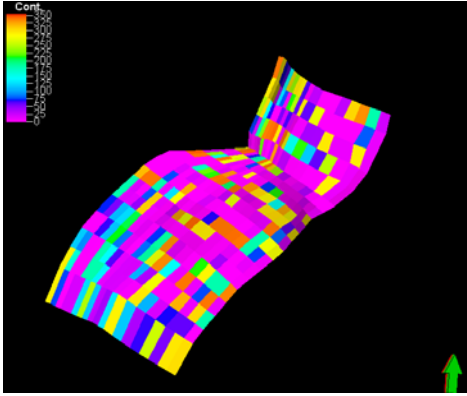


Fig. Capa= 495, zona= 14

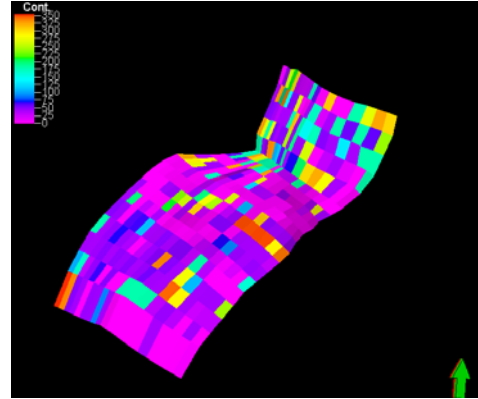


Fig. Capa= 650, zona= 17

Figura. 46 Modelamiento de orientación

5.2 MODELAMIENTO DE OBJETOS APLICADO A UN CAMPO COLOMBIANO

Esta técnica se realiza bajo los parámetros descritos anteriormente, considerando los estudios realizados anteriormente en los paper.

Para aplicar esta técnica con éxito se requiere de detallada información de los parámetros a modelar para el caso de yacimientos naturalmente fracturados. Para el caso del campo colombiano descrito en este trabajo solo se puede modelar variables discretas debido al software utilizado; es decir a parámetros como facies, tipo de esfuerzo y apertura pueden aplicar al uso de esta técnica.

Para este modelamiento se siguieron los pasos iniciales del modelo sintético para generar los registros y el escalamiento de estos en el software. Para iniciar la aplicación geoestadística por objetos se debe suministrar el tipo y la geometría del objeto en donde la forma del objeto seleccionado se realiza de acuerdo al criterio del ingeniero considerando que estos parámetros se ajusten a la geología del

campo. La figura utilizada en este caso fue una elipse. El software solo permite modelar elipses, canales, condicionado a ciertas geometrías establecidas en sus radios y curvaturas, pero a la vez da la opción de establecer los valores de forma determinística y estocástica.

Para el caso del campo Colombiano se utilizó esta técnica generando un modelo para facies como se muestra a continuación.

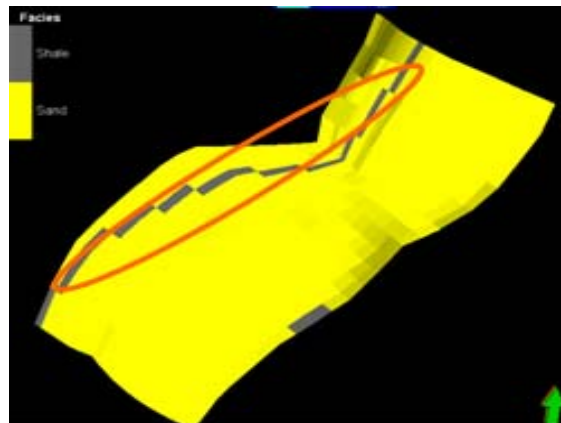


Figura. 47 Modelamiento realizado por objetos

Esta realización con modelamiento geoestadístico basado en objetos muestra continuidades de shale que para el criterio del campo puede coincidir con los registros del yacimiento. Esta información suministrada por el modelo basado en objetos genera tendencias definidas en los parámetros modelados comparados con el modelo anterior, lo cual a concepto se considera que hay demasiadas continuidades en el caso de facies.

A la vez el modelamiento por objetos requiere establecer una base y se debe decidir la forma de cómo se acomodaran los objetos comenzando por la base, o por el tope, de ahí que este modelamiento requiere aun mas estudios detallados acerca de los parámetros a modelar, también en el proceso de simulación se encontró que al establecer demasiados objetos para modelar simultáneamente se requiere de un equipo de procesamiento y alto tiempo de computo lo cual no nos permitió la visualización de apertura y tipo de esfuerzo.

6. ANALISIS Y RESULTADOS DEL MODELAMIENTO GEOESTADISTICO AL CAMPO MODELO

Realizado el proceso de modelamiento se analiza los resultados y tendencias obtenidas:

6.1 Modelamiento De Facies

Como se muestra en la figura 49 el modelo de facies se observa un alto porcentaje de arenas contra los shale, estos resultados son consistentes a los registros creados y a la información real del sector del campo modelo en donde la formación M, predominan las arenas. Observando el shale como pequeños baches distribuidos aleatoriamente en todas las capas, esto también concuerda con la tabla 4 de los resultados de facies obtenidos en el modelamiento.

Facies	Porcentajes
Arena	92.17 %
Shale	7.83 %

Tabla. 4 Resultados de facies

Las elipses de arena y shale presentadas a continuación en las figura 47 y 48 dan una tendencia esperada. Para el caso de las arenas se encontró una tendencia de N50°E lo que interpreta que las arenas coincide con la estructura del campo lo que significa una tendencia en la depositacion de la arenas. En el caso shale no se observa una tendencia clara de estos debido a la baja presencia de shale en los registros y esto concuerda con la forma de depositacion de los shale.

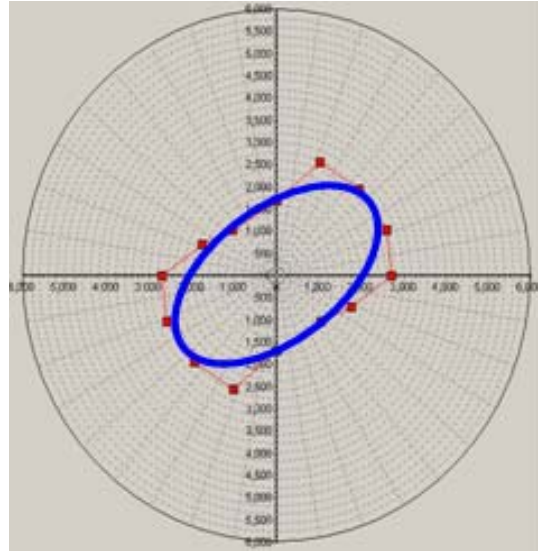


Figura. 48 Elipse arena

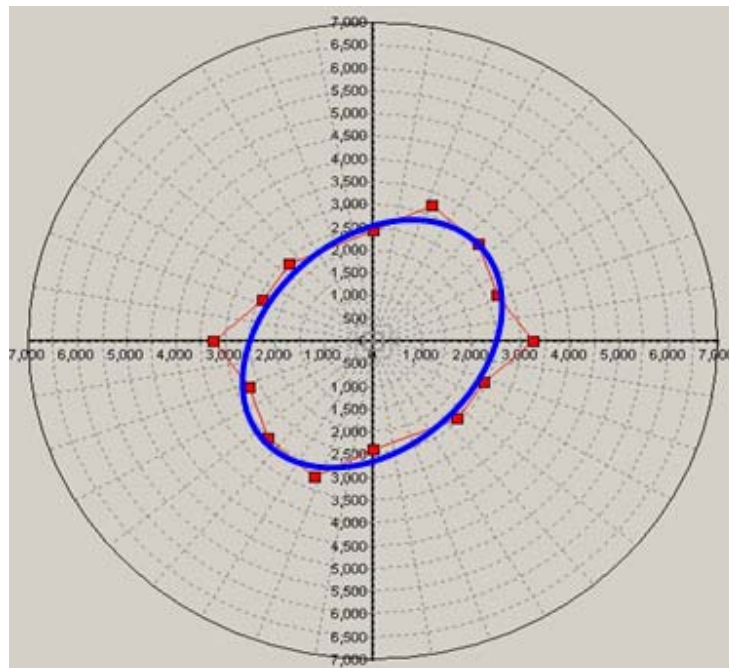


Figura. 49 Elipse de shale

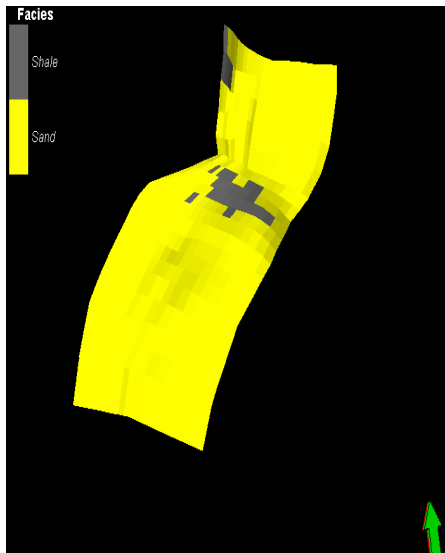
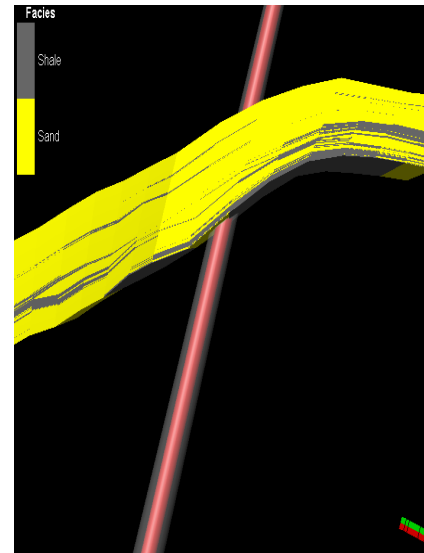


Figura. 50 A. Modelo de facies



B. Corte Transversal

En la realización de los variogramas para arenas y shale presentados en la figuras 47 y 48 se observa gráficamente una mejor calidad del variograma vertical con respecto al horizontal debido a la cantidad de datos en profundidad, caso contrario a los variogramas areales en donde solo se tiene 6 pozos con información distribuidos en el área del campo modelo con distancias muy grandes complicando ver tendencias con mayor claridad en el campo como se muestra en la figuras 50 y 51 en el cual la figura 49.a es un corte areal y la figura 49.b es un corte transversal, donde se denota con mayor claridad las tendencias de las facies, esto se observa también en las realizaciones de los variogramas de tipos de esfuerzos y apertura.

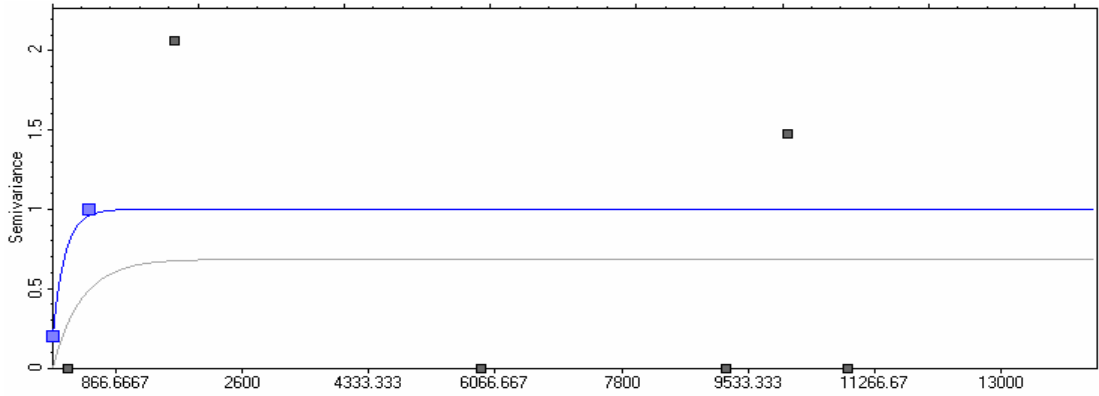


Figura. 51 Variograma areal arena

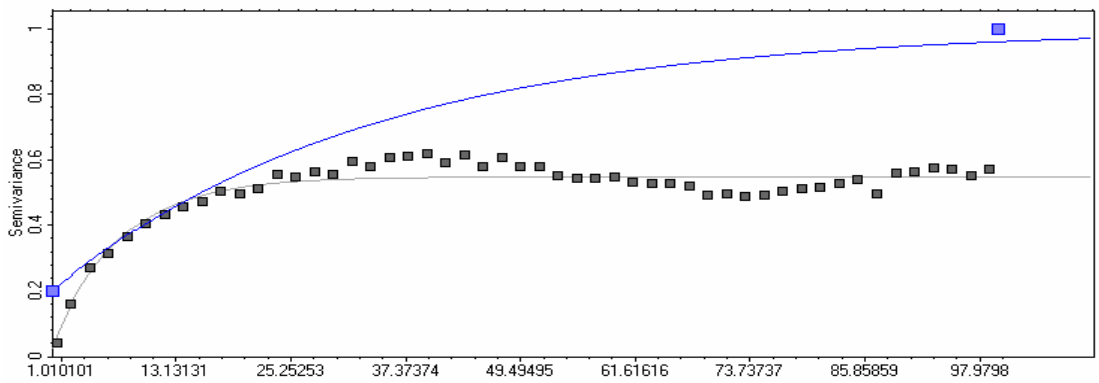


Figura. 52 Variograma vertical arena

Los rangos promedios obtenidos en los variogramas para las arenas y shale son presentados en la tabla 5.

Facies	Areal	Vertical
Arenas	Rango:2500 - 3500	Rango: 25 - 35
Shale	Rango: 1500 - 2500	Rango 20 - 30

Tabla. 5 Rangos promedios de los variogramas para facies

6.2 Modelamiento Número De Fracturas

Como se observa en la figura 52 del modelo de numero de fracturas se obtuvo una tendencia marcada de fracturamiento en las zonas interceptadas o rodeadas por fallas lo que coincide con la teoría presentada en el modelo sintético.

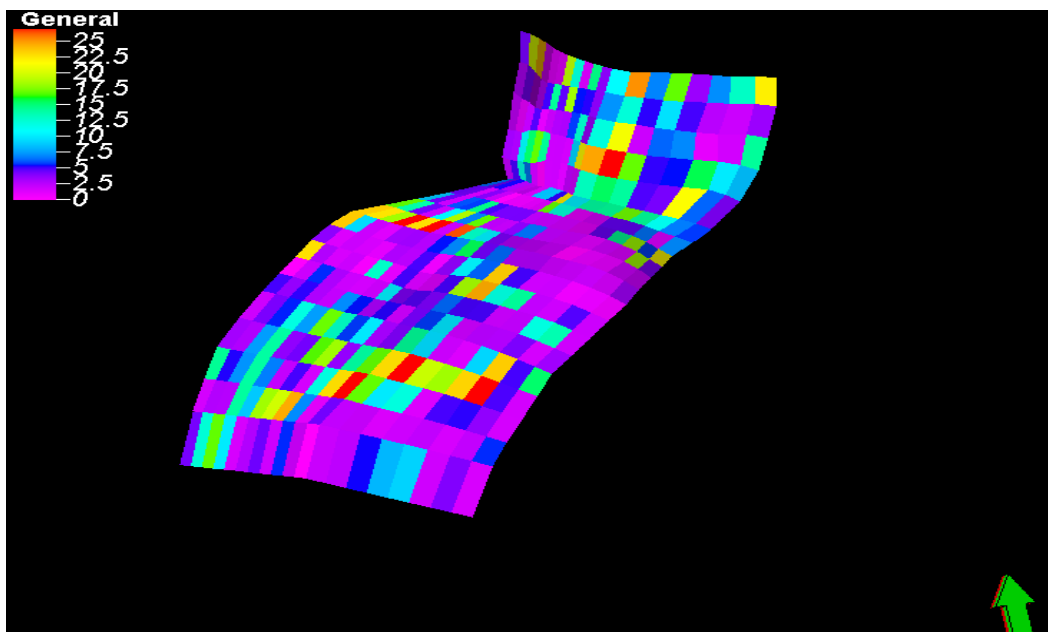


Figura. 53 Modelo de número de fracturas

También se observa que los valores oscilan de 0 a 27 fracturas por celda, donde se considera que un número de mayor a 15 fracturas por celda presenta buen fracturamiento, estos rangos mayores de 15 fracturas por celda fueron encontradas en zonas de arena.

6.3 Modelamiento De Tipo De Esfuerzos Generadores De Fracturas

Como se observa la figura 53 del modelo de tipo de esfuerzos generadores de fracturas conserva la tendencia de un yacimiento naturalmente fracturado

originado por cabalgamiento en la zona andina como se presenta en el modelo sintético debido a que predominan los esfuerzos compresivos en la totalidad del campo y a la vez se alcanza denotar los esfuerzos de tensión en los flancos, y esfuerzos de cizalla en la zona de las crestas.

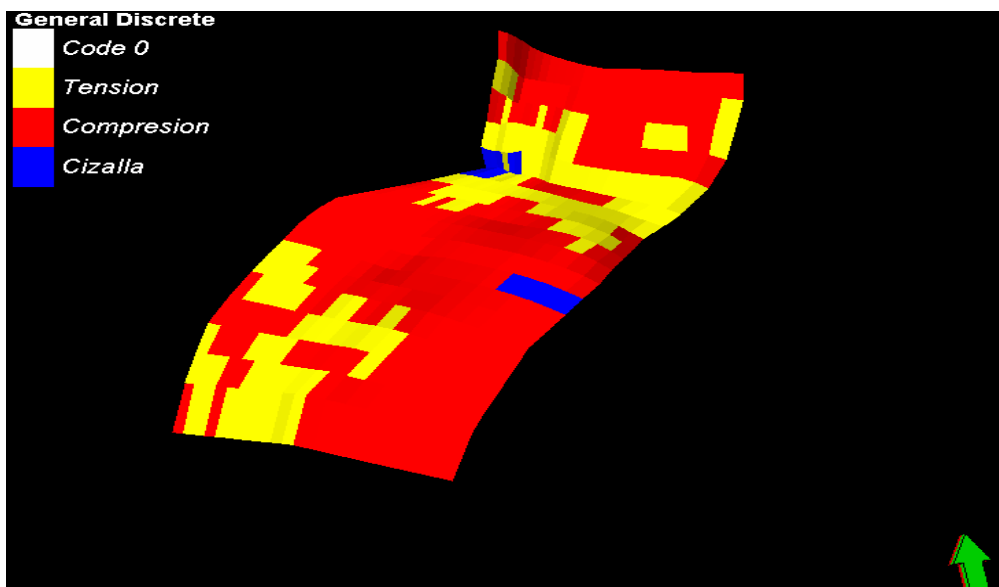


Figura. 54 Modelo tipo de esfuerzo

Los variogramas generados para cada tipo de esfuerzo generan los siguientes rangos presentados en la tabla 6.

Tipo de esfuerzo	Areal	Vertical
Tensión	Rangos: 1700 – 2900	Rangos: 4 – 4.5
Compresión	Rangos: 2200 – 2500	Rangos: 4.5 – 5
Cizalla	Rangos: 1700 - 2500	Rangos: 3 – 3.5

Tabla. 6 Rangos de los variogramas tipo de esfuerzos

Los rango de tensión y cizalla toman un mayor intervalo areal lo que representa encontrar en el modelo una distribución poco uniforme, contrario a compresión que presenta un intervalo pequeño en el rango lo que significa que hay una distribución mas uniforme en el campo como se observa en la figura 54 del variograma de compresión .

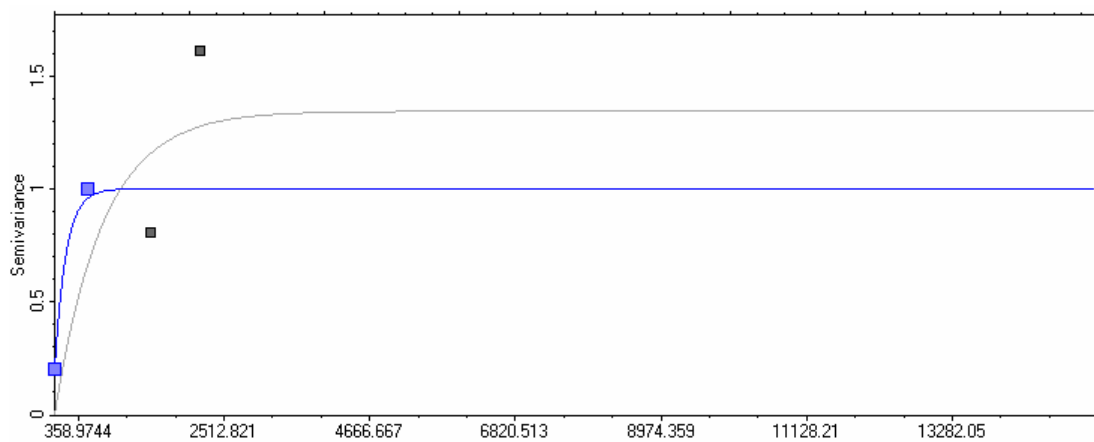


Figura. 55 Variograma hecho para compresión

A continuación se muestran las elipses de anisotropía para los tipos de esfuerzos en las figuras 55,56 y 57

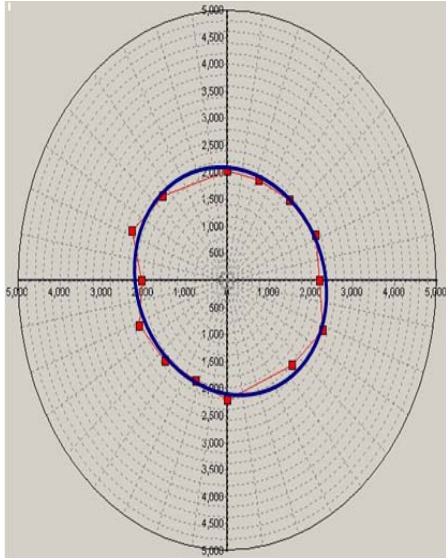


Figura. 56 Elipse de compresión

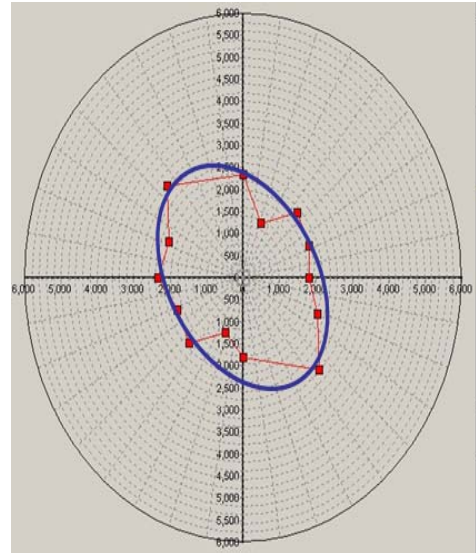


Figura. 57 Elipse de tensión

La elipses de compresión, tensión, cizalla cada una en sus orientaciones respectivamente N60°W, N40°W, N60°W, demuestran tendencias adecuadas de la formación de fracturas generadas por sus esfuerzos respectivos.

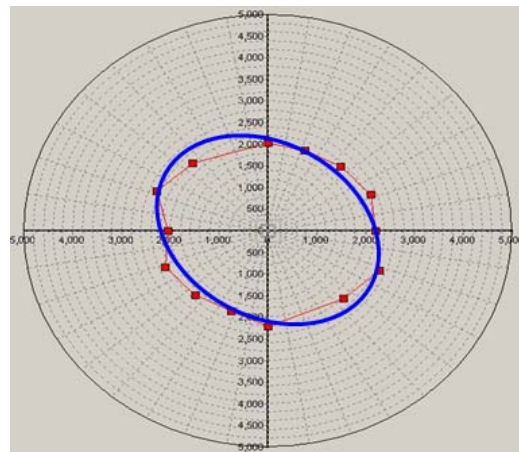


Figura. 58 Elipse de cizalla

6.4 Modelamiento De Apertura

Como se observa en la figura 58 del modelo de apertura se observa la predominación de las fracturas parcialmente abiertas y abiertas notando la consistencia con los datos de los registros reales del campo modelo, y a la vez se encontró un porcentaje mínimo de fracturas cerradas, como se corrobora en la tabla 7 de resultados del modelamiento de tipos de esfuerzos.

Fracturas	Porcentajes
Cerradas	11.59 %
Abiertas	34.29 %
Parcialmente abiertas	54.12 %

Tabla. 7 Resultado de porcentajes de fracturas

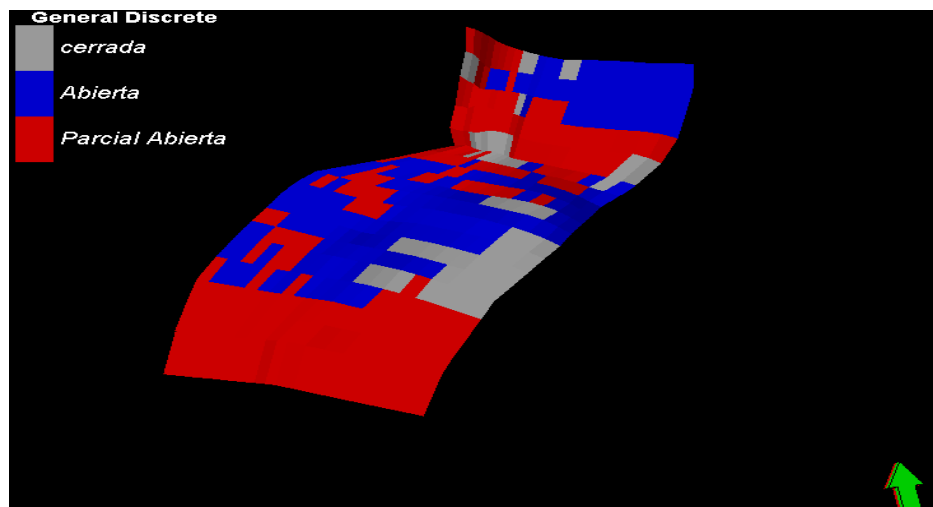


Figura. 59 Modelo de apertura

Los variogramas generados arrojan valores promedios presentados en la tabla 8

Apertura	Areal	Vertical
F. cerradas	Rango: 3500 – 5000	Rango: 30 – 35
F. abiertas	Rango: 4000 – 9000	Rango: 50 – 60
F. parcialmente abiertas	Rango: 4000 – 9000	Rango: 40 – 50

Tabla. 8 Rango de apertura

Para el caso de este parámetro se dan intervalos de rangos amplios lo que rectifica que los datos de apertura son datos dinámicos, lo esta en concordancia con los estudios realizados al campo, por esta razón se observa una inestabilidad en este parámetro.

A continuación se muestran en las figuras 60, 61 y 62 las elipses de anisotropía para apertura de fracturas donde se puede notar la variabilidad de tendencias entre estas. Además se observa que las elipses de apertura abiertas y parcialmente abiertas coinciden con la propagación del campo lo cual demuestra los altos porcentajes de abiertas y parcialmente abiertas en el campo.

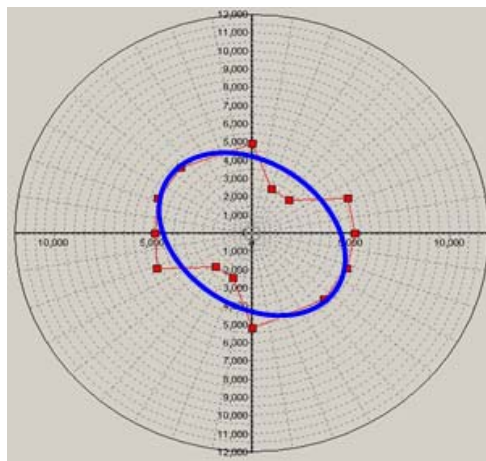


Figura. 60 Elipse de Anisotropía fracturas cerradas

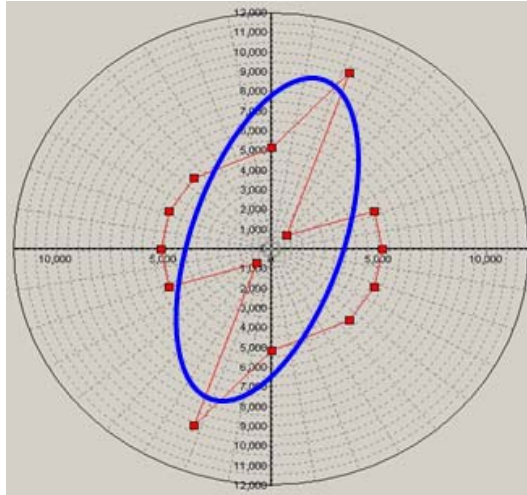


Figura. 61 Elipse de Anisotropía para fracturas abiertas.

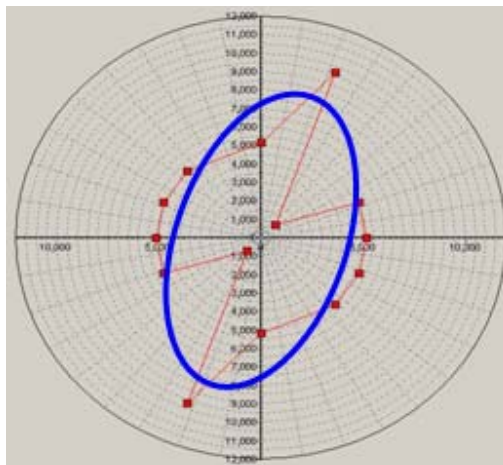


Figura. 62 Elipse de Anisotropía para fracturas parcialmente abiertas.

6.5 Modelamiento De Orientación De Fracturas.

Como se observa en la figura 62 del modelo de orientación de fracturas se muestra una escala de colores para cada ángulo azimut. Que respetan el modelo de tipo de esfuerzo de fractura como se ilustra en el modelo sintético. Donde se observa aproximadamente un rango de orientación para cada tipo de esfuerzo (tensión, compresión y cizalla.) como se presenta en la tabla 9.

Tipo de esfuerzo	Rango azimuth
Tensión	340° - 360°
Compresión	300° - 340°
Cizalla	290° - 330°

Tabla. 9 Rangos azimuth para tipo de esfuerzos

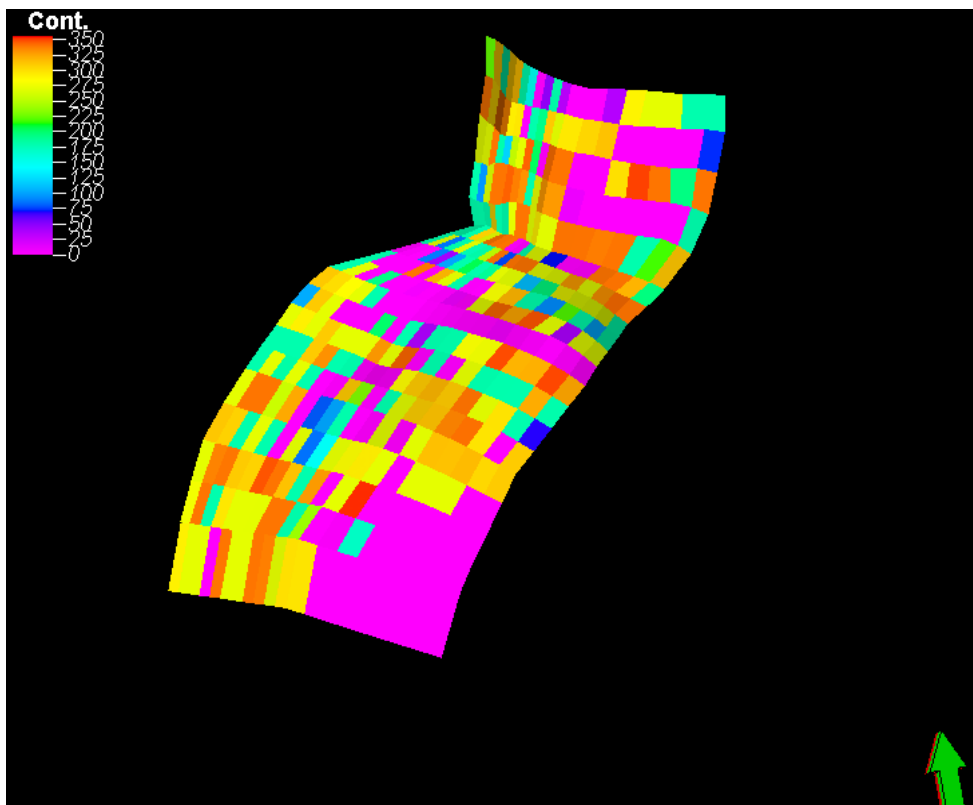
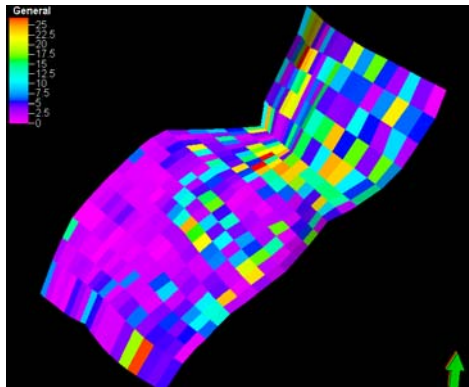


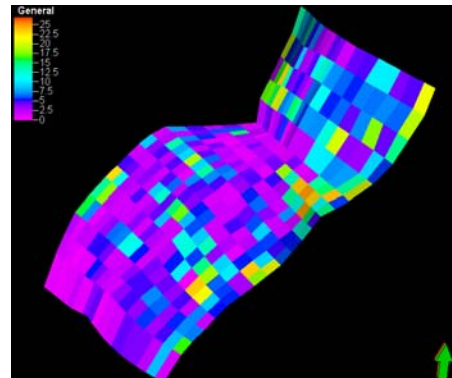
Figura. 63 Modelo orientación de fracturas

Anteriormente describimos el proceso para una realización, pero en el proceso de modelamiento creamos 5 realizaciones para comparar entre estas y seleccionar la más apropiada según criterios ingenieriles. A continuación se muestran las 5 realizaciones hechas para el parámetro número de fracturas en las figura 63, ya

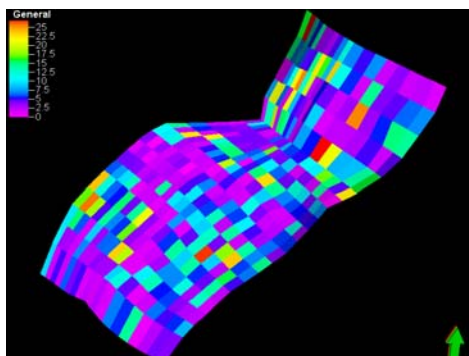
que se considero que era la de mayor interés para seleccionar cual realización es la más acorde a nuestro campo.



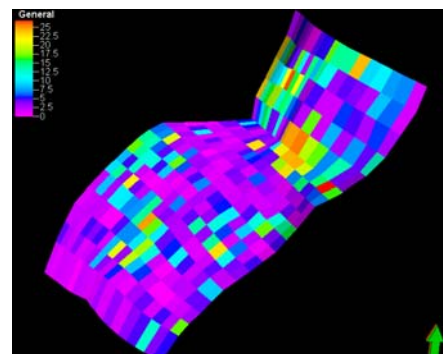
a. Realización 1



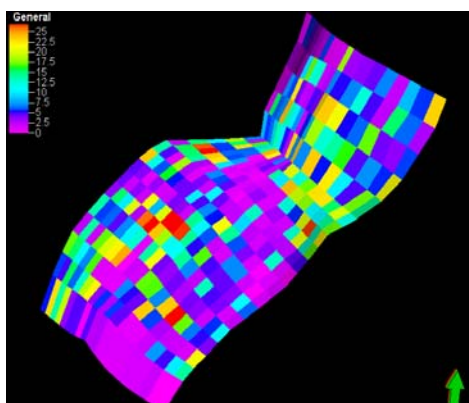
b. Realización 2



c. Realización 3



d. Realización 4



e. Realización 5

Figura. 64 Comparación de realizaciones para número de fracturas asumiendo que las realizaciones están a la misma capa

Se pretendió comparar el numero de fracturas con respecto a producción para ver que tal consistente es el modelo, y a la vez predecir que tanto afecta le fracturamiento a la producción por medio de la figura 64.

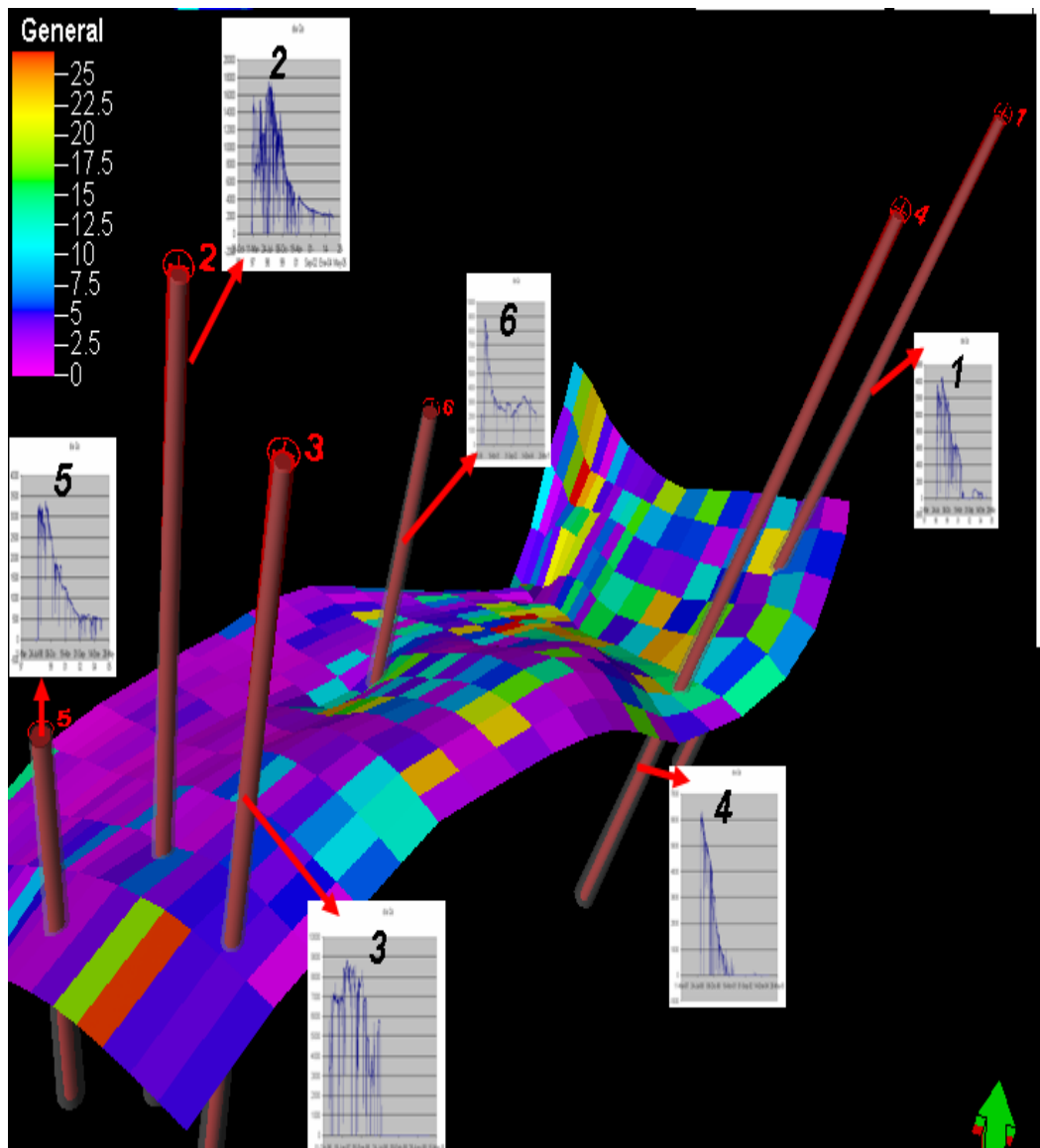


Figura. 65 Comparación numero de fractura vs Producción

7. CONCLUSIONES

- ✓ Se ha logrado desarrollar una metodología para obtener un modelo de distribución de parámetros de fractura en yacimientos naturalmente fracturados utilizando técnicas geoestadísticas.
- ✓ En este trabajo, se muestra como la simulación puede ser aplicada con éxito para la caracterización de parámetros de fractura en yacimientos naturalmente fracturados.
- ✓ Los conceptos utilizados para diseñar la metodología del modelo sintético para parámetros de fractura en YNF permiten si se quiere ser modificado y adecuado a las condiciones de un yacimiento dependiendo de los atributos propuestos a modelar.
- ✓ La técnica geoestadística tradicional definida y aplicada en este trabajo arrojó mejores resultados que la técnica geoestadística basada en objetos, pues la metodología mostró que para este tipo de descripciones de parámetros de fractura con objetos se haría necesario contar con información muy detallada de las fracturas.
- ✓ Esta metodología ayudará a los ingenieros de simulación, a realizar una mejor caracterización de yacimientos naturalmente fracturados mediante el uso de técnicas geoestadísticas.
- ✓ La metodología fue aplicada con buenos resultados para un campo colombiano en la formación M, donde se determinó la distribución de facies,

número de fracturas, tipo de esfuerzo generador de fracturas, apertura y orientación.

- ✓ Para el estudio en particular de un campo colombiano se encontró que las elipses de formación obtenidas para facies mantiene una tendencia en dirección a la propagación del campo, para tipo de fractura mantiene una tendencia en cada uno de los tipos de esfuerzo como resultó en el modelo sintético.
- ✓ Para el estudio en particular de un campo colombiano se observó que el parámetro de apertura no mantiene una tendencia.
- ✓ La metodología desarrollada aplicando técnicas geoestadísticas mostró ser una técnica apropiada para encontrar distribuciones areales de parámetros de fractura.

8. RECOMENDACIONES

- ✓ En este trabajo se contó con muy poca información para la aplicación de la metodología desarrollada para el caso de un campo colombiano, se recomienda reunir la mayor cantidad de información posible con el ánimo de obtener resultados más discretos en las distintas realizaciones.
- ✓ Para modelar el parámetro de apertura de fractura se debe considerar en detalle la morfología y ancho con el objetivo de caracterizar de una forma mas adecuada la red de fracturas.
- ✓ Para la aplicación de geoestadística basada en objetos se debe considerar solo variables discretas y tomar un número elevado de objetos puede generar realizaciones con tiempos extensos.

9. BIBLIOGRAFIA

- .AGUILERA, R.(1995) "Naturally Fractured Reservoirs". Pennwell Books. Tulsa, Oklahoma. Second Edition.
- AGUILERA R. (2003). "Geologic and Engineering Aspects of Naturally Fractured Reservoirs".
- ARMTRONG, M; CARIGNAN, J.(1997) "Geoestadística lineal aplicada."Escuela de minas de Paris, Francia.
- DEUTSCH, CLAYTON; JOURNEL, ANDRE. (1998) "Geostatistical Software Library and User's Guide "GSLIB". Oxford University."
- DIAZGRANADOS DIAZ , SILVIO JOSE, NIETO FERNANDEZ, FELIPE ANDRÉS (2005). "Implementación de Metodos Geoestadsiticos para el Modelamiento de Propiedades Petrofísicas en Yacimientos de depositación Fluvial en Colombia, Campo Castilla."
- EDUARDO A. IDROBO (2004). "Modelamiento geoestadístico de yacimientos naturalmente fracturados"
- FRANCO CASTRO, FERNANDO; MULFORD MARTINEZ, ALEJANDRO.(1991) "Geoestadística aplicada a la descripción de yacimientos."
- GRINGARDEN E. , DEUTSCH.(2001) "Variogram Interpretation and Modeling."

- GONZALEZ, SANTIAGO (2003) “Inversión Dinámica de Datos para Caracterizar un Yacimiento Fluvial, usando Geoestadística y Algoritmos Genéticos, Campo la Cira”
- ISAAKS, EDWARD; SRIVASTAVA, MOHAN.(1989). “ An introduction to applied Geostatistics. Oxford University.”
- L.E. SHMARYAN (2001). “Object-Based Modeling of Fluvial/Deepwater Reservoirs with fast Data Conditioning: Methodology and Case Studies”SPE 56821.
- MATHERON, G. (1970).“ Aplicación de la teoría de las variables regionalizadas.”
- M.C. CACAS, J.M. DANIEL AND J .LETOUZEY (2001)“ Nested geological modelling of naturally fractured reservoirs”petroleum geoscience.vol 7.Instituto Frances del Petroleo.
- MELENDEZ, RICHARD W. SMITH (2000). “ Geostatistical Modeling of Facies and Fractures of San Juan Formation and Reservoir Modeling for Delineation of Orocual Field
- MORRIS, R. L. (1964) “The Use of Compressional and Shear Acoustic Amplitudes for the Location of Fractures.” Journal of Petroleum Technology.
- NELSON, R. A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Gulf Publishing Company, Houston Texas (1985).

- OSORIO, G. (2004) "Curso de Geomecánica de Yacimientos." Cáp. 1-12. Medellín.
- PEÑA, VICTORIA; FORERO, CÉSAR; ROJAS NELSON. (2003) "Modelamiento geológico 3D usando técnicas geoestadísticas y su impacto en la simulación de yacimientos." ECOPETROL – Gerencia de Yacimientos. 2003
- RICHARD L. CHAMBERS (2000). "Petroleum geostatistics for nongeostatisticians"
- RIVOIRARD, J. (1998) "Notas de clases del curso simulación, en el entrenamiento de postgrados, ciclo de formación de Especialistas en Geoestadística." Centro de Geoestadística de la Escuela superior de minas de Paris, Francia.
- RONALD A. NELSON (2001) "Geologic analysis of naturally fractured reservoirs" second edition.
- T. TAMAGAWA, T. MATSUURA, T. ANRAKU, K. TEZUKA, T. (2002) "Construction of Fracture Network Model Using Static and Dynamic Data" SPE 77741.
- XIAOHUAN LIU, SANJAY SRINIVASAN (2002). "Characterization Of Naturally Fractured Reservoirs Using Multiple Point Geostatistics" SPE 75246.