



**EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE RESERVOIRIO DE LAS CALIZAS DE
TETUÁN, GRUPO VILLET A EN LOS CAMPO DINA Y TENAY DE LA
SUBCUENCA DE NEIVA, VSM**

**NYDIAM YAMILE SANABRIA RUIZ
JOSÉ DAVID TRESPALACIOS RANGEL**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2010**

**EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE RESERVORIO DE LAS CALIZAS DE
TETUÁN, GRUPO VILLETA EN LOS CAMPO DINA Y TENAY DE LA
SUBCUENCA DE NEIVA, VSM**

**NYDIAM YAMILE SANABRIA RUIZ
JOSÉ DAVID TRESPALACIOS RANGEL**

**Trabajo de grado presentado como requisito
Para optar al título de Geólogo**

**Director del Proyecto
Geólogo. Msc. Alberto Ortiz Fernández
ECOPETROL-ICP**

**Codirector del Proyecto
Geólogo. Msc. Edgar Chajid Kairuz H.
ECOPETROL-BOGOTÁ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2010**

DEDICATORIA

A Dios por ser la fuerza divina que ilumina mi camino, colmándome de bendiciones y sabiduría en todo momento

A mis padres **Matilde y Jorge** quienes con su amor, paz, cariño, comprensión, fortaleza, esfuerzo, sacrificio y apoyo han hecho posible el logro de uno de los triunfos más importantes de mi vida.

A mis hermanas, Yenny Paola, Diana Marcela y Lizeth Johana por estar conmigo en los momentos más difíciles, por su apoyo y motivación para seguir adelante.

A mi tío José Isaac por su voz de aliento, compañía, comprensión y sabiduría que en cada instante de mi vida supo brindar.

A mi primo Oscar el cual siempre ha dado alegría a mis hermanas y a mí, por ser el ejemplo a seguir, por cuidarnos como si fuéramos sus hermanas, te quiero mucho

A mi compañero de tesis José David, por su alegría y motivación para seguir adelante en cada momento de angustia, gracias por ayudarme hacer realidad este triunfo.

A mis amigos Diana Aillen, Vanesa, Hercris, Diana "Muros", Yeimi, Reynaldo, Efrain, Mario, Eder, Wendy y Clara
Nydiam Yamile

A Dios por ser mi guía y llevarme siempre por el buen camino

A mis padres **José y Nohemy** por ser los mejores del mundo, por educarme y lo hacerme una persona capaz de realizar todos mis sueños, por apoyarme en los momentos buenos y malos, por brindarme todo su amor. Este triunfo es de ustedes.

A mis hermanos José Carlos y Marisol, por ser el modelo a seguir, por cuidarme, apoyarme siempre en todos los momentos.

A mis sobrinos María Del Mar y José David, por sacarme siempre sonrisa y ser el futuro de nuestra familia.

A todos mis tíos por ser siempre una voz de aliento para seguir adelante.

A mis primos por ser mi compañía en todo momento.

A mi compañera de Tesis Yamile Sanabria por ser siempre positiva y creer que todo se puede.

A mis amigos. Fernando Medina, Marito, Javier Martínez, Amaury Villarreal, Diana Ayllen, Wendy, Jael, Clara.
José David

AGRADECIMIENTOS

A nuestro director Alberto Ortíz Fernández por sus constantes enseñanzas, depositar su confianza en nosotros y darnos la oportunidad de realizar el trabajo de grado con él.

A nuestro codirector Edgar Chajid Kairuz por su colaboración con toda la información e interés en la realización de nuestro proyecto, siempre nos ayudo en los momentos que necesitábamos.

A Yadir Alexander Torres por ser nuestro guía y voz de aliento en la elaboración del proyecto.

A Daniel Bello por sus consejos.

Al Grupo de Investigación en Estratigrafía (GIE) por ser parte de él

A Juan Diego Colegial por su ayuda, interés y motivación en todo momento de nuestra estadía en el Grupo de Investigación en Estratigrafía (GIE).

A Efrain Casadiego por toda su colaboración, por su amistad y paciencia por asesorarnos en todo lo que necesitamos.

A Crispin Fonseca y Henry Ochoa por ser voz de apoyo, motivación, ayuda, interés, entrega en todo momento de la elaboración de este proyecto.

Al cuerpo docente de la Escuela de Geología por transmitirnos todos sus conocimientos, experiencias y tolerancia en nuestro pasó por esta bella carrera.

A la Universidad Industrial de Santander (UIS) por ser nuestro orgullo en todo momento, la llevamos siempre en nuestro corazón.

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DE RESERVORIO DE LAS CALIZAS DE VILLETA EN LOS CAMPOS DINA Y TENAY DE LA SUBCUENCA DE NEIVA, VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA*

Autores: Nydiam Yamile Sanabria Ruiz**
José David Trespalacios Rangel**

Palabras claves: Caracterización de fractura, Calidad de reservorio, Porosidad, Permeabilidad, Aceite Original insitu (OOIP), atributos sísmicos, análisis geométricos, Calizas de Tetúan.

La caracterización de fracturas a diferentes escalas es de gran importancia para la industria petrolera debido a que ayuda a determinar el comportamiento del fluido en el yacimiento, este trabajo tiene como resultado final la evaluación de la calidad de reservorio de las calizas del miembro Tetúan, por tal motivo se caracterizaron fracturas en afloramiento en las Quebradas Bambucá, El Ocal, Itaibe y El tobo ubicadas en la subcuenca de Neiva, a estas se les halló la orientación, la morfología, la longitud, la apertura, el espaciamiento y el tipo de relleno, los cuales permitieron establecer dos familias principales de fracturas con dirección N 35°-60E y N30°-50°W, además de la porosidad a partir de la apertura de las fracturas abiertas y la intensidad de fracturamiento en cada una de las quebradas, las muestras recolectadas en campo en la quebrada El Ocal permitieron calcular datos de porosidad de matriz y complementarlos con los obtenidos sobre el afloramiento. Establecido el patrón de fracturamiento y todas los atributos de las fracturas en campo, se procede a determinar por medio de registros eléctricos la porosidad total del sistema (matriz –fractura) y la orientación de fracturas halladas mediante los registros de imagen con un resultado similar al encontrado en campo. A partir de la sísmica 3D se interpretó las principales fallas que gobiernan la zona las cuales son la Falla Bache y Tenay, por medio del análisis geométrico se determinó y se plasmo la orientación de las dos familias principales encontradas en campo y ratificadas en los registros, de lo cual se deduce que el lineamiento de la familia 1(N35°-60E) es paralela al rumbo de la Falla Tenay, esto se corrobora con los atributos de coherencia y curvatura.

Finalmente se cálculo el aceite original in situ para las calizas del miembro Tetúan en el campo Tenay.

* Trabajo de Grado Modalidad Investigación: Convenio de Cooperación Tecnológica UIS-ICP 005 de 2007

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Geología. Directores. Geólogo Msc. Alberto Ortíz Fernández (ECOPETROL-ICP); Geólogo Msc. Edgar Chajid Kairuz H. (ECOPETROL - BOGOTA)

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF RESERVOIR QUALITY LIMESTONES OF VILLETA, IN THE DINA AND TENAY FIELDS, NEIVA SUBBASIN, UPPER MAGDALENA VALLEY*

Authors: Nydiam Yamile Sanabria Ruiz
José David Trespalacios Rangel****

Key Words: Characterization of fractures, reservoir quality, porosity, permeability, Oil original in place, seismic attributes, Tetúan limestone,

The characterization of fractures at different scales is of great importance for the oil industry because it helps determine the behavior of fluid in the reservoir, this work is the final result of evaluating the quality of the limestone reservoir member Tetúan, by this occasion was marked in outcrop fractures in the Downs Bambuca, Ocal, and the Tobo Itaibe located in the Neiva sub basin, these are found the orientation, morphology, length, aperture, spacing and type of filler , which gives two main families of fractures in the direction $N 35^{\circ} -60E$ and $N30^{\circ} -50^{\circ} W$, in addition to the porosity from the aperture of open fractures and fracturing intensity in each of the streams, field samples collected in the Quebrada Ocal allowed to calculate the porosity of matrix data and complement them with those obtained on the outcrop. Established the pattern of fracturing and all the attributes of fractures in the field, we proceed to determine by means of electric logs total porosity of the system (matrix-fracture) and the orientation of fractures encountered by the image records a similar result found in the field. From the 3D seismic data was interpreted major faults that govern the area which are the fault Bache and Tenay, through geometric analysis were identified and reflects the orientation of the two main families found in field and endorsed in the records from which it follows that guidance from the family 1 ($N35^{\circ} -60E$) is parallel to the strike of the fault Tenay, this corroborates with the attributes of coherence and curvature.

Finally we calculate the original oil in place for the limestone member Tetuán in the Tenay field.

*Research Project.

** Faculty of engineering Physics- chemistry. Geology School. Directors: Alberto Ortiz Fernández and Edgar Chajid Kairuz Hernández

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	1
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
2.1. Justificación del Proyecto.....	3
2. OBJETIVOS	4
1. Objetivo General.....	4
2. Objetivos Específicos	4
3. ESTADO DEL ARTE	5
4.1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	5
4.2. MARCO GEOLÓGICO	6
4.2.1. Introducción	6
4.2.2. Modelo Estructural Regional	6
4.2.3. Estratigrafía General	7
4.2.3.1. Estratigrafía del Miembro Tetuán	10
4.2.4. Ambiente Sedimentario	11
4.3. MARCO TEÓRICO	13
4.3.1. Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF)	13
4.3.2. Conceptos Geológicos	13
4.3.2.1. Pliegue.....	14
4.3.2.2. Falla.....	14
4.3.2.3. Fractura	14
4.3.2.4. Macrofracturas	15
4.3.2.5. Microfracturas	15
4.3.3. Clasificación Geológica De Las Fracturas.....	15
4.3.3.1. Según su Génesis.....	16
4.3.3.2. Según su Morfología	17
4.3.4. Registros Eléctricos	18
4.3.4.1. Aspectos Básicos De Los Registros Eléctricos	19
4.3.5. Propiedades Petrofísicas del Sistema Matriz - Fractura	22
4.3.5.1. Porosidad \varnothing	22
4.3.5.2. Permeabilidad.....	24

4.3.6.	Intensidad De Fracturamiento (If)	24
4.3.7.	Sísmica	25
4.3.7.1.	Elementos de la Sísmica 3D	26
4.3.7.2.	Atributos Sísmicos	26
4.3.8.	Análisis Geométrico.	29
4.3.8.1.	Atributos para el Análisis Geométrico	30
4.3.9.	Método Volumétrico	31
5.	METODOLOGIA	33
5.1	Fase de Recopilación Bibliográfica	33
5.2.	Fase 3. Correlación de fracturas en superficie	34
5.3.	Fase 2. Correlación con registros eléctricos.....	34
5.4.	Fase 4. Herramientas de interpretación sísmica.....	34
5.5.	Fase 5. Fase de integración y discusión de resultados	34
6.	RESULTADOS	35
6.1.	Caracterización de Fracturas en Campo	35
6.1.1.	Estratigrafía De Las Calizas De Tetuán	35
6.1.1.1.	Segmento I	36
6.1.1.2.	Segmento II	37
6.1.1.3.	Segmento III	37
6.1.2.	Secciones Trabajadas	38
6.1.2.1.	Sección de la Quebrada Bambucá.....	38
6.1.2.2.	Sección de la Quebrada el Ocal.....	43
6.1.2.3.	Quebrada Itaibe	58
6.1.2.4.	Quebrada El Tobo.....	66
6.1.3.	Intensidad de Fracturamiento.....	72
6.1.3.1.	Quebrada Bambucá	73
6.1.3.2.	Quebrada El Ocal	73
6.1.3.3.	Quebrada Itaibe	74
6.1.3.4.	Quebrada El Tobo.....	74
6.1.4.	Determinación de porosidades a partir de datos tomados en afloramientos... 76	
6.1.4.1.	Quebrada Bambucá	77
6.1.4.2.	Quebrada El Ocal	78
6.1.4.3.	Quebrada Itaibe	80

6.1.4.4. Quebrada El Tobo.....	80
6.2. Caracterización de Fracturas a partir de Registros Eléctricos	82
6.2.1. Correlación 1.....	84
6.2.2. Correlación 2.....	85
6.2.3. Determinación de Porosidad	85
6.2.3.1. Registro Densidad (Rhob).....	86
6.2.3.2. Porosidad Neutrón (Nphi)	86
6.2.3.3. Porosidad Sónico (Dt).....	86
6.2.4. Intensidad de Fracturamiento a partir de registros de imagen EMI.....	88
6.3. Caracterización de Fracturas a partir de datos sísmicos	91
6.3.1. Análisis Geométrico	104
6.3.2. Calculo del aceite original in situ (OOIP)	109
7. CONCLUSIONES.....	111
8. BIBLIOGRAFÍA.....	114

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización del área de estudio.....	5
Figura 2. Sección transversal A-A' desde el margen Oriental de la Cordillera Central hasta el Macizo de Garzón. Tomado de: Sánchez, F. 2009.	7
Figura 3. Columna estratigráfica generalizada del VSM. Tomado Ronda Colombia 2010; ANH.....	9
Figura 4. Elementos sísmicos 3D, <i>Crossline</i> , <i>Inline</i> y <i>time Slice</i> . Tomado de Informe del ICP	26
Figura 5. (a) un tradicional time slice de sísmica 3D. Fallas paralelas al strike son difíciles de ver; (b) Time slice de Coherencia. Fallas claramente visibles. Tomado de Bahorich y Farmer 1995.....	28
Figura 6 Definición de curvatura en 2D. Los sinclinales tienen características de una curvatura negativa, y los anticlinales de una curvatura positiva y las partes totalmente horizontales son cero.....	29
Figura 7 Imagen de dos perfiles sísmicos a) Curvatura positiva; b) Curvatura Negativa, en los estratos del cubo.....	29
Figura 8 Imagen de dos perfiles sísmicos a) Curvatura positiva; b) Curvatura Negativa, en los estratos del cubo.....	30
Figura 9 Imagen de dos perfiles sísmicos a) Curvatura positiva; b) Curvatura Negativa, en los estratos del cubo.....	31
Figura 10 Cilindro que representa, el análisis geométrico del atributo de Desviación Cilíndrica.	31
Figura 11 Metodología de trabajo para la caracterización de fracturas y reservorio de la Formación Tetuán, elaborado por Nydiam Yamile Sanabria Ruiz y José David Trespacios.	33
Figura 12 Contacto de la Formación Caballos a la base con las Calizas de Tetuán, sección de la quebrada El Ocal.	35
Figura 13 Calizas del segmento I. De izquierda a derecha: sección de las quebradas el Ocal (A), Itaibe (B) y El Tobo (C).	36
Figura 14 Lente de caliza en la sección de la quebrada Bambucá.....	37

Figura 15 A) Intercalación rítmica de shale calcáreos y calizas tipo mudstone, sección de la quebrada El Tobo. B) Bivalvos observados en la sección de la quebrada Bambucá....	38
Figura 16 Segmento II de la sección de la Quebrada Bambucá.....	39
Figura 17 Histograma tipo de relleno Vs frecuencia acumulada primer Scanline, del segmento II de la sección de la Quebrada Bambucá.	40
Figura 18 Histograma tipo de relleno Vs frecuencia acumulada segundo Scanline, del segmento II de la sección de la Quebrada Bambucá.	40
Figura 19 Diagrama de Roseta para el segmento II, sección Quebrada Bambucá	40
Figura 20 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada primer Scanline del segmento II de la sección de la Quebrada Bambucá.	41
Figura 21 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada segundo Scanline del segmento II de la sección de la Quebrada Bambucá..	41
Figura 22 Diagrama de Roseta para el segmento III, sección Quebrada Bambucá	42
Figura 23 Diagrama de Roseta para la sección Quebrada Bambucá.....	42
Figura 24 Segmento I.de la sección de la Quebrada Ocal.	43
Figura 25 Histograma tipo de relleno Vs frecuencia acumulada primer Scanline, del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.	44
Figura 26 Histograma tipo de relleno Vs frecuencia acumulada segundo Scanline, del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.....	44
Figura 27 Histograma tipo de relleno Vs frecuencia acumulada tercer Scanline, del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.	45
Figura 28 Histograma tipo de relleno Vs frecuencia acumulada cuarto Scanline, del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.....	45
Figura 29 Histograma tipo de relleno Vs frecuencia acumulada quinto Scanline, del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.....	46
Figura 30 Histograma tipo de relleno Vs frecuencia acumulada sexto Scanline, del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.....	46
Figura 31 Histograma tipo de relleno Vs frecuencia acumulada séptimo Scanline, del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.	47
Figura 32 Histograma tipo de relleno Vs frecuencia acumulada octavo Scanline, del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.....	47

Figura 33 Histograma tipo de relleno Vs frecuencia acumulada noveno Scanline, del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.	48
Figura 34 Histograma tipo de relleno Vs frecuencia acumulada, decimo Scanline del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.	48
Figura 35 Diagrama de Roseta para el segmento I, sección Quebrada el Ocal.	49
Figura 36 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada primer Scanline del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.	50
Figura 37 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada segundo Scanline del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.....	50
Figura 38 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada tercer Scanline del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.	50
Figura 39 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada cuarto Scanline del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.	51
Figura 40 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada quinto Scanline del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.....	51
Figura 41 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada sexto Scanline del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.....	51
Figura 42 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada séptimo Scanline del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.....	52
Figura 43 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada octavo Scanline del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.....	52
Figura 44 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada noveno Scanline del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.....	53
Figura 45 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada del segmento I, de la sección de la Quebrada el Ocal.....	54
Figura 46 Segmento II de la sección de la Quebrada el Ocal.	54
Figura 47. Histograma tipo de relleno vs frecuencia acumulada primer Scanline del segmento II sección de la Quebrada el Ocal.....	55
Figura 48 Histograma tipo de relleno vs frecuencia acumulada segundo Scanline del segmento II sección de la Quebrada el Ocal.....	55

Figura 49 Histograma tipo de relleno vs frecuencia acumulada tercero Scanline del segmento II sección de la Quebrada el Ocal.....	56
Figura 50 Diagrama de Roseta para el Segmento II, sección Quebrada el Ocal.....	56
Figura 51 Diagrama de Roseta para la sección Quebrada el Ocal.....	56
Figura 52 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada primer Scanline del segmento II de la sección de la Quebrada el Ocal	57
Figura 53 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada segundo Scanline del segmento II de la sección de la Quebrada el Ocal.....	57
Figura 54 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada tercer Scanline del segmento II de la sección de la Quebrada el Ocal	58
Figura 55 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada del segmento II, sección de la Quebrada el Ocal	58
Figura 56 Segmento I de la sección de la Quebrada Itaibe.....	59
Figura 57 Histograma tipo de relleno vs frecuencia acumulada primer Scanline del segmento I sección de la Quebrada Itaibe.	60
Figura 58 Histograma tipo de relleno vs frecuencia acumulada segundo Scanline del segmento I sección de la Quebrada Itaibe.	60
Figura 59 Histograma tipo de relleno vs frecuencia acumulada tercer Scanline del segmento I sección de la Quebrada Itaibe.	60
Figura 60 Histograma tipo de relleno vs frecuencia acumulada cuarto Scanline del segmento I sección de la Quebrada Itaibe.....	61
Figura 61 Diagrama de Roseta del segmento I sección de la Quebrada Itaibe	61
Figura 62 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada del primer scanline del segmento I, sección de la Quebrada Itaibe	62
Figura 63 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada del segundo scanline del segmento I, sección de la Quebrada Itaibe.....	62
Figura 64 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada del tercer scanline del segmento I, sección de la Quebrada Itaibe	62
Figura 65 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada del cuarto scanline del segmento I, sección de la Quebrada Itaibe	63
Figura 66 Diagrama de Roseta del segmento I sección de la Quebrada Itaibe	63

Figura 67 Histograma tipo de relleno vs frecuencia acumulada primer Scanline del segmento III sección de la Quebrada Itaibe	64
Figura 68 Diagrama de Roseta del segmento III sección de la Quebrada Itaibe	65
Figura 69 Diagrama de Roseta para la sección de la Quebrada Itaibe	65
Figura 70 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada del primer scanline del segmento III, sección de la Quebrada Itaibe	65
Figura 71 Segmento I de la sección de la Quebrada El Tobo	66
Figura 72 Histograma tipo de relleno vs frecuencia acumulada tercero Scanline del segmento I sección de la Quebrada el Tobo.....	67
Figura 73 Histograma tipo de relleno vs frecuencia acumulada tercero Scanline del segmento I sección de la Quebrada el Tobo.....	67
Figura 74 Histograma tipo de relleno vs frecuencia acumulada tercero Scanline del segmento I sección de la Quebrada el Tobo.....	68
Figura 75 Diagrama de Roseta del segmento I sección de la Quebrada el Tobo.....	68
Figura 76 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada del primer scanline del segmento I, sección de la Quebrada el Tobo.....	69
Figura 77 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada del segundo scanline del segmento I, sección de la Quebrada el Tobo	69
Figura 78 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada del tercer scanline del segmento I, sección de la Quebrada el Tobo.....	70
Figura 79 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada del segmento I, sección de la Quebrada el Tobo	70
Figura 80 Diagrama de Roseta para la sección de la Quebrada el Tobo	71
Figura 81 Mapa de orientaciones preferenciales para las Calizas de Tetuán, como resultado de datos tomados en la Quebradas Bambucá, El Ocal, Itaibe y El Tobo.....	72
Figura 82 Mapa de orientaciones preferenciales para las Calizas de Tetuán, como resultado de datos tomados en la Quebradas Bambucá, El Ocal, Itaibe y El Tobo.....	75
Figura 83 Mapa de localización de los pozos utilizados para la correlación.....	82
Figura 84 Imagen del pozo Tenax-1 con algunos de los registros utilizados. Se muestran los diferentes segmentos en los que fueron divididas las calizas de Tetuán.....	83

Figura 85 Correlación 1. Pozos Merlot-1, Tempranillo-1 y Yarumo-1.....	84
Figura 86 Correlación 2. Pozos Tenax-1, Tenay-1 y Tenay-2.	85
Figura 87 Identificación de fracturas naturales en registros EMI.	89
Figura 88 Diagrama de rosetas de fracturas naturales, identificada en el registro de imagen EMI.	90
Figura 89 Diagrama de rosetas de fracturas naturales, identificada en el registro de imagen EMI	91
Figura 90 Cubo sísmico del área de trabajo: <i>Inline</i> 6960 – 7157 y <i>Crossline</i> 3496 – 4200, en el software PETREL.....	92
Figura 91 Pozos del área de trabajo.	93
Figura 92 Línea Regional 9 – Atlas sísmico de Colombia. Localización de la Falla Bache. (Tomado de La Memoria del Huila, 2001).	93
Figura 93 Interpretación de las fallas Bache (color azul) y Tenay (color naranja) en <i>Inline</i>	94
Figura 94 Interpretación de las fallas Bache y Tenay en 3D.	95
Figura 95 Interpretación del Horizonte Calizas de Tetuán.....	96
Figura 96 Interpretación del Horizonte Calizas de Tetuán en sísmica 3D.	96
Figura 97 Interpretación del Horizonte Calizas de Tetuán. A) Sísmica 3D y B) Sísmica 2D.	97
Figura 98 Cubo sísmico 3D. A) <i>Crossline</i> con el atributo de coherencia. B) Las fallas Bache y Tenay siguiendo los lineamientos que se observan en la parte A.	99
Figura 99 Cubo sísmico 3D. A) <i>Crossline</i> con el atributo de Máxima Curvatura. B) las fallas Bache y Tenay siguiendo los lineamientos que se observan en la parte A.	100
Figura 100 Cubo sísmico 3D A) <i>Crossline</i> con el atributo de Mínima Curvatura. B) Las fallas Bache y Tenay siguiendo los lineamientos que se observan en la parte A.	101
Figura 101 Etapas para la elaboración del Modelo Estructural.	101
Figura 102 Modelo de las fallas Bache y Tenay.....	102
Figura 103 Superficies de las fallas Bache y Tenay.....	102
Figura 104 Horizonte de las Calizas de Tetuán.	103

Figura 105 Horizonte de las Calizas de Tetuán con la intersección de las fallas.....	103
Figura 106 Superficie de contornos estructurales de las Calizas de Tetuán al que se le sobrepuso el atributo de Curvatura Simple	104
Figura 107 Superficie de contornos estructurales de las Calizas de Tetuán al que se le sobrepuso el atributo de Curvatura Gaussiana.	105
Figura 108 Cilindro que representa, el análisis geométrico del atributo de Desviación Cilíndrica.....	105
Figura 109 Superficie de contornos estructurales de las Calizas de Tetuán mostrando las tendencias de desviación cilíndrica.....	106
Figura 110 Superficie de contornos estructurales de las Calizas de Tetuán al cual se le aplico el atributo de Buzamiento.	106
Figura 111 Atributos usados en la generación del modelo de fracturas para las Calizas de Tetuán. Esto fue posible gracias a la representación de dos set de fracturas generados a partir del modulo <i>Attribute Based Fractures</i> del software 3Dmove, de Midland Valley. ...	107
Figura 112 Representación tridimensional de la Familia-1 (superficies blancas) y de la Familia-2 (superficies rojas) para las Calizas de Tetuán.....	109
Figura 113 Área del campo Tenay empleada para el cálculo (OOIP).....	110

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Intensidad de fracturamiento en la quebrada Bambucá	50
Tabla 2. Intensidad de fracturamiento en la quebrada El Ocal.....	51
Tabla 3. Intensidad de fracturamiento en la quebrada Itaibe.....	51
Tabla 4. Intensidad de fracturamiento en la quebrada El Tobo	52
Tabla 5. Porosidad determinada a partir de <i>scanlines</i> en la quebrada Bambucá	54
Tabla 6. Porosidad determinada a partir de <i>scanlines</i> en la quebrada El Ocal.....	55
Tabla 7. Porosidad determinada a partir de <i>scanlines</i> en la quebrada El Ocal.....	56
Tabla 8. Porosidad determinada a partir de <i>scanlines</i> en la quebrada El Ocal.....	56
Tabla 9. Porosidad determinada a partir de <i>scanline</i> en el segmento 2 de la quebrada El Ocal.....	57
Tabla 10. Porosidad determinada a partir de <i>scanlines</i> en la quebrada Itaibe	57
Tabla 11. Porosidad determinada a partir de <i>scanlines</i> en la quebrada El Tobo.....	58
Tabla 12. Coordenadas de los pozos utilizados en la correlación. Coordenadas origen Bogotá.....	64
Tabla 13. Porosidad a partir de registros	69
Tabla 14. Porosidades y Permeabilidades a partir de muestras de mano en la quebrada El Ocal.....	69

1. INTRODUCCIÓN

La cuenca del Valle Superior del Magdalena, donde se localiza la Subcuenca de Neiva, es una de las cuencas más prolíferas de Colombia, motivo por el cual el estudio de sus características estratigráficas y estructurales es fundamental para la industria del petróleo. Hay que anotar que, para llevar a cabo tal estudio, se hace necesario el empleo de técnicas cada vez más sofisticadas.

En la actualidad, la gran mayoría de los descubrimientos petrolíferos se han presentado en la Subcuenca de Neiva. Esta situación parece tener relación con condiciones más que todo tectosedimentarias.

Con el empleo de herramientas como la sísmica se puede llegar a interpretar estructuras que van desde una escala regional hasta la de un yacimiento, lo cual permite la caracterización de trampas estratigráficas o estructurales. Otras herramientas, tales como la toma de datos en afloramiento, el análisis de registros eléctricos, permiten identificar a escala de yacimiento la densidad de estas fracturas, la orientación, el tipo de fracturas, el tipo de relleno y el espesor de los estratos. Todo esto ayudará a evaluar la calidad del reservorio y el potencial de hidrocarburos que presentan las calizas de Tetuán en los campos Dina y Tenay.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Cuenca del Valle Superior del Magdalena se encuentra dividida en dos subcuencas denominadas Girardot al norte y la Subcuenca de Neiva al sur, esta última presenta la mayoría de los campos petrolíferos así como los más importantes de la cuenca, la geología regional y local que ésta presenta es de tipo compresivo, donde la ocurrencia de los elementos y procesos del sistema petrolífero le han permitido convertirla en una de las cuencas más prolíferas del país, todo esto ha llevado a estudios detallados de prospección los cuales han incrementado el interés exploratorio en el área, surgiendo de esta manera nuevos retos en exploración, siendo así los Yacimientos Naturalmente Fracturados plays de gran interés en la industria petrolera.

Los campos Dina Cretáceo descubierto en 1961 y Tenay a mediados de los ochenta están localizados en la Subcuenca de Neiva, estos presentan un sistema petrolífero compuesto por la Formación Caballos-Tetuán siendo esta última formación un potencial reservorio en la Subcuenca de Neiva así como de roca sello a nivel regional; esta Formación es depositada en un ambiente de plataforma marina somera restringida, en condiciones de baja energía, poco oxígeno y abundante materia orgánica, debido al marco estructural presente en esta área, estas calizas son en su mayoría fracturadas, de ahí la necesidad de realizar un estudio que permita identificar el origen, la densidad, orientación y la tendencia de este fracturamiento, ya que en los yacimientos carbonatados fracturados, las fracturas naturales están asociadas a porosidad secundaria que permite la acumulación y flujo de fluidos a través del yacimiento.

La importancia desde el punto exploratorio es la identificación de la dirección preferencial de las fracturas, es que permitirán optimizar la posible ubicación de los pozos, para que de esta manera corten el mayor número de fracturas y lograr tener recobros económicos de hidrocarburos.

La determinación del potencial de hidrocarburos es algo que tiende a realizarse constantemente antes y después de la exploración de cualquier campo petrolífero, esto con el fin de tener presente las reservas con las cuales se cuenta y de esta manera

implementar cada vez métodos más sofisticados para la exploración, explotación y recobro de hidrocarburos.

2.1. Justificación del Proyecto

Debido a la incertidumbre que existe de los yacimientos fracturados objeto de este estudio se propone emplear herramientas a diferentes escalas como lo son la sísmica la cual nos permite identificar a nivel de sub-cuenca el patrón de fracturamiento por medio de atributos sísmicos, al mismo tiempo se desea saber la intensidad, la orientación y potencial volumétrico de éste, empleando el análisis de registros eléctricos que nos permitan identificar el patrón de fracturamiento, así como el espesor real de la formación, el tipo de porosidad y permeabilidad, que permitirá definir el patrón de fracturamiento y el potencial de hidrocarburos reduciendo así el riesgo exploratorio.

2. OBJETIVOS

1. Objetivo General

- Evaluar la calidad de reservorio y los potenciales volúmenes de hidrocarburos de las calizas de Tetuán pertenecientes al Grupo Villeta en los campos Dina y Tenay de la Subcuenca de Neiva.

2. Objetivos Específicos

- Caracterizar facial y estructuralmente la Formación Tetuán a partir de la información colectada en afloramiento.
- Seleccionar un área piloto para la aplicación del método de curvatura con información sísmica seleccionada.
- Evaluar, de acuerdo a la metodología de correlación de registros y descripción de fracturas en campo, la intensidad de fracturamiento de las Calizas de Tetuán en zonas plegadas.

3. ESTADO DEL ARTE

4.1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

Los campos Dina y Tenay están localizados en la Subcuenca de Neiva, la cual se encuentra al Centro y Sur de Colombia. Esta Subcuenca abarca los departamentos del Huila, parte del Cauca y pertenece a la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, ubicada en la parte Sur de Colombia entre las cordilleras Central y Oriental. (Figura 1)

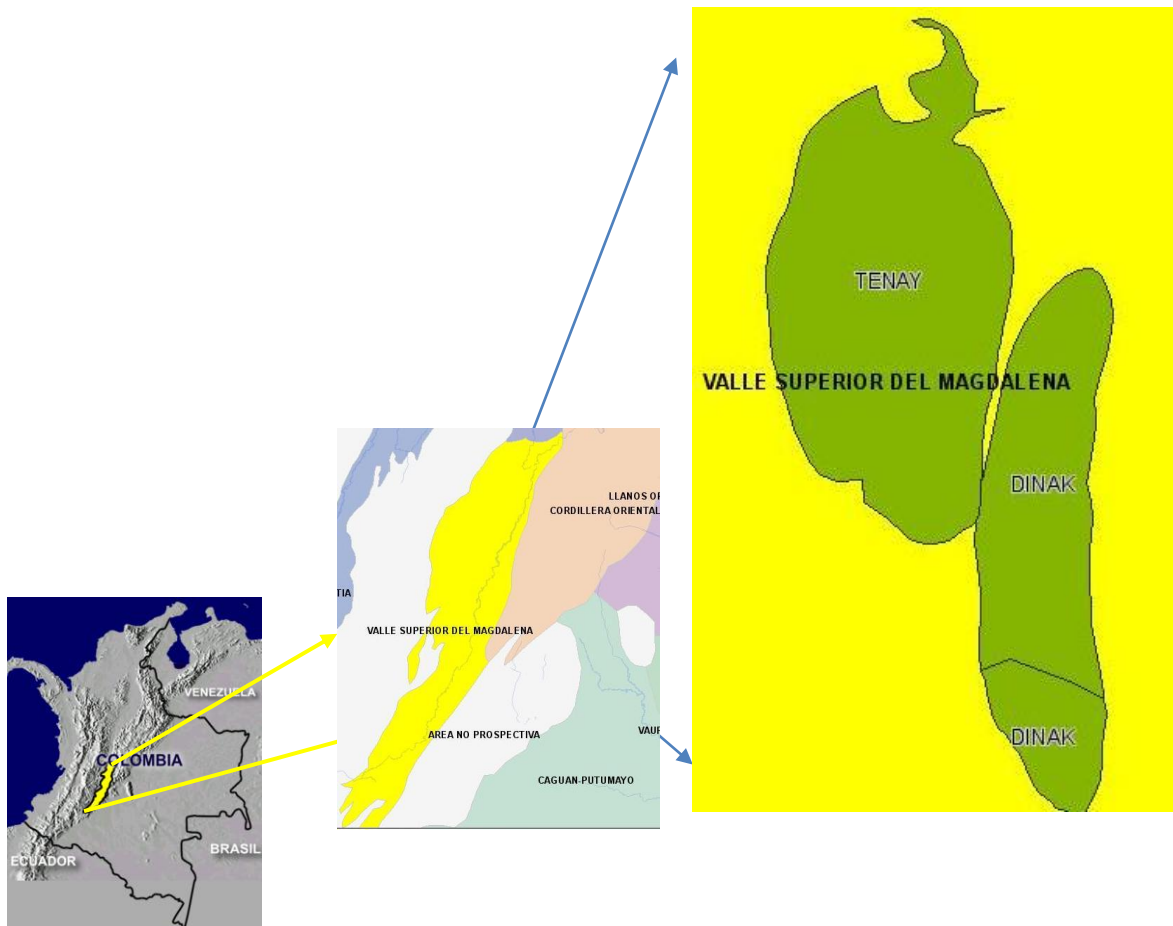


Figura 1. Localización del área de estudio.

4.2. MARCO GEOLÓGICO

4.2.1. Introducción

Este trabajo ha sido definido con base en trabajos realizados anteriormente, tales como Memorias del Huila y Neiva del INGEOMINAS, y los trabajos del Instituto Colombiano del Petróleo, en los cuales se hace énfasis en los eventos que afectaron a esta Subcuenca.

4.2.2. Modelo Estructural Regional

El Valle Superior del Magdalena es una cuenca intramontana desarrollada mediante sucesivos episodios tectonoestratigráficos de evolución, los cuales han sido los responsables de su actual configuración.

La Subcuenca de Neiva corresponde a una depresión elongada con rumbo SW-NE, en donde predomina un sistema de Fallas de cabalgamiento o *Thrusts*, con vergencia al Oriente. Su límite oriental ésta constituido por Falla de Garzón-Suaza, esta corresponde a una falla inversa de alto ángulo que buza hacia el Oriente y se estima que tiene un desplazamiento de hasta 2 km. La Falla de Chusma corresponde al límite Occidental y desplaza el basamento Paleozoico hacia el SE y lo coloca en contacto con rocas cuya edad puede ser del Oligoceno Temprano (Formación Barzalosa). El sistema de Fallas de Chusma es considerado dominante dentro de la Subcuenca de Neiva y se estima que tiene un máximo desplazamiento de 15 km (Buttler & Schamel, 1988, en Sánchez, F. 2009). (Figura 2)

Dentro de este sistema de fallas se destacan las fallas de San Francisco, Palermo, Bache, Palogrande, Dina, Tenay y Hato Nuevo. La Subcuenca se encuentra limitada por los sinclinales de Acevedo y Tarqui al Sur y por el Arco de Natagaima al Norte.

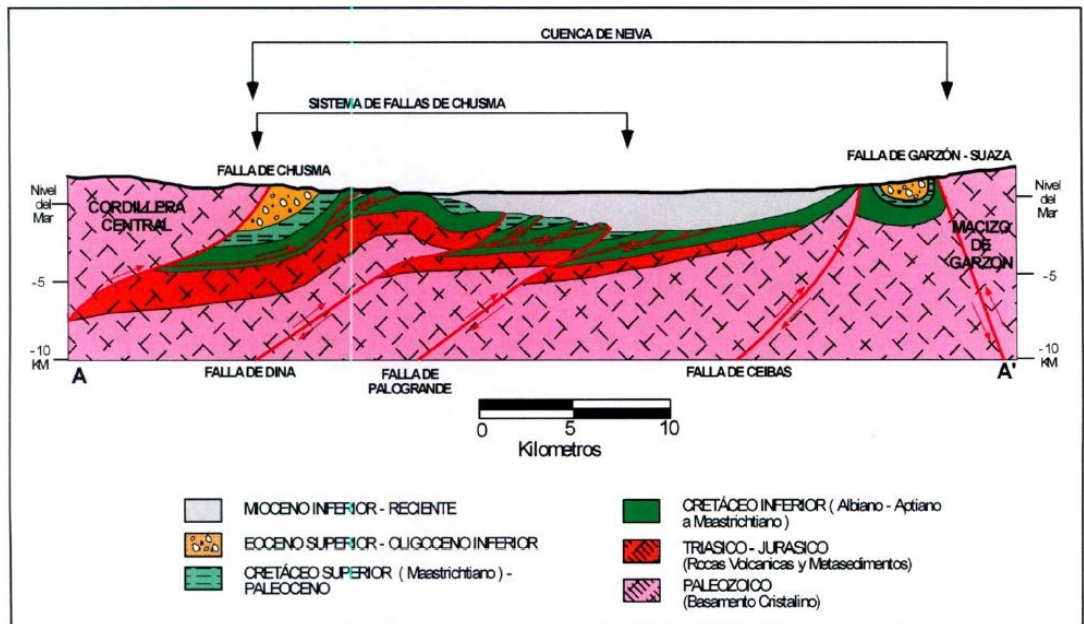


Figura 2. Sección transversal A-A' desde el margen Oriental de la Cordillera Central hasta el Macizo de Garzón. Tomado de: Sánchez, F. 2009.

Los eventos tectónicos que han afectado a la Subcuenca de Neiva son básicamente de tipo compresivo y son principalmente: el del Cretáceo Tardío, en donde se evidencia la discordancia de la Formación Guaduas sobre las Formaciones Cretáceas; el evento Eoceno-Oligoceno, que evidencia la estructuración temprana y los depósitos de los sedimentos molásicos Terciarios del Grupo Gualanday, el cual corresponde con la fase inicial de generación y migración de hidrocarburos; y por último, el evento a finales del Mioceno al reciente que representa la Orogenia Andina, produciendo la reactivación de las estructuras existentes y otros episodios de generación-migración y, en algunos casos, re-migración de hidrocarburos (HOCOL, 1997).

4.2.3. Estratigrafía General

En el Valle Superior del Magdalena el registro estratigráfico abarca desde la edad Precámbrica hasta el Cuaternario, periodo al cual pertenecen las rocas metamórficas, sedimentarias e ígneas presentes en esta área. Diferentes eventos, como cambios en la

configuración tectónica o cambios cíclicos del nivel relativo del mar, son los responsables de la generación de diferentes tipos de facies y espesores de las unidades.

Cronológicamente, la secuencia estratigráfica está conformada de la siguiente forma: Rocas metamórficas de muy alto grado en el macizo de Garzón, las Minas y la Plata durante el Precámbrico, las cuales afloran en el Piedemonte de las Cordilleras Oriental y Central; los Macizos Las Minas y la Plata están compuestos principalmente por neises cuarzo-feldespáticos, anfibólicos y biotíticos, anfibolitas y mármoles; las Formaciones El Hígado, Venado, La Jagua, Cerro Neiva, El Imán, Anaba y Amoyá son unidades sedimentarias depositadas en ambiente marino somero durante el Paleozoico. En general las unidades están constituidas por intercalaciones de lodolitas silíceas, en algunos casos laminadas, cuarzoarenitas de grano muy fino a levemente conglomeráticas, calizas oolíticas, biomicritas y bioesparitas; la Formación Luisa consta de conglomerados, areniscas y lodolitas, la Formación Payandé está conformada por calizas e intercalaciones delgadas de lodolitas y areniscas y también la Formación Saldaña fueron depositadas durante el Triásico – Jurásico; la Formación Yaví consta de areniscas líticas con intercalaciones de limolitas de coloración rojiza, Formación Caballos, Grupo Villeta (divididas informalmente en 3 miembros de base a tope: Tetuán que consta de intercalaciones de lodolitas calcáreas y calizas dolomitizadas, Bambucá que está compuesta por limolitas y arcillolitas levemente calcáreas y La Luna de calizas margosas con algunas intercalaciones de lodolitas calcáreas), Grupo Olini se ha sido dividido en dos lidades, la inferior y la superior, constituidas por intercalaciones de limolitas silíceas, areniscas de grano muy fino, *chert* negro, fosforitas y calizas, la Formación Monserrate y Grupo Guaduala fueron depositadas durante el Cretáceo – Paleoceno en un ambiente transicional a marino; El Eoceno Superior-Oligoceno está constituido por rocas sedimentarias que tienen granos más gruesos de toda la secuencia que son el Grupo Chicoral, Formación Poterrillo y Formación Doima. Estas unidades están constituidas por una serie rítmica de conglomerados, areniscas conglomeráticas y arcillolitas de tonalidad rojiza a violeta, producto de retrabajamiento de unidades más antiguas; la Formación Barzalosa consta de arcillolitas con intercalaciones de conglomerados (a la base) y areniscas (al techo) y predominio de arcillolitas en la parte media de la unidad, el Grupo Honda está constituido por areniscas conglomeráticas, conglomerados y arcillolitas y la Formación Gigante es una unidad predominantemente volcanoclástica producto de retrabajamiento de depósitos volcánicos y además contiene depósitos de origen

piroclástico especialmente de caída que representan el Oligoceno Superior – Mioceno; El Cuaternario está caracterizado por cantidades de depósitos recientes producto de la erosión y transporte que ejercen los ríos. Conforman abanicos aluviales, aluviones, terrazas y coluviones. (Figura 3).

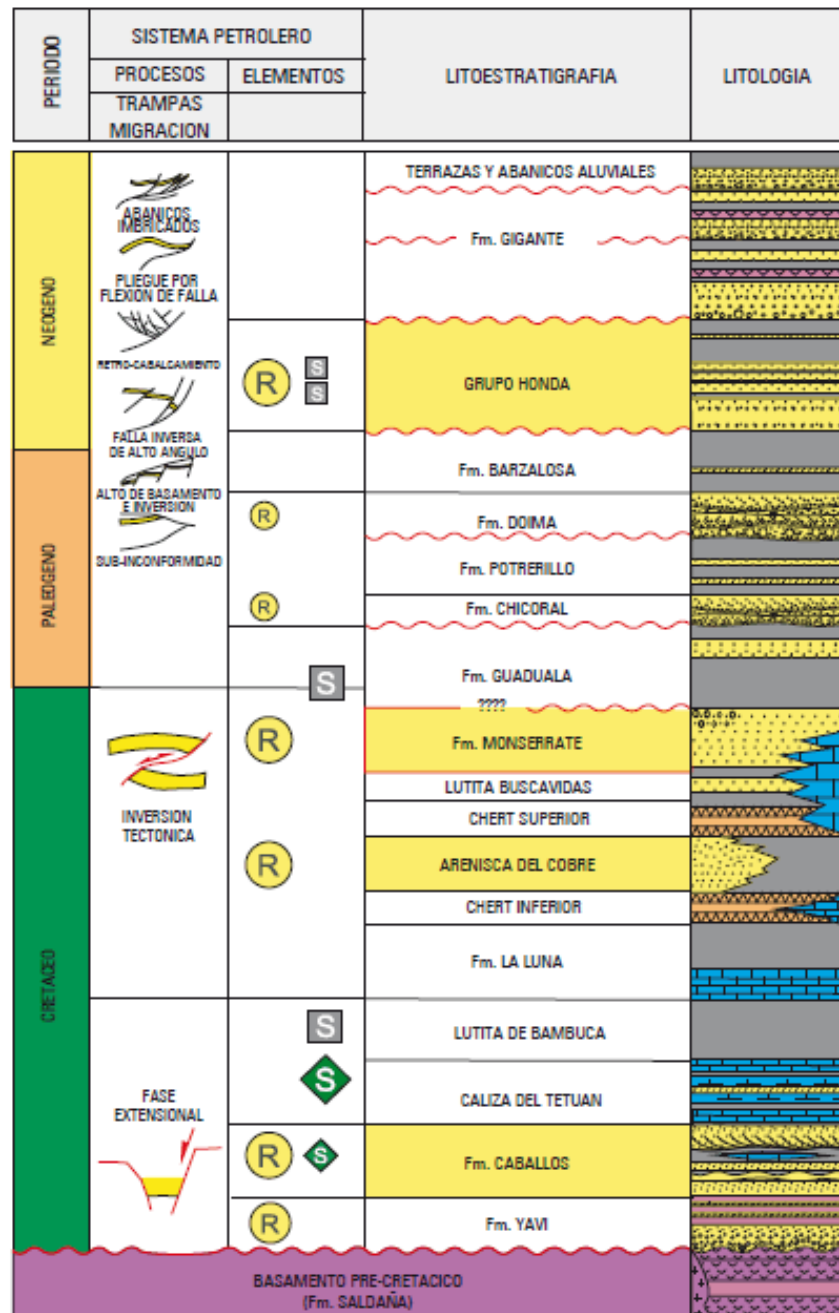


Figura 3. Columna estratigráfica generalizada del VSM. Tomado Ronda Colombia 2010; ANH.

En este trabajo se analizará en detalle el miembro Tetuán, que es la base del Grupo Villeta. A continuación, se expone su descripción.

4.2.3.1. Estratigrafía del Miembro Tetuán

4.2.3.1.1. Introducción

De acuerdo a la literatura geológica, el término Calizas de Tetuán fue establecido por la Texas Petroleum Company (1962) para designar las calizas en el campo Ortega (Barrio & Coffield 1962, en Peña J., et al., 1999).

De acuerdo con estudios anteriores y la salida de campo que se realizó para este trabajo, las Calizas de Tetuán son una intercalación de calizas y shales calcáreos fisiles en las que en algunas zonas se encuentran niveles concrecionales e impregnaciones de hidrocarburos y alto contenido de materia orgánica. También se encontró que este miembro Tetuán infrayace a la Shale de Bambucá y suprayace concordantemente a la formación Caballos.

4.2.3.1.2. Descripción Litológica de las Calizas de Tetuán

Según estudios realizados por varios autores y verificados en la salida de campo, el Miembro Tetuán se subdivide informalmente en 3 segmentos. A continuación se hace la descripción de cada uno.

- **SEGMENTO 1:** Suprayace concordantemente al nivel superior de la Formación Caballos. Se inicia con una capa muy gruesa de Packstone que grada a Wackstone muy gruesa, que al tope es de color gris oscuro a claro y con límites ligeramente ondulados (Modificado de Peña J., et al 1999). Seguidamente se encuentra una sucesión de capas medianas de Wackstone intercaladas con shales calcáreos muy fisiles de color negro.

- **SEGMENTO 2:** Hacia la base de éste se encuentra un paquete de Shales calcáreos fisiles de color negro con laminación muy fina ondulosa no paralela. Ocasionalmente se encuentran capas finas de Mudstone con presencia de conchas.
Hacia el tope del segmento encontramos una sucesión constante de capas gruesas a medias de Wackstone de color gris oscuro de manera tabular y con límites ligeramente ondulados, intercaladas con shales calcáreos fisiles de color negro. En las calizas se presenta bioturbación; se encuentran bivalvos, gasterópodos, amonitas, foraminíferos, fragmentos de equinodermos. Se encuentran impregnaciones de hidrocarburos.
- **SEGMENTO 3:** Este segmento es la parte superior del Miembro Tetuán está compuesto por una intercalación de capas finas de Mudstone de color gris oscuro y forma lenticular, intercaladas con capas finas a medias de Shale calcáreo fisil. En este segmento se hace notable el fuerte olor a petróleo al romper una roca debido a la impregnación ocasionada por la presencia de hidrocarburos.

4.2.4. Ambiente Sedimentario

El ambiente en el cual se depositaron las Calizas de Tetuán se ha interpretado como una plataforma carbonatada abierta, tipo rampa (Read, 1985, James & Kendall, 1992, Jones & Desrochers, 1992; en Peña J., 1999), desarrollada en un ambiente tectónico pericratónico de aguas cálidas y con moderada velocidad de producción de carbonatos.

SEGMENTO 1

Este intervalo se encuentra inicialmente en un ambiente de plataforma mixta, predominantemente carbonática, que finaliza en un ambiente dominado totalmente por la depositación de carbonatos. La fauna fósil en este segmento es principalmente del Cretácico (bivalvos con concha gruesa) (Modificado de Peña J., 1999).

El decrecimiento en el porcentaje y tamaño de terrígenos evidencia una progresiva migración del área fuente o entrapamiento de sedimentos en la línea de costa durante la transgresión, que estimuló la producción y acumulación de carbonatos. Este hecho

permitió la depositación de capas de Packstone y Wackstone (Inden, R. & Moore, C 1983; en Peña J., et al. 1999) son típicas de ambientes de transición entre la parte baja de la rampa somera y la parte superior de la rampa profunda en donde prevalecen las condiciones de baja energía.

SEGMENTO 2

En la parte inferior se tiene un ambiente deposicional de aguas tranquilas en la tras-rampa (facies de llanuras mareales en un ambiente protegido y/o subaéreo) a rampa somera. Las condiciones ambientales que afectaron la producción de carbonatos son: temperatura del agua, disponibilidad de luz, oxígeno en el agua, tasa de sedimentación, aporte de material terrígeno.

En la parte superior hay presencia de litofacies de Wackstone gruesas a finas y Packstone gruesas y finas; son comunes en ambientes de rampa somera (Peña J., et al, 1999).

La parte final de este segmento se interpreta como la transición de un ambiente de rampa somera a profunda. Esto se evidencia en el decrecimiento del tamaño y cantidad de la macrofauna, representada principalmente por bivalvos en las capas superiores, y el aumento simultáneo de la microfauna (Peña J., et al, 1999).

SEGMENTO 3

Está representado por la profundización y posterior ahogamiento de la plataforma carbonatada. La depositación de los Mudstone foraminíferos señala condiciones ambientales adecuadas solamente para la proliferación de organismos plantónicos. Tales características permiten interpretar un ambiente anóxico de aguas tranquilas y profundas por debajo del nivel de acción de las tormentas, debido a la ausencia de tormentitas que interrumpan la secuencia de sedimentación uniforme hacia el tope de la unidad (Peña J., et al, 1999).

4.3. MARCO TEÓRICO

4.3.1. Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF)

Los Yacimientos Naturalmente Fracturados representan un importante interés en la industria petrolera ya que permiten entender el comportamiento del flujo de fluidos que se presentan en ellos, debido a que estas fracturas pueden generarse de manera natural y pueden tener un efecto positivo o negativo en el flujo de fluidos. En los yacimientos carbonatados las fracturas generan porosidad secundaria que puede favorecer la comunicación entre los compartimientos del yacimiento.

Los YNF pueden ser encontrados en gran variedad de litologías, como calizas, dolomitas, areniscas, rocas ígneas, metamórficas. Éstos pueden estar representados por dos subsistemas, como lo son la matriz y las fracturas. Cada uno de éstos tiene propiedades petrofísicas distintas, lo cual establece que el comportamiento de estos yacimientos sea totalmente diferente a los yacimientos homogéneos.

La caracterización de estos yacimientos se basa principalmente en la identificación de la distribución, orientación y propiedades de flujo de fluidos en la roca fracturada. Estas propiedades existen en función del espaciamiento (intensidad de fracturamiento), la interconectividad y la hidráulica de las fracturas.

4.3.2. Conceptos Geológicos

A continuación se hace una breve explicación de algunos conceptos geológicos relacionados con los Yacimientos Naturalmente Fracturados.

4.3.2.1. Pliegue

Son inflexiones o dislocaciones más o menos bruscas que forman las capas sedimentarias al ser modificadas de su posición original por agentes orogénicos, los cuales generan deformaciones plásticas y continuas tridimensionales.

4.3.2.2. Falla

Es una superficie de fractura comúnmente plana a lo largo de la cual ha habido permanente desplazamiento.

4.3.2.3. Fractura

Es una discontinuidad plana con pérdida de cohesión por lo menos en el momento en el que tiene lugar el movimiento que resulta de los esfuerzos que exceden la resistencia a la ruptura de la roca. La fractura es una característica de la roca debida a la deformación o a la diagénesis. De este modo de propagación se diferencian tres tipos:

1. Modo I: Son fracturas de extensión en las que sólo hay desplazamiento perpendicular entre las paredes de la fractura.
2. Modo II: Son fracturas de cizalla, un desplazamiento paralelo a la falla y perpendicular a éste.
3. Modo III: También son de cizalla, en las que el desplazamiento es paralelo a la fractura y por el límite de esta.

Diaclasa: Se refiere a un tipo de fractura sin desplazamiento y sin minerales de relleno; implica ángulos rectos a la estratificación y en juegos. Se forma cerca a la superficie por deformación frágil de la roca.

4.3.2.4. Macrofracturas

Son aquellas fracturas que pueden ser observadas a simple vista sin ayuda de ningún instrumento, como por ejemplo las observadas en afloramientos.

4.3.2.5. Microfracturas

Son fracturas que se contemplan por medio de algún instrumento, por ejemplo lupas, microscopios petrográficos, microscopios electrónicos de barrido o la sonda de catadoluminiscencia.

4.3.3. Clasificación Geológica De Las Fracturas

Según Nelson (2001) pueden ser:

- Tectónicas: De acuerdo a la orientación, distribución, y morfología, son esas fracturas cuyo origen puede ser atribuido o asociado a eventos tectónicos locales, principalmente a fallamientos o plegamientos de la roca en tal punto. Éstas son formadas por la aplicación de fuerzas superficiales.
- Fracturas Regionales: Son las que se han desarrollado sobre largas áreas de la corteza terrestre con relativos pequeños cambios en la orientación, y son siempre perpendiculares a la mayor superficie de estratificación.
- Diagenéticas: Esta es una clase de fracturas de tensión y compresión asociadas con una reducción general del volumen de masa en la roca. Estas fracturas son el resultado de:
 - Deseccación: Se forman en superficies inconsolidadas de shale o sedimentos ricos en arcilla. Su formación resulta de desecación de sedimentos (reducción de volumen).
 - Sinéresis: Se forman como resultado de los cambios químicos que promueven la deshidratación de los sedimentos.

- Gradiente Termal: Se desarrollan en rocas ígneas y no ofrecen un *play* en el desarrollo de reservorios de hidrocarburos fracturados. Cambios en las fases minerales son virtualmente idénticas a las sinéresis, pero se forman durante la reducción de volumen asociada con cambios mineralógicos tales como calcita a dolomita o motmorillonita a illita.
- Fracturas de Superficie: Esta clase de fracturas incluye fracturas desarrolladas por descarga litostática y son en general debidas a procesos de meteorización. Deben reconocerse con respecto a las fracturas que se generan y preservan en el subsuelo. Estas fracturas tienen una morfología muy irregular.

4.3.3.1. Según su Génesis

Tres tipos de fracturas son identificados debido a su principal tipo de esfuerzo (Nelson, 2001):

- Fracturas de Cizalla: Estas fracturas tienen un sentido de desplazamiento paralelo al plano de fractura. Forman un ángulo agudo para la dirección del máximo esfuerzo principal compresivo σ_1 y un ángulo obtuso en dirección del mínimo esfuerzo compresivo σ_2 dentro de la muestra de roca.
- Fracturas de Extensión: Las fracturas de extensión tienen un sentido de desplazamiento perpendicular y alejado del plano de la fractura. Estas fracturas se originan cuando los tres esfuerzos principales son compresivos.
- Fracturas de Tensión: Estas fracturas también tienen un sentido de desplazamiento perpendicular y alejado del plano de fractura. Son semejantes a las fracturas de extensión. Sin embargo, para formar una fractura de tensión, al menos uno de los esfuerzos debe ser negativo. Para formar una fractura de extensión, todos los tres esfuerzos principales deben ser positivos (compresivos). Las fracturas de tensión solo ocurren cerca de la superficie, mientras que las fracturas de extensión pueden ocurrir en condiciones de mayor profundidad.

4.3.3.2. Según su Morfología

La morfología de la fractura puede influenciar la permeabilidad y la porosidad de las rocas. Hay cuatro tipos básicos de planos de morfología de fractura, según Nelson (2001).

- Fracturas Abiertas

No poseen material de relleno entre las paredes de la fractura. Estas fracturas son potencialmente conductos abiertos para el flujo de fluidos. Aumentan ampliamente la permeabilidad del yacimiento que es paralelo al plano de fractura.

- Fracturas Deformadas

Son fracturas que inicialmente fueron abiertas y han sido posteriormente alteradas físicamente por movimientos tectónicos de cizalla.

- Fracturas Rellenas

Son fracturas que han sido rellenadas por mineralización secundaria o diagenética. Debido a esto, la permeabilidad depende de si está o no completamente rellena y de la historia diagenética del material. Las fracturas rellenas son muy comunes y ocurren frecuentemente en areniscas, esquistos y calizas.

- Fracturas Parcialmente Mineralizadas

En la superficie de este tipo de fracturas se presenta mineralización secundaria parcial, por ejemplo, de cuarzo o calcita, que disminuye el área de contacto entre la matriz y la fractura. Sin embargo, estas mineralizaciones actúan como un agente de sostén natural que impide el cierre de fractura.

- Fracturas Completamente Mineralizadas

La mineralización es de tal magnitud que la fractura queda totalmente taponada por los cristales que se han precipitado a lo largo de su superficie.

- Fracturas Vuggy

No son consideradas como una verdadera morfología de fracturas. Representan una alteración de la matriz alrededor de la fractura. Se forman cuando los fluidos entran a una roca de permeabilidad baja a lo largo de los planos de fractura; si el fluido está en desequilibrio con la matriz de la roca, puede ocurrir disolución. Las fracturas Vuggy están frecuentemente asociadas a inconformidades en los carbonatos. La porosidad secundaria asociada con estas fracturas puede ser más grande que los valores de porosidad en las fracturas normales.

- Fracturas Aisladas

Son fracturas simples. No están conectadas o sobrepuestas con otras fracturas dentro de una dirección menor que la longitud de las fracturas.

4.3.4. Registros Eléctricos

Conocer las características de las formaciones atravesadas por los pozos, tanto en su naturaleza litológica, como en lo referente a su contenido de fluidos (agua o hidrocarburos), es motivo de profundo interés. Del conocimiento de los diferentes parámetros que tal información proporciona, dependerá el éxito en el hallazgo de los hidrocarburos.

Como herramienta de registros y métodos de interpretación son desarrollados con exactitud y gran sofisticación, ellos juegan un papel amplio en las decisiones. Hoy día la interpretación de los registros es una de las herramientas más importantes y más usadas disponibles por geólogos del petróleo.

Además su tradicional uso en exploración para correlacionar zonas y para asistir con la estructura y mapas isópacos los registros ayudan a definir características físicas de la rocas así como su litología, porosidad, geometría de poros, permeabilidad. Los datos en los registros son usados para identificar zonas productivas, para determinar profundidad y espesor de las capas, para distinguir entre aceite, gas y agua en un reservorio, y también para estimar reservas de hidrocarburos.

Los principales parámetros determinados a partir de las mediciones de registros de pozo son porosidad y la fracción de espacio poral relleno con hidrocarburos.

Los registros han sido utilizados en formaciones con diferentes propiedades petrofísicas y han tomado una gran importancia en el estudio de yacimientos naturalmente fracturados.

4.3.4.1. Aspectos Básicos De Los Registros Eléctricos

4.3.4.1.1. Potencial Espontaneo (Sp)

El potencial espontaneo fue uno de los primeros registros eléctricos usados en la industria del petróleo. Este registro es usado para identificar zonas impermeables tales como shales y zonas permeables como arenas.

El potencial espontaneo es un registro que mide la diferencia de voltaje de un electrodo móvil en el pozo y un electrodo localizado en la superficie, en función de la profundidad. Es el resultado de corrientes naturales existentes dentro del lodo en el pozo. Esta curva es medida en mili voltio (mv).

La respuesta del registro SP a los shales es relativamente constante, es una línea llamada línea base del shale, la presencia de shale en una formación permeable reduce la curva SP. Zonas permeables son indicadas donde hay deflexión a partir de la línea base de shale.

4.3.4.1.2. Rayos Gamma (Gr)

El registro de rayos gamma mide la radioactividad natural de las formaciones y es usado para detectar y evaluar depósitos minerales radioactivos tales como potasio y uranio. La mayor parte de la radiación gamma natural es emitida por elementos radioactivos como el uranio, torio y potasio. Debido a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en las arcillas, en formaciones sedimentarias el registro nos permite identificar el contenido de arcillas.

En yacimientos naturalmente fracturados donde se encuentren fracturas abiertas, la respuesta del GR puede aumentar debido a que la circulación de aguas lleva consigo sales de uranio.

4.3.4.1.3. Registro Porosidad- Neutrón (Nphi)

Esta herramienta son registros de porosidad que miden la concentración de hidrogeno en una formación. Utiliza una fuente radiactiva (emisor de neutrones) Los neutrones son creados a partir de fuentes químicas en la herramienta. La fuente química puede ser una mezcla de americio y berilio lo cual emitirá continuamente neutrones y dos detectores. Su medición se basa en la relación de conteos de estos dos detectores. Esta relación refleja la forma en la cual la densidad de neutrones decrece con respecto a la distancia de la fuente y esto depende del fluido (índice de hidrogeno) contenido en los poros de la roca y por lo tanto, de la porosidad.

Las principales aplicaciones son:

1. determinación de la porosidad
2. identificación de la litología
3. análisis del contenido de arcilla
4. detección de gas.

La combinación del registro Neutrón-Densidad es un registro que me permite hallar porosidad. La combinación con el registro sísmico puede indicar la presencia de fracturas, debido a que el sísmico me proporciona el total de porosidad de la matriz y el neutrón proporciona el valor de porosidad total, entonces haciendo la diferencia entre estas respuestas se interpreta como porosidad de fractura.

4.3.4.1.4. Porosidad-Densidad (Rho_b)

El registro densidad de formación es un registro de porosidad que mide la densidad de electrones en una formación. Se usa principalmente para identificar minerales evaporíticos, detectar gas, hallar la densidad del hidrocarburo y litologías complejas.

Las principales aplicaciones son:

1. Análisis de porosidad
2. Determinación de litología
3. Calibrador

4.3.4.1.5. Registro Sónico (Dt)

La herramienta sónico es un registro de porosidad que mide el intervalo de transito de tiempo (Δt) de una onda compresional de sonido que viaja a través de un pie de formación. La litología y la porosidad de la formación determinan el tiempo de transito.

La energía sónica emitida desde el transmisor impacta la pared del pozo. Esto origina una serie de ondas en la formación y en su superficie. El análisis del tren de ondas complejo, proporciona la información referente a la disipación de la energía de sonido en el medio.

Las principales aplicaciones de la herramienta son:

1. Correlación de datos sísmicos
2. Sismogramas sintéticos
3. Determinación de porosidad primaria y secundaria
4. Detección de gas
5. Detección de fracturas

4.3.4.1.6. Registros De Imagen

La herramienta de imágenes provee de una imagen de la resistividad de la formación que refleja las capas, contenido de hidrocarburos y proceso de invasión. La resolución vertical de hasta 1 pie permite ver las laminaciones y otras estructuras de formación con un mínimo de efectos ambientales. También permiten la descripción del yacimiento mediante la identificación de rasgos estratigráficos, zonas fracturadas, orientación de las fracturas, cambios en la densidad de la roca, análisis estructural y orientación de los esfuerzo locales.

La imagen del pozo tridimensional es una imagen orientada con respecto al norte magnético, y luego es desenrollada para producir una imagen en dos dimensiones.

4.3.4.1.7. Registros EMI

La herramienta EMI graba múltiples curvas de conductividad para crear una imagen de la pared del pozo. La herramienta posee seis patines montados sobre seis brazos articulados independientemente. Cada patín registra 25 medidas de conductividad así como información de navegación y calíper utilizadas para reconstruir la imagen de la pared del pozo.

4.3.5. Propiedades Petrofísicas del Sistema Matriz - Fractura

4.3.5.1. Porosidad \emptyset

La porosidad representa la fracción de espacio vacío que tiene una roca. Se define como la relación entre el volumen de roca disponible para el almacenamiento de fluidos y el volumen total de ésta (Ariza. E & Sandoval. I; 2006).

En los YNF pueden existir dos tipos de porosidad. Esto depende del momento en que se originaron (Ariza. E & Sandoval. I; 2006).

4.3.5.1.4. Porosidad Primaria

Es aquella que se origina en el momento en que los sedimentos fueron depositados para formar la roca. La porosidad primaria depende de muchos factores, entre los cuales se incluyen: el arreglo y la distribución de sedimentos, el tamaño de los mismos, la redondez de los granos, la cementación y el grado de interconectividad entre los espacios vacíos, entre otros.

4.3.5.1.5. Porosidad Secundaria

Es generada por la acción de procesos geomecánicos que fueron desarrollados sobre la roca después de la depositación de los sedimentos. Este tipo de porosidad no tiene relación directa con la forma o distribución de las partículas sedimentarias.

De manera general, se puede decir que la porosidad secundaria es debida a solución, recristalización, apertura y dolomitización de las fracturas.

En los YNF se presentan los dos tipos de porosidades. La porosidad primaria corresponde a la porosidad del subsistema matriz y se llama porosidad de matriz, mientras que la porosidad secundaria corresponderá a la porosidad de las fracturas.

Esta porosidad de roca puede ser obtenida de los registros eléctricos de densidad, neutrón y sónico. La respuesta de estas herramientas se ve afectada por el volumen poroso, fracturas, fluidos de saturación, matriz de la formación y la geometría poral de la roca (Aguilera, 1995; en Peña. J. & Annicchiarico. G., 1999).

- **Porosidad Neutrón ϕ_N :** Se obtiene de la lectura directa del registro, y su corrección por V_{sh} es la siguiente (Peña. J. & Annicchiarico. G., 1999), (Asquith, 1986, en Dewan, 1993).

$$\phi_{Ncorr} = \phi_N - (V_{sh} \times \phi_{NSh})$$

Donde:

ϕ_{Ncorr} = Porosidad obtenida del neutrón, corregida por volumen de arcilla.

ϕ_N = Porosidad neutrón leída directamente del registro.

ϕ_{NSh} = Porosidad neutrón de arcilla.

V_{sh} = Valor promedio del volumen de arcilla en una capa arcillosa.

- **Porosidad Densidad, ϕ_D :** Se obtiene a partir de la siguiente ecuación (Schlumberger, 1987; en Peña. J & Annicchiarico. G; 1999)

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_b - \rho_f}$$

Donde:

ϕ_D = Porosidad obtenida del registro de densidad.

ρ_b = Densidad leída del registro de densidad.

ρ_{ma} = Densidad de la matriz.

ρ_f = Densidad del fluido.

- **Porosidad sónico, ϕ_S :** Se obtiene a partir de la ecuación de Wyllie de tiempo promedio:

$$\phi_S = \frac{\Delta T_{log} - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}}$$

Donde:

ϕ_S : Porosidad obtenida del registro sónico.

ΔT_{log} = Tiempo de tránsito leído del registro sónico.

ΔT_{ma} = Tiempo de tránsito de la matriz

ΔT_f = Tiempo de tránsito del fluido.

4.3.5.2. Permeabilidad

Es una propiedad de medio poroso con la que se mide la capacidad y habilidad de la formación para transportar los fluidos que en ésta se hallan. Esta permeabilidad es muy importante ya que controla la dirección preferencial por la que tendrá lugar el flujo de los fluidos a través del yacimiento.

4.3.6. Intensidad De Fracturamiento (If)

El grado o intensidad de fracturamiento es una medida relativa de la permeabilidad del yacimiento. De acuerdo a lo anterior generalmente cuando se tiene alta intensidad de fracturamiento se correlaciona con altos valores de permeabilidad.

- **Litofacies – Intensidad De Fracturamiento**

Establece una relación entre la litofacies y la intensidad de fracturamiento de una zona. Esto es dependiente de la resistencia y ductilidad de la roca. Se considera que litologías con alto porcentaje de constituyentes frágiles tienen menor espaciamiento y por tanto tendrá mayor intensidad de fracturamiento que aquellas que tengan un porcentaje más bajo.

- **Espesor De La Capa – Intensidad De Fracturamiento**

Teniendo una litología homogénea, condiciones de carga litostática constantes; los estratos delgados se fracturan con menor espaciamiento es decir mayor intensidad de fracturamiento que estratos gruesos. Con lo anterior se puede predecir el espaciamiento entre fracturas en el subsuelo con datos de afloramiento y núcleos.

- **Porosidad – Intensidad De Fracturamiento**

La intensidad de fracturamiento también afecta la porosidad. En general, rocas de menor porosidad, con similar composición y estructura granular tendrán menor espaciamiento (mayor IF) que otras con altas porosidades. La variación de la porosidad es directamente proporcional al número de fracturas en un pie de formación.

- **Permeabilidad – Intensidad De Fracturamiento**

Generalmente cuando se tiene alta intensidad de fracturamiento se correlaciona con altos valores de permeabilidad.

4.3.7. Sísmica

La sísmica es el estudio del subsuelo, esta implica la inferencia de propiedades físicas de las rocas a partir de datos sísmicos.

4.3.7.1. Elementos de la Sísmica 3D

- **Inline:** Línea sísmica en un Survey 3D paralela a la dirección en la cual los datos fueron adquiridos. (Figura 4)
- **Crossline:** Línea sísmica en un Survey 3D perpendicular a la dirección en la cual los datos fueron adquiridos. (Figura 4)
- **Time Slice:** Despliegue horizontal o vista del mapa de datos sísmicos 3D a un tiempo en la sísmica, pero diferente momento de depositación. (Figura 4)

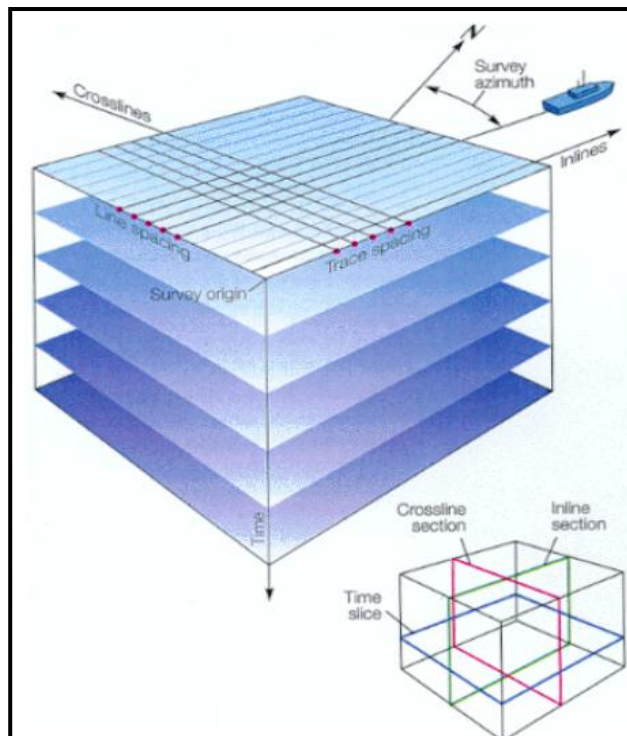


Figura 4. Elementos sísmicos 3D, *Crossline*, *Inline* y *time Slice*. Tomado de Informe del ICP

4.3.7.2. Atributos Sísmicos

Un atributo sísmico es una medida de datos sísmicos que nos ayuda a visualizar o cuantificar las características del subsuelo, el valor del cálculo de los atributos radica en su utilización como herramienta predictiva en la caracterización de un yacimiento.

Los atributos sísmicos se dividen en dos grandes categorías; aquellos que permiten cuantificar componentes morfológicos de los datos sísmicos como por ejemplo: coherencia, curvatura, similaridad; y aquellos que ayudan a cuantificar componentes de reflectividad de los datos sísmicos como extracción de amplitud, descomposición espectral, atributo de ondícula, convolución laplaciana y convolución prewit.

4.3.7.2.1. Atributos Morfológicos

Son los que permiten extraer información sobre el dip y el azimuth del reflector, los cuales a su vez pueden estar relacionados con falla, canales, fracturas, diapiros y acumulaciones de carbonatos (Chopra y Marfurt 2007), estos son:

4.3.7.2.1.1. Coherencia

La coherencia es una medida de similaridad entre la forma de las trazas. Que responde a los cambios en términos de amplitud, frecuencia y fase, dependiendo de los contraste de impedancia acústica y de los espesores de las capas por encima y por debajo de los límites que reflectan. A su vez la impedancia acústica es afectada por la litología, la porosidad, la densidad y los tipos de fluidos de las capas del subsuelo (Bahorich y Farmer 1995).

Geológicamente la alta coherencia de las ondas sísmicas indica litologías continuas lateralmente, cambios abruptos en la forma de las ondas puede indicar fallas y fracturas en sedimentos. (Figura 5)

Un volumen 3D de datos sísmicos nos muestra o visualiza la evolución espacial de las estructuras o características estratigráficas. Cada evolución continua es básica para el entendimiento de la depositación sedimentaria y del eventual plegamiento tectónico o fallamiento y del estudio de la configuración y contenido de fluidos del reservorio.

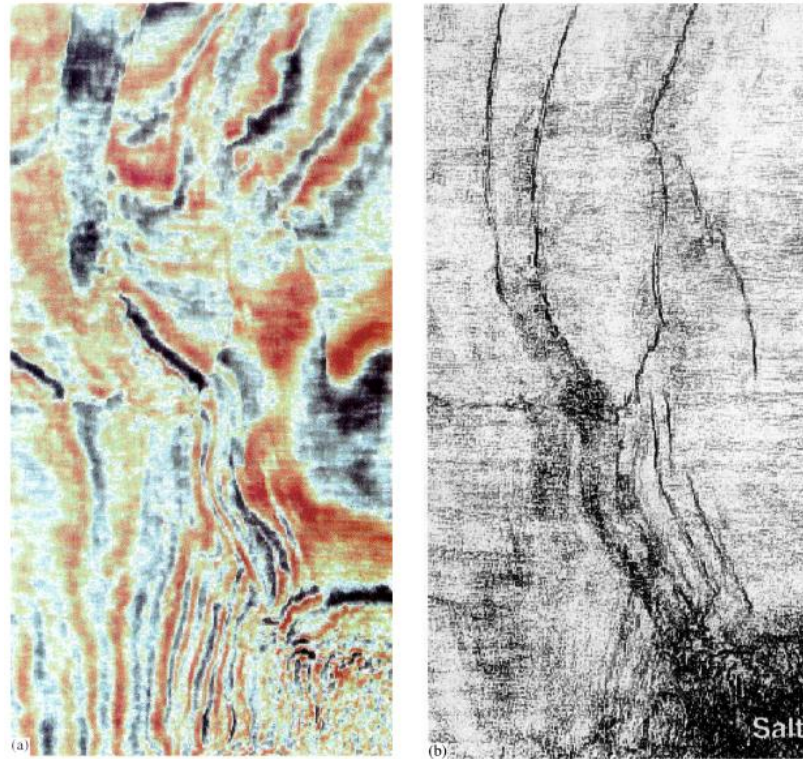


Figura 5. (a) un tradicional time slice de sísmica 3D. Fallas paralelas al strike son difíciles de ver; (b) Time slice de Coherencia. Fallas claramente visibles. Tomado de Bahorich y Farmer 1995.

4.3.7.2.1.2. Curvatura

La curvatura es una medida de forma cóncava o convexa de una superficie en un punto en particular; esta también se define como el recíproco del radio de un círculo que es tangente a la curva dada en un punto (Figura 6 y 7).

El análisis de la curvatura da información sobre la deformación de los estratos del subsuelo bajo tensión, predicción de fallas y lineamientos de fracturas; a su vez tiene en cuenta características estratigráficas como canales, arrecifes y truncaciones de falla.

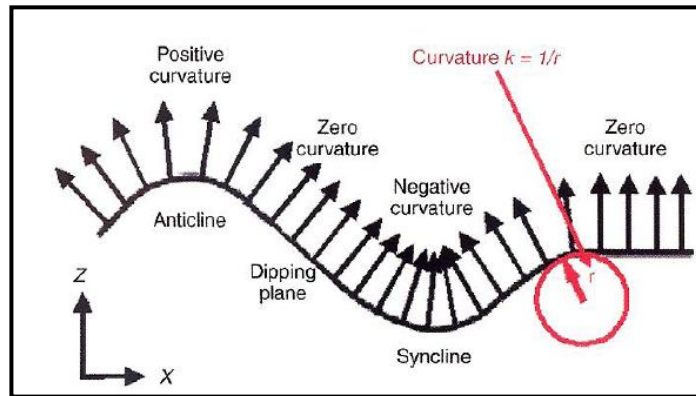


Figura 6 Definición de curvatura en 2D. Los sinclinales tienen características de una curvatura negativa, y los anticlinales de una curvatura positiva y las partes totalmente horizontales son cero.

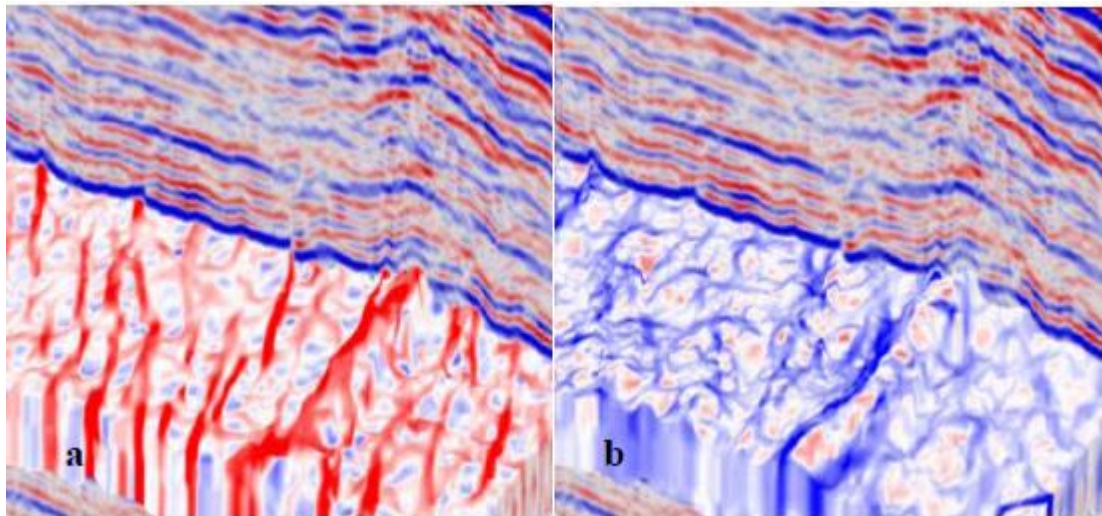


Figura 7 Imagen de dos perfiles sísmicos a) Curvatura positiva; b) Curvatura Negativa, en los estratos del cubo.

4.3.8. Análisis Geométrico.

El análisis geométrico busca obtener un modelo de superficies consistente y conocer la distribución general de fracturas dentro de un campo a partir del análisis de la geometría estructural de superficies y la integración de datos de fracturas (registros FMI y datos de afloramiento).

4.3.8.1. Atributos para el Análisis Geométrico

4.3.8.1.1. Curvatura Simple

Sirve para la identificación de áreas más deformadas, ya que aporta la medida de la tasa del cambio de buzamiento en la superficie a través de la definición de ejes de máxima y mínima curvatura y su relación con la forma de un pliegue de características isométricas

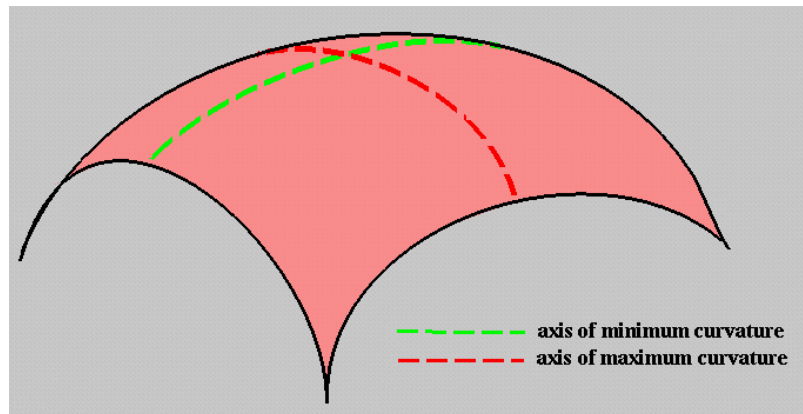


Figura 8 Imagen de dos perfiles sísmicos a) Curvatura positiva; b) Curvatura Negativa, en los estratos del cubo.

4.3.8.1.2. Curvatura Gaussiana

La curvatura de Gauss es un producto entre la curvatura de varios puntos establecidos por la triangulación de datos, es usada como un indicador de la densidad de fractura. A mayor magnitud de curvatura de Gauss se establece mayor conectividad de Fracturas

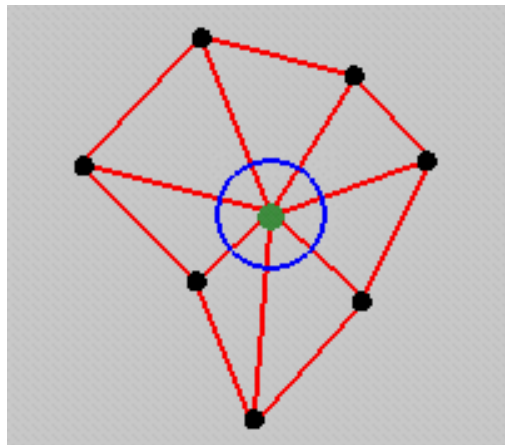


Figura 9 Imagen de dos perfiles sísmicos a) Curvatura positiva; b) Curvatura Negativa, en los estratos del cubo

4.3.8.1.3. Desviación Cilíndrica

La desviación Cilíndrica mide la tendencia de un área a parecerse o no a un cilindro que se establece determinando un vector en dirección del eje del cilindro. La Cilindricidad se encuentra asociada a la intensidad de fracturas, pero no discretisa entre una Familia de Fracturas u otra.

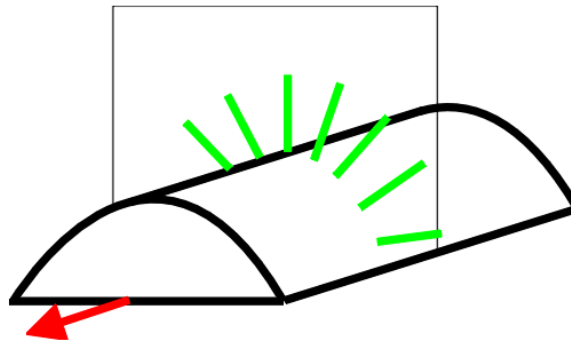


Figura 10 Cilindro que representa, el análisis geométrico del atributo de Desviación Cilíndrica.

4.3.8.1.4. Análisis de Buzamiento

El atributo de análisis de buzamiento permite identificar intensidad de fracturas en la medida que el Dip aumenta.

4.3.9. Método Volumétrico

Este método es el más usado para la estimación de reservas. Para ello se cuantifica el volumen de roca a partir del espesor y la extensión areal de la roca almacenadora. También se debe tener en cuenta la capacidad de almacenamiento y la fracción de hidrocarburo presente en los poros, así como las consideraciones geológicas, ambiente de depositación, historia de deformación estructural, mecanismo de entrapamiento para acumulación de hidrocarburos y la posición de interfases de los fluidos (Bautista J; Báez D., 2006).

El cálculo volumétrico se basa en la siguiente ecuación:

$$N = \frac{7758 * A * h * \phi * (1 - S_w)}{B_o}$$

Donde:

N = Petróleo a condiciones fiscales (STB).

A = Área de drenaje (acres).

h = Espesor neto (pies).

ϕ = Porosidad (fracción).

B_o = Factor volumétrico de formación del aceite (RB/STB).

S_w = Saturación del agua (fracción) .

5. METODOLOGIA

En la realización de este proyecto es necesario seguir una metodología definida y clara que nos permita desarrollar y lograr los objetivos propuestos, esta metodología se explica a continuación teniendo en cuenta las fases a seguir:

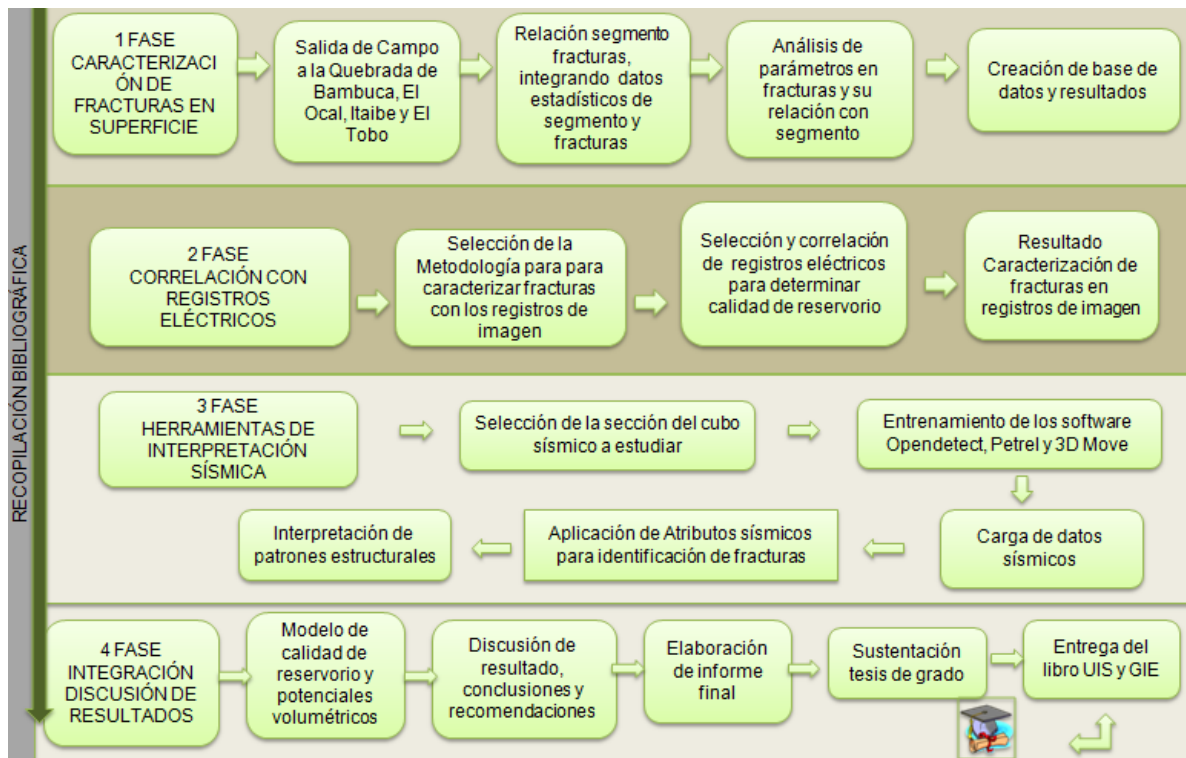


Figura 11 Metodología de trabajo para la caracterización de fracturas y reservorio de la Formación Tetuán, elaborado por Nydiam Yamile Sanabria Ruiz y José David Trespalacios.

5.1 Fase de Recopilación Bibliográfica

En esta fase como su nombre lo indica se trata de recopilar y analizar información existente acerca del área de estudio, estudios anteriores, información acerca de fracturas, análisis de fracturas, caracterización de fracturas en registros, en sísmica, esta búsqueda se llevará a cabo en las bibliotecas de la Universidad Industrial de Santander (UIS), la base de datos de GEOREF y ELSEVIER, así como el Centro de Información Técnica (CIT) del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

5.2. Fase 3. Correlación de fracturas en superficie

En esta fase se realizará una salida de campo a cuatro quebradas de la Subcuenca de Neiva “Q. Bambucá, Q. El Tobo, Q. Itaibe y Q. El Ocal”, para poder tomar en el afloramiento datos de dirección de fracturamiento, así como de apertura de las mismas, intensidad y tipo de relleno. En la identificación de facies se realizará una recopilación de columnas ya realizadas en el área de estudio en trabajos anteriores las cuales definieron el tope y la base de las calizas de Tetuán así como su litología y composición.

5.3. Fase 2. Correlación con registros eléctricos

Igual que la fase anterior se realizara una selección de registros eléctricos en los cuales se pueda observar mejor las fracturas ya que estos nos permitirán caracterizar las fracturas, así como poder definir un patrón y una dirección preferencial de estas.

5.4. Fase 4. Herramientas de interpretación sísmica

En esta fase se seleccionará el cubo sísmico a estudiar al que se le aplicaran atributos sísmicos los cuales nos permitan visualizar el patrón de fracturamiento predominante así como la dirección del mismo, para lo cual se tendrá en cuenta la disponibilidad de información, problema geológico relacionado con el objetivo de la investigación y aplicabilidad a la búsqueda de reservas de hidrocarburos. Para su interpretación se trabajarán los software Petrel, Opendtec y 3D Move, ya que son herramientas necesarias que permiten cumplir con las necesidades del proyecto.

5.5. Fase 5. Fase de integración y discusión de resultados

En esta última fase se procederá a integrar toda la información empleada para el desarrollo del proyecto, se discutirán los resultados, se plantearan las conclusiones y las posibles recomendaciones del mismo, posteriormente se elaborara el informe final teniendo en cuenta las observaciones de los calificadores para la sustentación y entrega de este.

6. RESULTADOS

6.1. Caracterización de Fracturas en Campo

6.1.1. Estratigrafía De Las Calizas De Tetuán

De acuerdo a la revisión de los trabajos de Blanco, Y. (2000) y Peña, J. (2002), los cuales se levantaron columnas estratigráficas en las quebradas ya mencionadas, se corroboró en campo su descripción y se ratificó que las Calizas de Tetuán presentan una intercalación de calizas y shale calcáreos fósiles en donde se exhiben ocasionales niveles concrecionales. Esta unidad suprayace concordantemente a la última capa de cuarzo arenita calcárea de la Formación Caballos (Flores & Carrillo, 1994 en Peña, J et al., 1999), e infrayace concordante con los shale calcáreos fósiles del Shale de Bambucá.



Figura 12 Contacto de la Formación Caballos a la base con las Calizas de Tetuán, sección de la quebrada El Ocal.

Estos autores diferenciaron informalmente tres segmentos en las secciones de las Quebradas Bambucá, el Ocal e Itaibe, y en la Quebrada el Toba se identificaron dos segmentos debido a la homogeneidad de la columna, ya que el aumento de material calcáreo origina amalgamación y contactos transicionales entre las capas de arcilla y caliza (Peña, J. et al., 1999). Una característica importante de estas secciones es la impregnación de petróleo tanto en las calizas como en las arcillas.

6.1.1.1. Segmento I

Según las columnas levantadas por los autores mencionados (Blanco, Y. 2000, y Peña, J. et al., 1999), y lo observado en campo, este segmento comienza con una capa muy gruesa de caliza packstone empaquetada que agrada a caliza wackstone diseminada muy gruesa hacia el tope (figura 13), de color gris oscuro, maciza, tabular, seguidamente se encuentra una sucesión de capas medianas de calizas packstone diseminadas finas, macizas, tabulares, intercaladas con shales calcáreos negros fisiles. El contenido fósil en este segmento son bivalvos, gasterópodos, amonitas y fragmentos de peces.



Figura 13 Calizas del segmento I. De izquierda a derecha: sección de las quebradas el Ocal (A), Itaibe (B) y El Tobo (C).

6.1.1.2. Segmento II

En la base de este segmento encontramos un paquete de shale calcáreos fisiles de color negro, con laminación muy fina ondulosa no paralela discontinua. Seguidamente se observó intercalación entre estos shales y mudstone, estas calizas presentan espesores de hasta de 30 cm y se exhiben en forma de lentes. El contenido fósil en este segmento son principalmente bivalvos, aminitas, fragmentos de peces y gasterópodos.



Figura 14 Lente de caliza en la sección de la quebrada Bambucá.

6.1.1.3. Segmento III

Estratigráficamente este segmento se encuentra en contacto neto con shale físis del segmento II. Hacia la base encontramos una intercalación rítmica de mudstone en contacto neto paralelo continuo. El espesor que presentan estas calizas es de aproximadamente 15 a 20 cm, y en algunas quebradas, como en la de Bambucá, el contenido fósil presente es primordialmente de amonitas con tamaños de 5 cm hasta 25 cm, bivalvos que van de los 10 cm hasta 50 cm, como los observados en la quebrada de Bambucá, y fragmentos de peces.

Una característica fundamental de los segmentos II y III es la impregnación de petróleo que aumenta hacia el tope. Esta se puede notar al romper la roca.



Figura 15 A) Intercalación rítmica de shale calcáreos y calizas tipo mudstone, sección de la quebrada El Tobo. B) Bivalvos observados en la sección de la quebrada Bambucá.

6.1.2. Secciones Trabajadas

La mayoría de las fracturas caracterizadas en estas cuatro (4) quebradas son de escala macro, estas presentan una alta intensidad de fracturamiento debido a la actividad tectónica presente en el área de estudio, que obedecen a las fallas inversas principales que son la Falla Garzón-Suaza al E de la Subcuenca de Neiva y la Falla Chusma al W de la misma.

6.1.2.1. Sección de la Quebrada Bambucá

6.1.2.1.1. Localización

Se encuentra situada al NW de la ciudad de Neiva en la vía que conduce de Aipe a Natagaima en el desvío hacia población de Praga y más adelante se desvía en el cruce de San Diego hasta la hacienda la Reforma en las coordenadas **X = 860.023** e **Y = 860.530** y finaliza en las coordenadas **X = 859.986** e **Y = 860.183** aguas abajo sobre el cauce de la Quebrada Bambucá. **Plancha IGAC 302-II-C.**

6.1.2.1.2. Segmento I

Se encuentra suprayaciendo en contacto transicional a la formación caballos, debido a las altas pendientes y densos bosques en esta zona no fue posible tomar datos estructurales

ni de ningún tipo en este segmento, por el cual el trabajo se concentró en las dos segmentos siguientes.

6.1.2.1.3. Segmento II

En este segmento se realizaron dos scanlines.



Figura 16 Segmento II de la sección de la Quebrada Bambucá

6.1.2.1.3.1. Orientación y Tipo de Relleno.

El primer scanline se tomó en dirección N-S con una longitud de 94,6 cm y un total de 14 fracturas de las cuales 12 se encuentran rellenas por calcita y dos están abiertas.

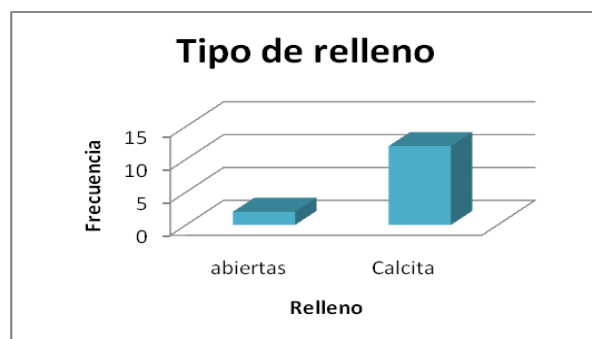


Figura 17 Histograma tipo de relleno Vs frecuencia acumulada primer Scanline, del segmento II de la sección de la Quebrada Bambucá.

El segundo scanline presenta una longitud de 44cm, con una orientación de N50°W, la cual corta cuatro fracturas abiertas

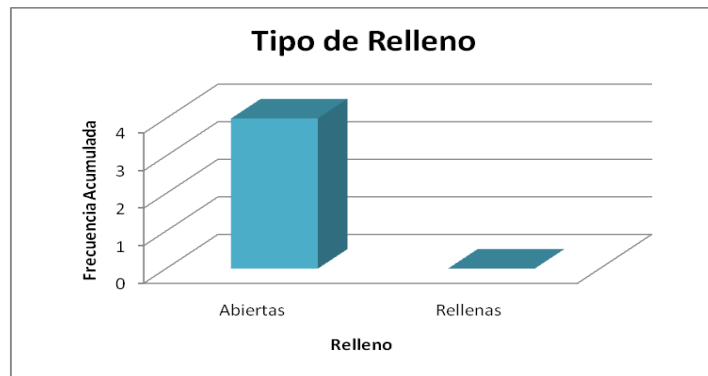


Figura 18 Histograma tipo de relleno Vs frecuencia acumulada segundo Scanline, del segmento II de la sección de la Quebrada Bambucá.

La orientación que presenta esta quebrada para el segmento II es de N60° -70°W

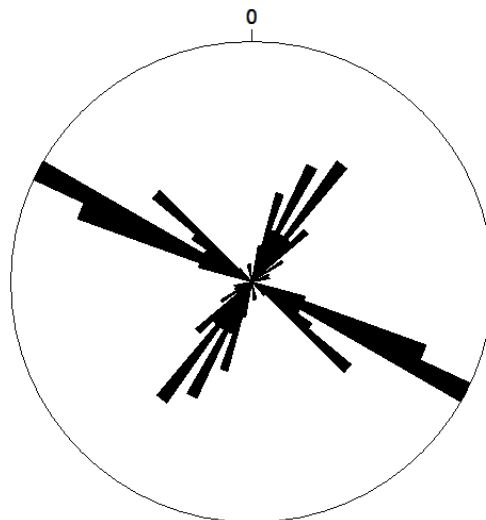


Figura 19 Diagrama de Roseta para el segmento II, sección Quebrada Bambucá

6.1.2.1.3.2. Apertura y Relleno

En el primer scanline la apertura de las fracturas es en promedio de 4-5 mm y el espaciado entre ellas es de 8 a 13 cm

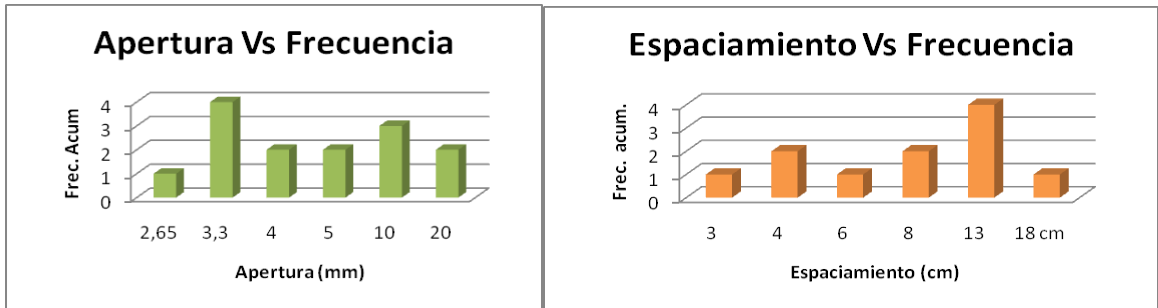


Figura 20 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada primer Scanline del segmento II de la sección de la Quebrada Bambucá.

En el segundo scanline la apertura promedio es de 10mm y el espaciamiento es muy homogéneo en la sección.

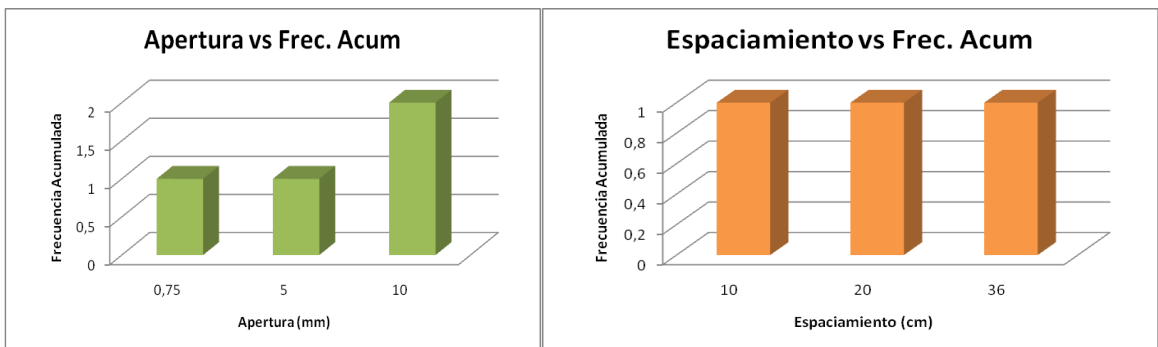


Figura 21 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada segundo Scanline del segmento II de la sección de la Quebrada Bambucá.

6.1.2.1.4. Segmento III

En este segmento no se tomaron scanlines debido a que la mayoría del afloramiento no se encontraba aflorando en su totalidad, sin embargo, se tomaron algunos datos estructurales al tope de este, como se observa en el diagrama de roseta la dirección preferencial es N25° - 34°E y N50° - 55°W

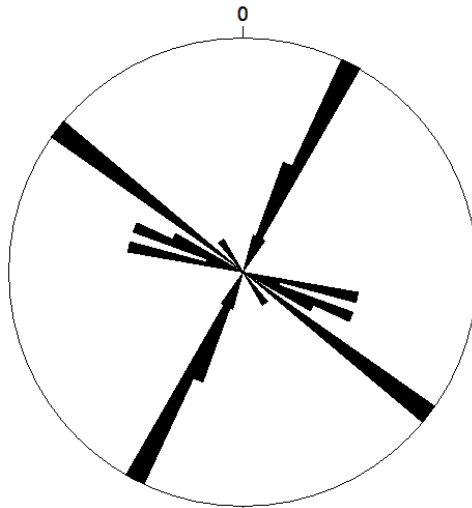


Figura 22 Diagrama de Roseta para el segmento III, sección Quebrada Bambucá

De lo que se puede deducir que la orientación general para esta quebrada es N50° - 60°W y en menor densidad N25° - 35°E, según como se observa en el diagrama de roseta.

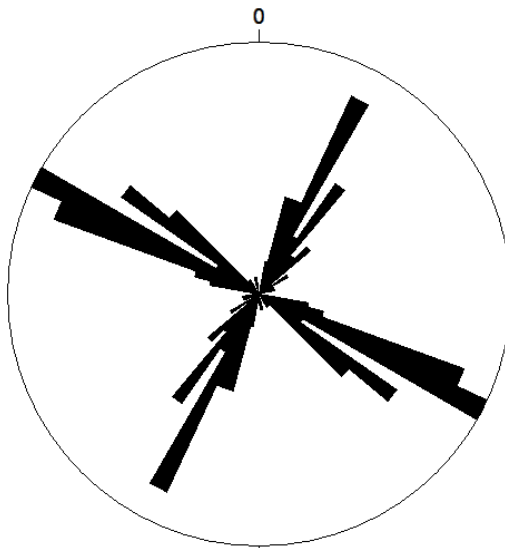


Figura 23 Diagrama de Roseta para la sección Quebrada Bambucá

6.1.2.2. Sección de la Quebrada el Ocal

6.1.2.2.1. Localización

Se encuentra situada al SW de la ciudad de Neiva en la vía que conduce de a Yaguará, a 10km antes de esta población, ubicada en la vereda Upar en la entrada a la hacienda el Ocal a 5m del portón de esta hacienda, encontramos la Quebrada que lleva el mismo nombre, coordenadas $X = 795.500$ e $Y = 847.488$ y finaliza en las coordenadas $X = 795.642$ e $Y = 847.617$, Plancha IGAC 345-I-B.

6.1.2.2.2. Segmento I

Este segmento es la parte basal del miembro Calizas de Tetuán, el cual se encuentra en contacto neto con la Formación Caballos, las fracturas que se observan en este segmento son en su mayoría verticales y abiertas, se realizaron diez (10) scanlines que proporcionan los siguientes resultados. Figura 6.



Figura 24 Segmento I.de la sección de la Quebrada Ocal.

6.1.2.2.2.1. Orientación y Tipo de Relleno

El primer Scanline realizado presenta una longitud de 8.7m con una orientación N-S y un total de 28 fracturas las cuales se encuentran abiertas (diaclasas) con una orientación principal de N4 - 9E y N85W a E-W.

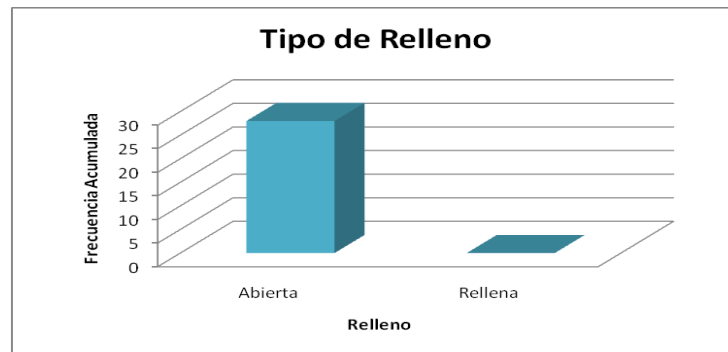


Figura 25 Histograma tipo de relleno Vs frecuencia acumulada primer Scanline, del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.

El Segundo Scanline tiene una longitud de 94 cm, orientado en dirección N-S y un total de 15 fracturas contadas, las fracturas están orientadas principalmente N85W a E-W, y estas se encuentran abiertas en su mayoría.

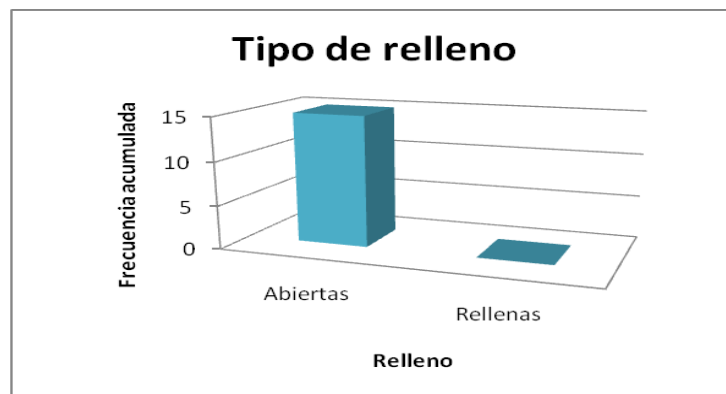


Figura 26 Histograma tipo de relleno Vs frecuencia acumulada segundo Scanline, del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.

I

Tercer Scanline presenta una longitud de 1.54m con una orientación de N-S y un total de 23 fracturas las cuales en su totalidad se encuentran abiertas con una orientación preferencial de N12 - 15E y N80W a E-W.

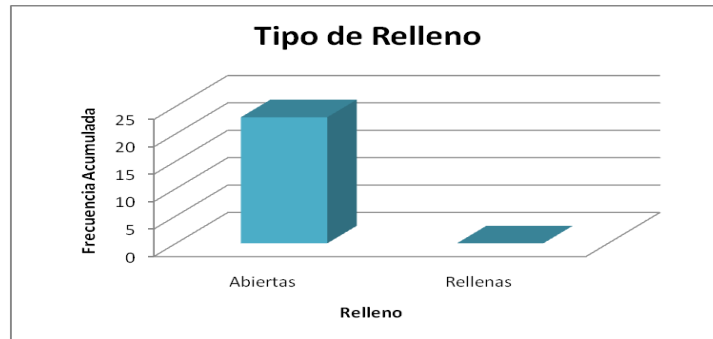


Figura 27 Histograma tipo de relleno Vs frecuencia acumulada tercer Scanline, del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.

El cuarto scanline tiene una longitud de 1.88 m, una orientación de N-S y se registraron 40 fracturas que están orientadas preferencialmente en dirección N79°W a E-W, en este trazo se encontraron todas las fracturas abiertas (diaclasas).

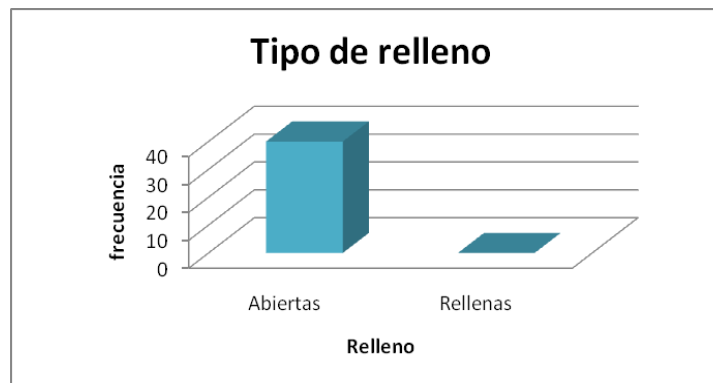


Figura 28 Histograma tipo de relleno Vs frecuencia acumulada cuarto Scanline, del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.

El quinto Scanline presenta una longitud de 1.88m con una orientación de N11°W y un total de 35 fracturas las cuales en su totalidad se encuentran abiertas con una orientación preferencial de N3 - 10E y N80W a E-W.

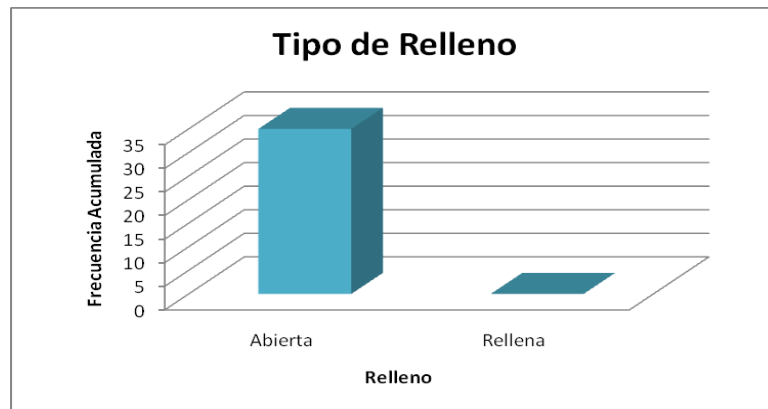


Figura 29 Histograma tipo de relleno Vs frecuencia acumulada quinto Scanline, del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.

El sexto Scanline tiene una longitud de 3.77 m y está orientado N-S, el número de fracturas cortadas por este es de 28, la totalidad de las fracturas se encuentran abiertas (diaclasas), con una orientación preferencial de N5°-8°E y E-W

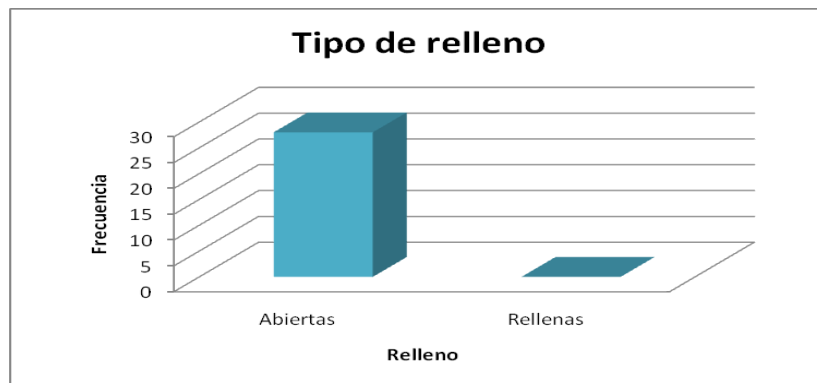


Figura 30 Histograma tipo de relleno Vs frecuencia acumulada sexto Scanline, del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.

El séptimo Scanline presenta una longitud de 3.50m con una orientación de N-S y un total de 41 fracturas en donde la mayoría de estas son abiertas y algunas se encuentran rellenas de calcita, la orientación preferencial de estas es N6° - 9°E y N 80° - 88°W

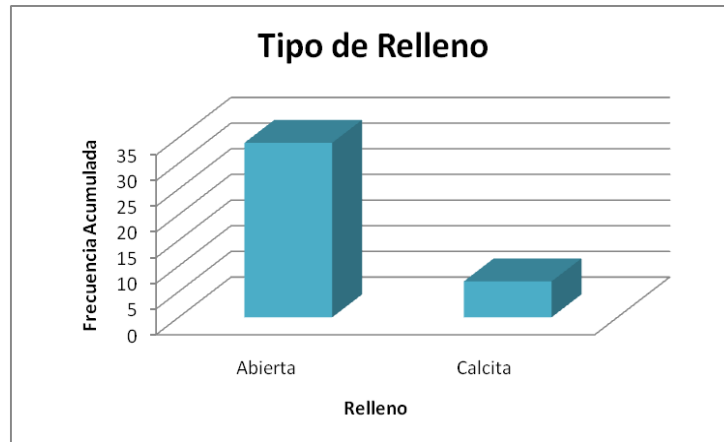


Figura 31 Histograma tipo de relleno Vs frecuencia acumulada séptimo Scanline, del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.

El octavo Scanline tiene una longitud de 3m y está orientado N-S presenta 28 fracturas interceptadas, todas las fracturas se encuentran abiertas, con una orientación preferencial de N111° - 13°E y E-W

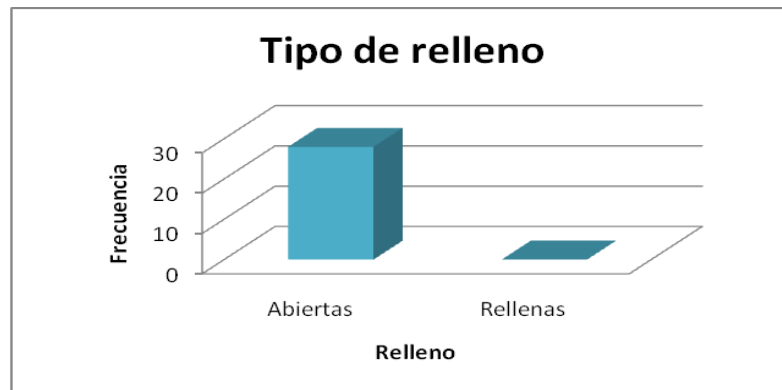


Figura 32 Histograma tipo de relleno Vs frecuencia acumulada octavo Scanline, del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.

El noveno Scanline presenta una longitud de 1.20m con una orientación de N21°E y un total de 7 fracturas en donde la mayoría de estas son abiertas y algunas se encuentran rellenas de calcita, la orientación preferencial de esta N5° - 9°E y E - W

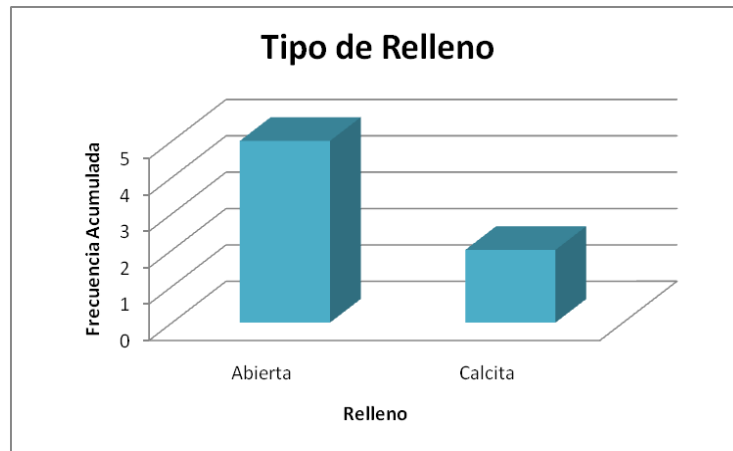


Figura 33 Histograma tipo de relleno Vs frecuencia acumulada noveno Scanline, del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.

El decimo scanline tiene una longitud de 1.14 m orientado N15°W y un total de fracturas de 5, las cuales son abiertas y presentan una orientación preferencial de N7° - 11°E y N85° - 88°W

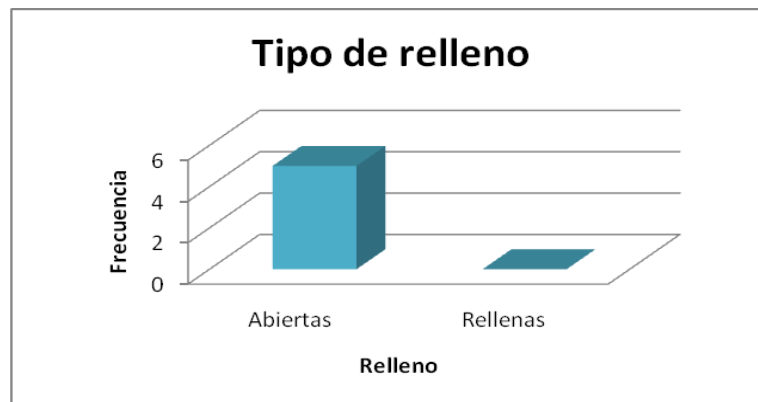


Figura 34 Histograma tipo de relleno Vs frecuencia acumulada, decimo Scanline del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.

La orientación predominante para el segmento I es N0°-5°E y N80°W-EW, como se puede apreciar en el diagrama de roseta.

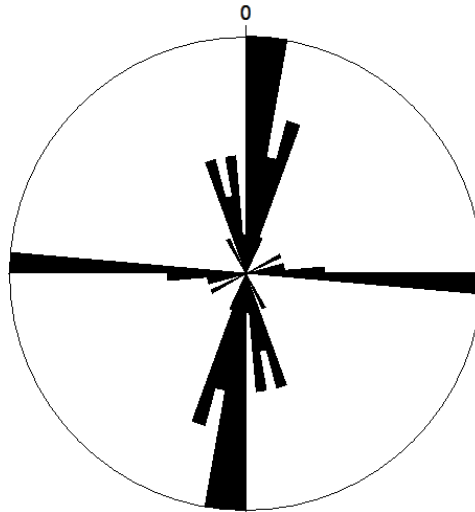


Figura 35 Diagrama de Roseta para el segmento I, sección Quebrada el Ocal.

6.1.2.2.2. Apertura y Espaciamiento

Para los 10 Scanline la apertura de las fracturas se midió con el comparador de microfracturas y la cinta métrica para macrofracturas.

Para el primer Scanline la apertura promedio es de 0,95mm y el espaciamiento promedio entre ellas va de aproximadamente 3cm a 6 cm.

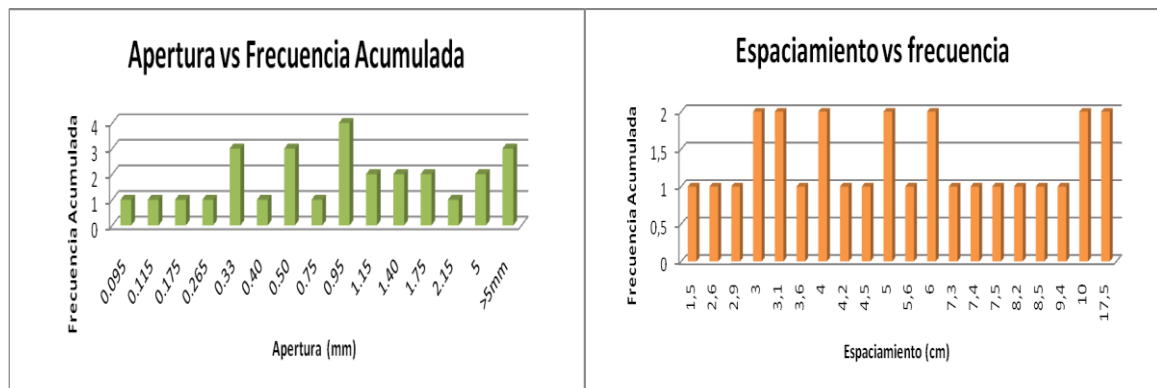


Figura 36 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada primer Scanline del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.

El segundo scanline la aperturas varía entre 1.15 mm y 2.15 mm y el espaciamiento en promedio es de 2.6 a 2.8 cm

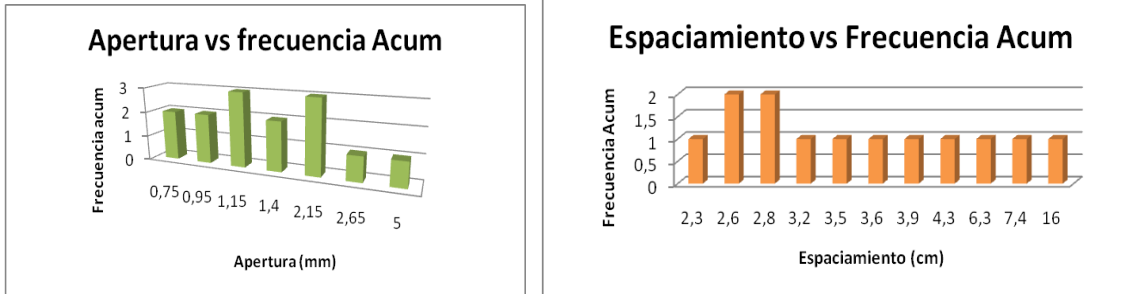


Figura 37 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada segundo Scanline del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.

El tercer Scanline presenta una apertura promedio de 0,62mm y un espaciamiento promedio de 5 a 6cm.

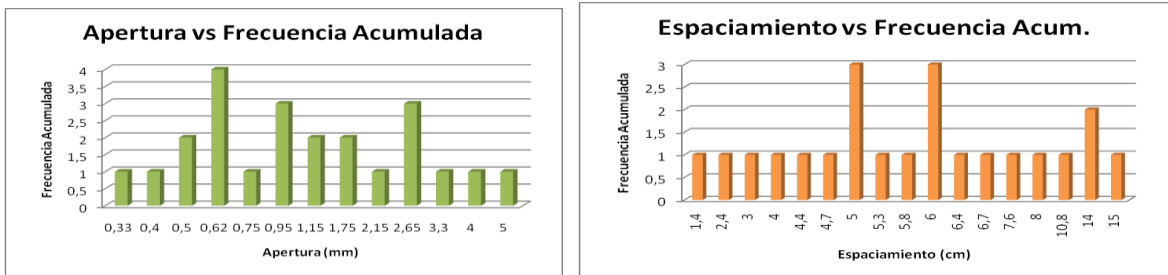


Figura 38 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada tercer Scanline del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.

El cuarto scanline este se puede observar que los mayores datos de apertura están en 2.15 mm y seguidamente las de 0.95 mm y 3.3 mm como se muestra en la siguiente figura, y que el espaciamiento promedio es de 4 a 5cm

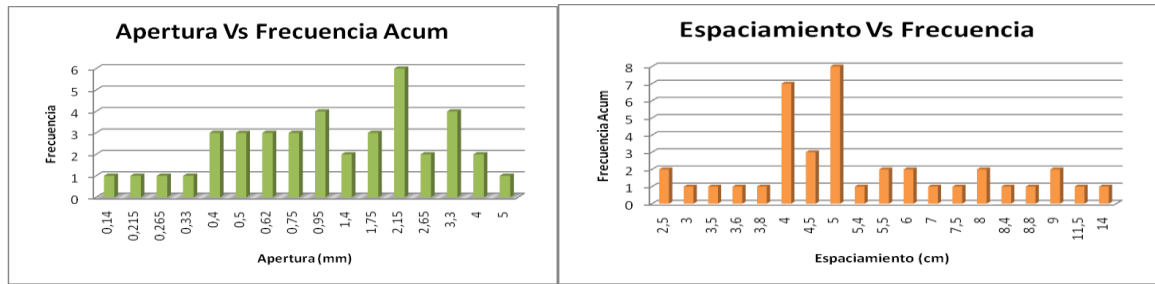


Figura 39 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada cuarto Scanline del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.

En el quinto Scanline se puede observar que la apertura promedio es de 0,95mm y que el espaciamiento varía entre 3,5 y 5 cm

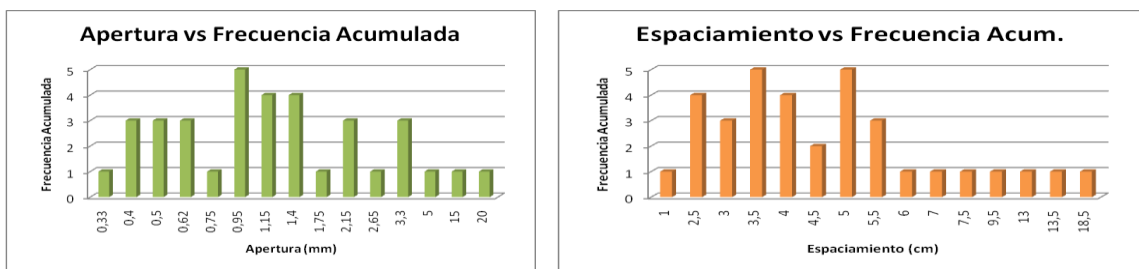


Figura 40 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada quinto Scanline del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.

En el sexto Scanline la mayoría de las aperturas son de 0.095 mm de segundo orden tenemos las de 0.62 y 1.4 mm, el espaciamiento de estas se encuentra predominantemente de 2 a 6 cm.

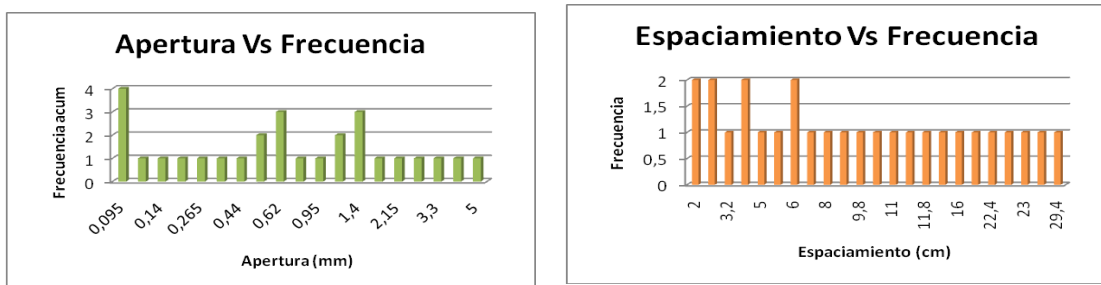


Figura 41 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada sexto Scanline del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.

En el séptimo Scanline se puede observar que la apertura varía entre 0,05 y 0,75 en la mayoría de las fracturas y el espaciamiento varía entre 1 y 4cm.

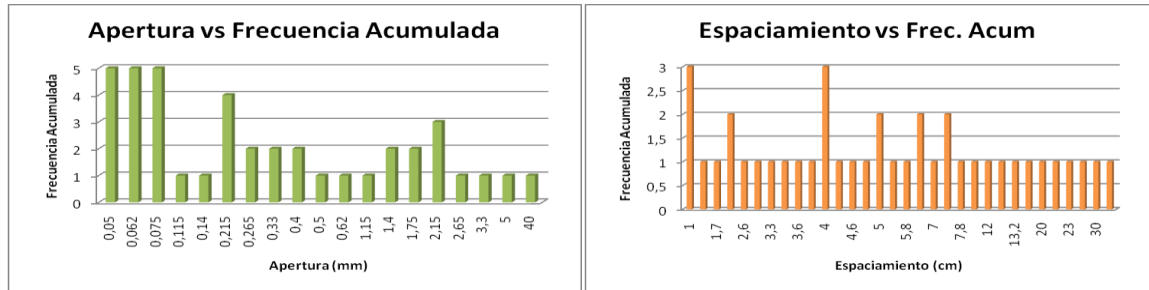


Figura 42 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada séptimo Scanline del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.

En el octavo Scanline la mayor apertura de fractura es de 2.15 mm y el espaciamiento entre estas es principalmente de de 4 a 5 cm

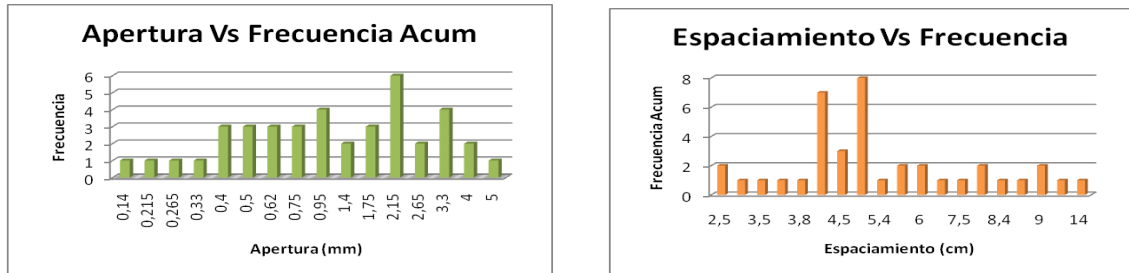


Figura 43 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada octavo Scanline del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.

En el noveno Scanline se puede observar que la apertura promedio es de 10mm en la mayoría de las fracturas y el espaciamiento es muy homogéneo en este scanline, ya que su valor es de aproximadamente 1cm

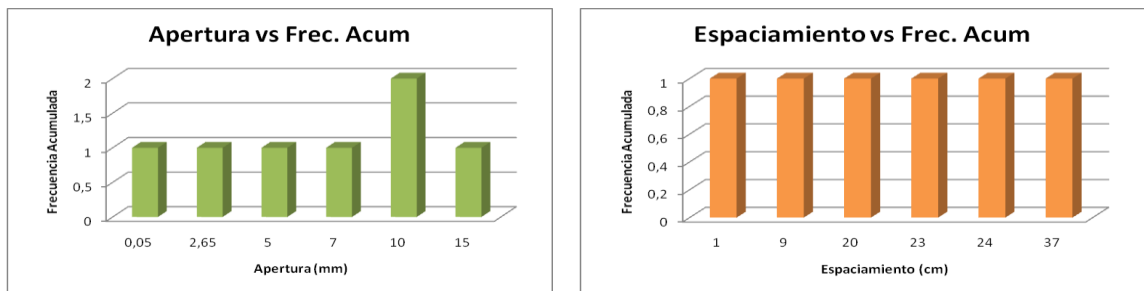
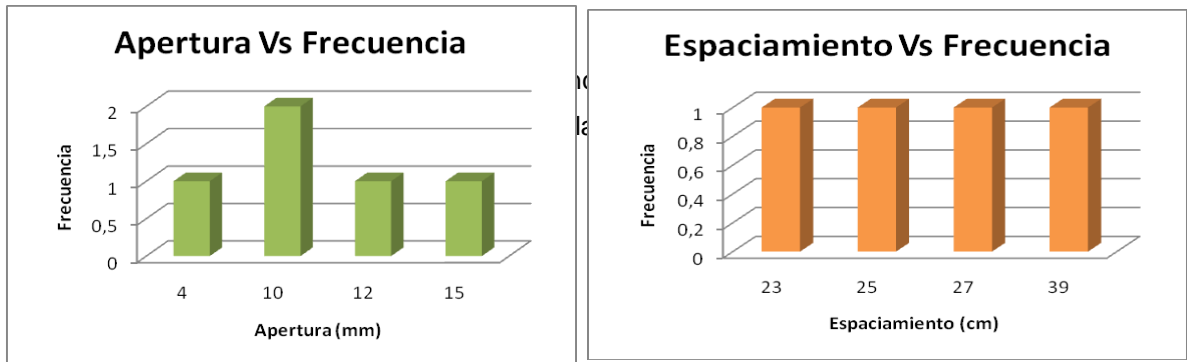


Figura 44 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada noveno Scanline del segmento I de la sección de la Quebrada el Ocal.

En el decimo Scanline la mayor apertura en este scanline es de 1 cm y el espaciamiento va desde de 23 cm hasta 39 cm



A continuación se muestra el promedio de la apertura y espaciamiento para el segmento I, de la sección de la Quebrada el Ocal,

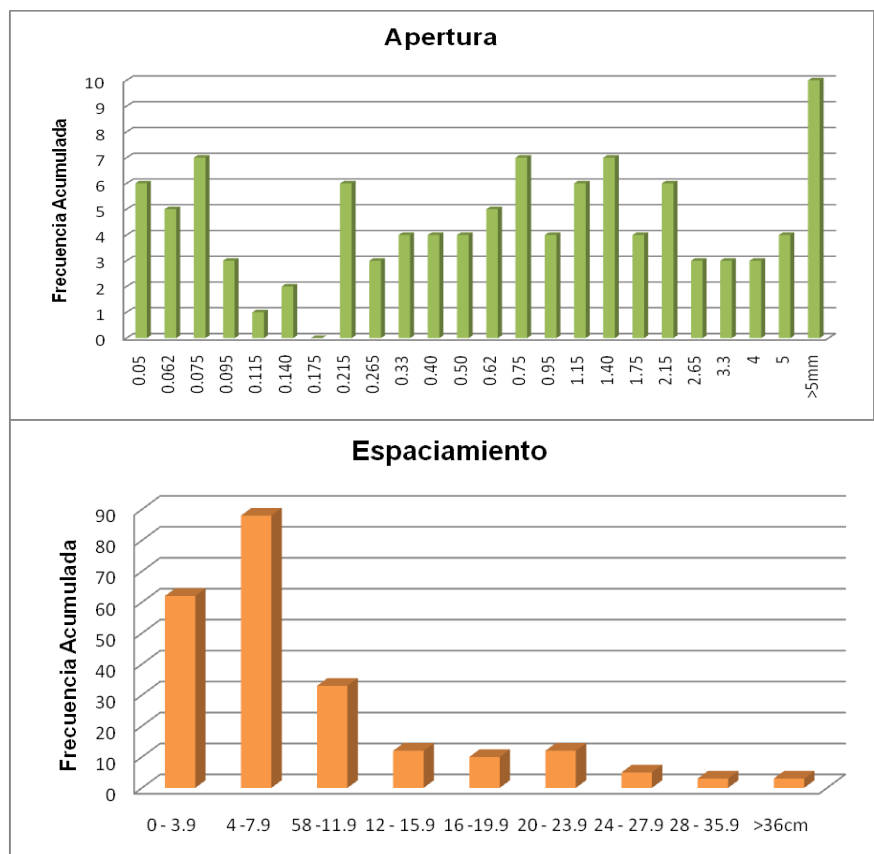


Figura 45 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada del segmento I, de la sección de la Quebrada el Ocal.

6.1.2.2.3. Segmento II

Este segmento es la parte media del miembro Calizas de Tetuán, en el cual se observan fracturas que en su mayoría son verticales y abiertas, se realizaron tres (3) scanlines y siete (7) Pavement Map que proporcionan los siguientes resultados.



Figura 46 Segmento II de la sección de la Quebrada el Ocal.

6.1.2.2.3.1. Orientación y Tipo de Relleno

El primer Scanline presenta una longitud de 2.10m con una orientación de N8°E y un total de 10 fracturas en donde la mayoría de estas son abiertas la orientación preferencial es N80° - 88°W y N5°E

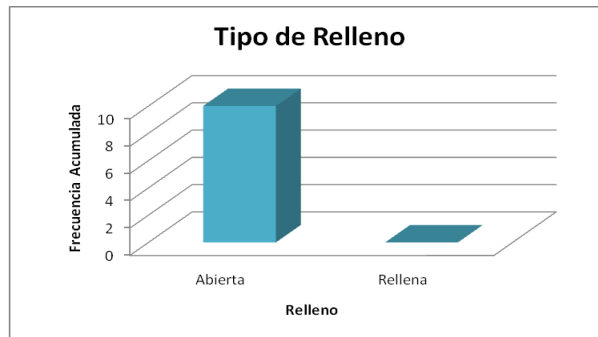


Figura 47. Histograma tipo de relleno vs frecuencia acumulada primer Scanline del segmento II sección de la Quebrada el Ocal.

El segundo Scanline tiene una orientación de N8°E y tiene una longitud de 1.30m con 4 fracturas interceptadas y todas abiertas, con una orientación preferencial de N79°W

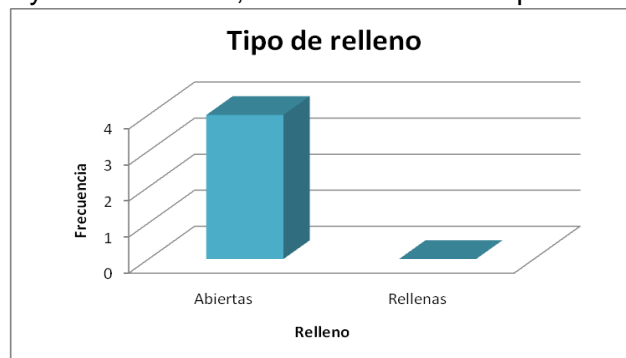


Figura 48 Histograma tipo de relleno vs frecuencia acumulada segundo Scanline del segmento II sección de la Quebrada el Ocal.

El tercer scanline tiene una longitud de 1.50m con una orientación de N8°E y un total de 5 fracturas abiertas y una orientación preferencial de N78° - 83°W y N7°E

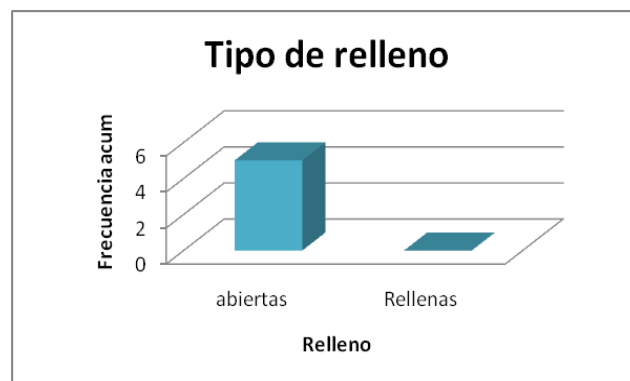


Figura 49 Histograma tipo de relleno vs frecuencia acumulada tercero Scanline del segmento II sección de la Quebrada el Ocal.

La orientación predominante para el segmento I es N80°W-EW, como se puede apreciar en el diagrama de roseta

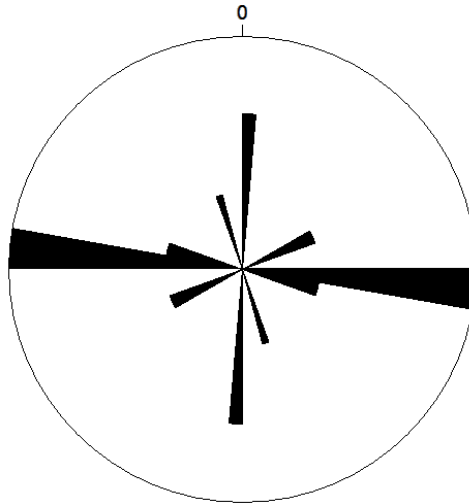


Figura 50 Diagrama de Roseta para el Segmento II, sección Quebrada el Ocal

La orientación preferencial de toda la Quebrada el Ocal es de N5° - 10°E y N 80°W - EW

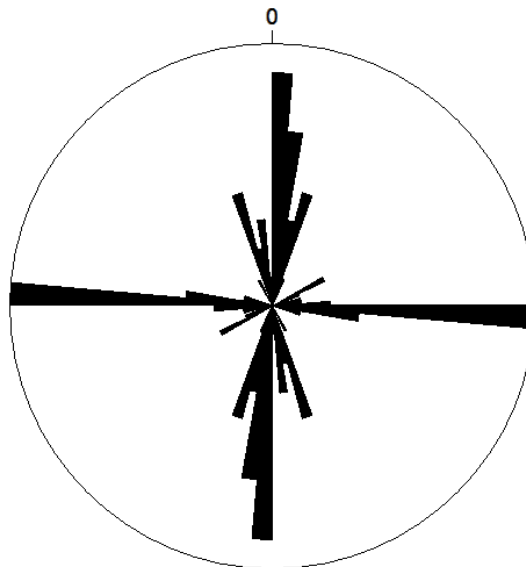


Figura 51 Diagrama de Roseta para la sección Quebrada el Ocal

6.1.2.2.3.2. Apertura y Espaciamiento

En el primer Scanline se puede observar que la apertura promedio es de 50mm en la mayoría de las fracturas y el espaciamiento promedio de este scanline es de 35cm.

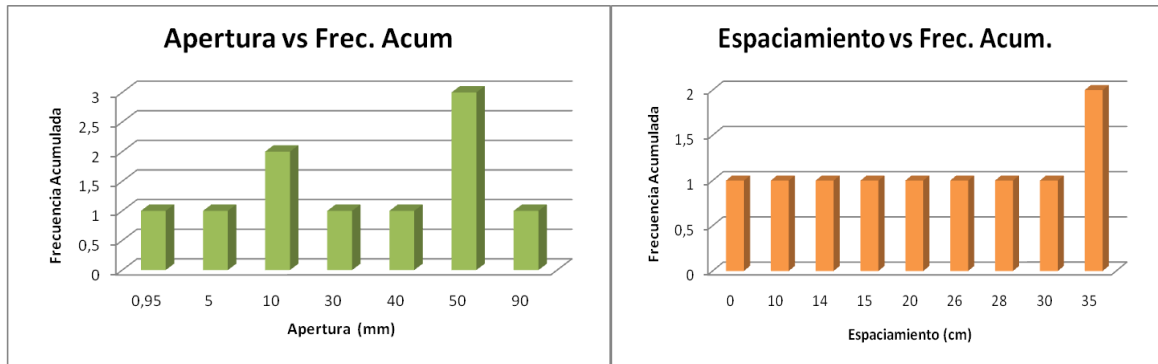


Figura 52 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada primer Scanline del segmento II de la sección de la Quebrada el Ocal

En el segundo Scanline la apertura de estas fracturas en este scanline va desde 2 hasta 40 mm y el espaciamiento desde 10 has 43 cm entre cada fractura, todas se encuentran abiertas.

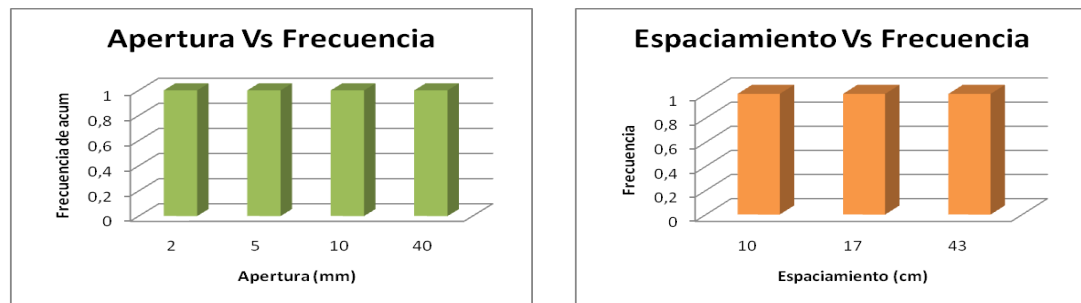


Figura 53 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada segundo Scanline del segmento II de la sección de la Quebrada el Ocal

En el tercer scanline la apertura va desde 1 a 40 mm y el espaciamiento de 6 a 37 cm

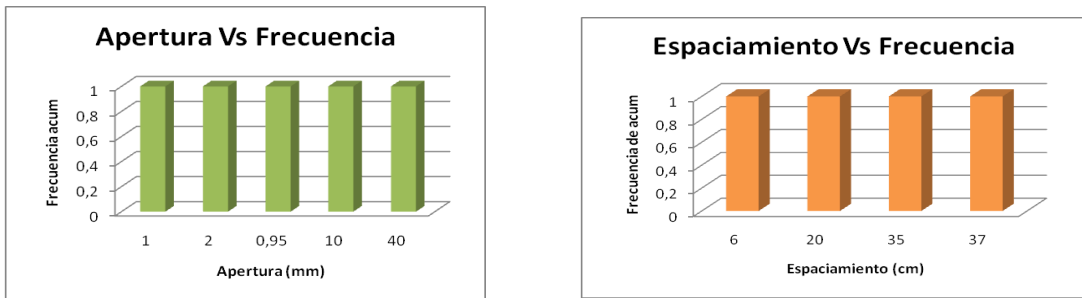


Figura 54 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada tercer Scanline del segmento II de la sección de la Quebrada el Ocal

A continuación se muestra el promedio de la apertura y espaciamiento para el segmento II, de la sección de la Quebrada el Ocal, de donde se deduce que la apertura varía entre 1 y 5mm y el espaciamiento promedio es de 35cm..

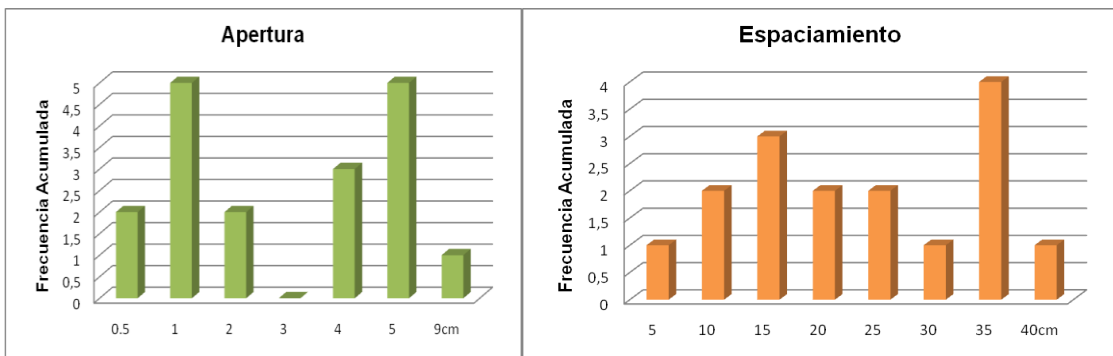


Figura 55 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada del segmento II, sección de la Quebrada el Ocal

6.1.2.3. Quebrada Itaibe

6.1.2.3.1. Localización

Se encuentra situada al SW de la ciudad de Neiva en la vía que conduce de la Plata a Paicol en el desvío hacia la inspección de policía Itaibe, en la vereda la Esmeralda, Iniciando la sección en la desembocadura de la Quebrada Itaibe al Río Páez, con

coordenadas $X = 766.500$ e $Y = 1.139.800$ y finaliza en las coordenadas $X = 766.530$ e $Y = 1.139.500$, Plancha IGAC 344-III-D.

6.1.2.3.2. Segmento I

En este segmento se tomaron cuatro (4) scanlines los cuales proporcionan la siguiente información



Figura 56 Segmento I de la sección de la Quebrada Itaibe

6.1.2.3.2.1. Orientación y Tipo de Relleno

El primer Scanline presenta una longitud de 8.70m con una orientación de $N36^{\circ}E$ y un total de 11 fracturas en donde la mayoría de estas son abiertas

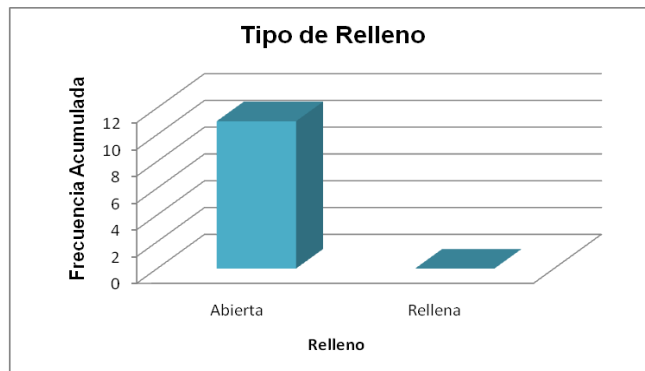


Figura 57 Histograma tipo de relleno vs frecuencia acumulada primer Scanline del segmento I sección de la Quebrada Itaibe.

El segundo scanline presenta una longitud de 6.40m y un total de 8 fracturas en donde la mayoría son abiertas.

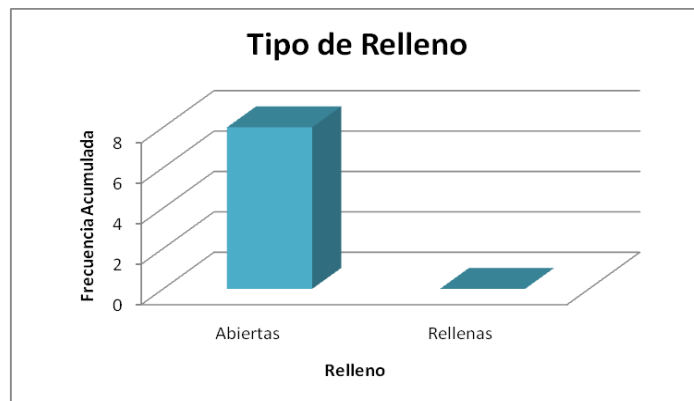


Figura 58 Histograma tipo de relleno vs frecuencia acumulada segundo Scanline del segmento I sección de la Quebrada Itaibe.

El tercer scanline presenta una longitud de 4.50m con una orientación de N45°E y un total de 17 fracturas en donde la mayoría son abiertas.

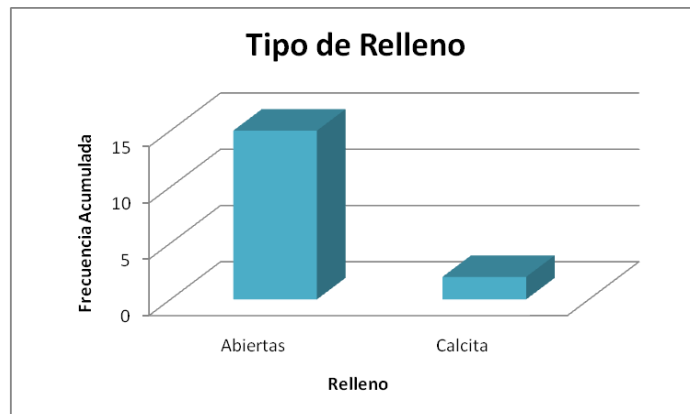


Figura 59 Histograma tipo de relleno vs frecuencia acumulada tercer Scanline del segmento I sección de la Quebrada Itaibe.

El cuarto scanline presenta una longitud de 56cm con una orientación de N32°E y un total de 9 fracturas en donde la mayoría son abiertas.

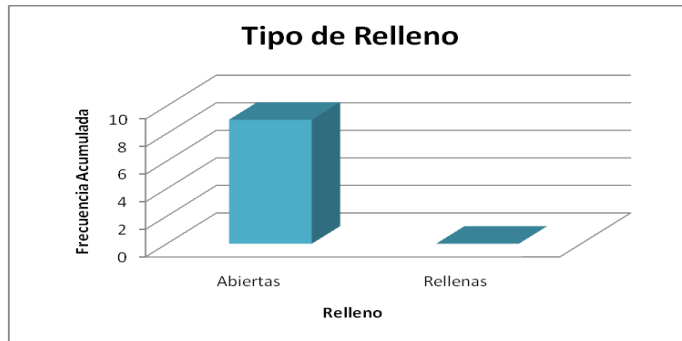


Figura 60 Histograma tipo de relleno vs frecuencia acumulada cuarto Scanline del segmento I sección de la Quebrada Itaibe

La orientación predominante para el segmento I de la sección de la Quebrada Itaibe es N40° - 46°W y N50° - 60°E

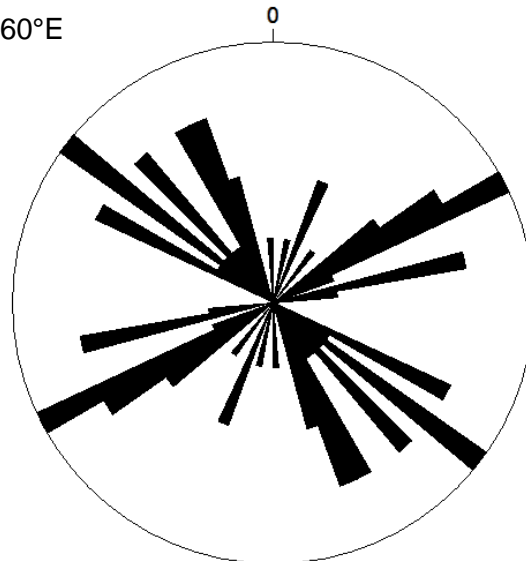


Figura 61 Diagrama de Roseta del segmento I sección de la Quebrada Itaibe

6.1.2.3.2.2. Apertura y Espaciamiento

En el primer scanline la apertura promedio es de 4mm y el espaciamiento promedio es de 10cm.

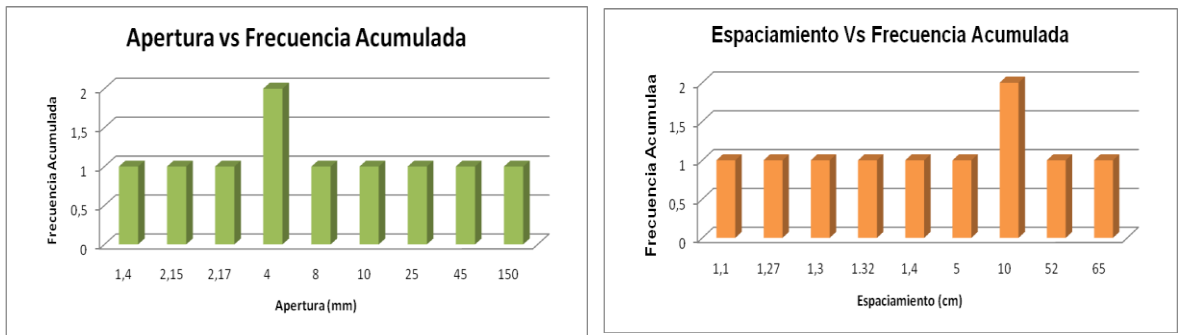


Figura 62 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada del primer scanline del segmento I, sección de la Quebrada Itaibe

En el segundo scanline tanto la apertura como el espaciamento son muy homogéneos.

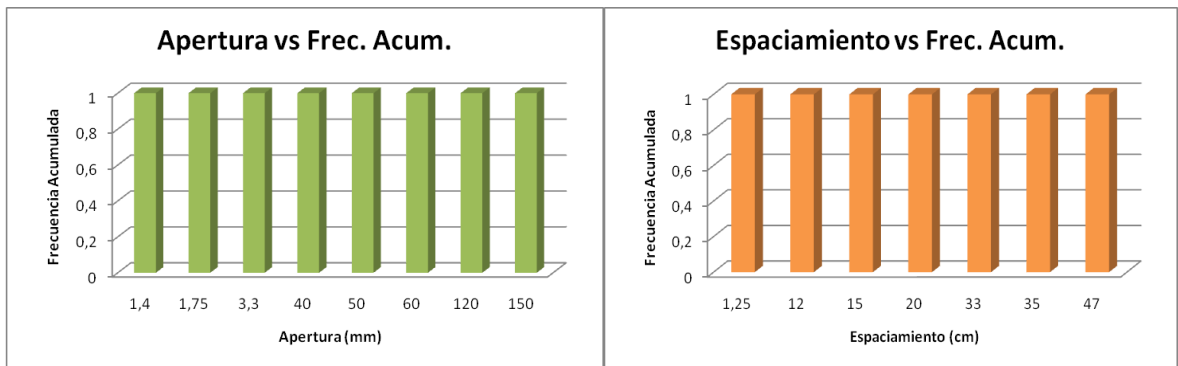


Figura 63 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada del segundo scanline del segmento I, sección de la Quebrada Itaibe

En el tercer scanline la apertura promedio tiene un valor de 1,4mm y el espaciamento varía entre 8 y 25cm.

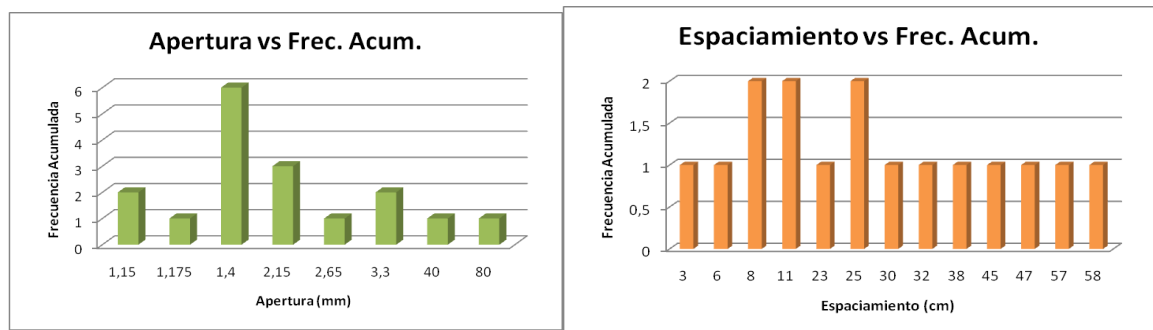


Figura 64 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada del tercer scanline del segmento I, sección de la Quebrada Itaibe

En el cuarto scanline la apertura promedio es de 1,75mm y el espaciamiento varía de 4 a 6cm.

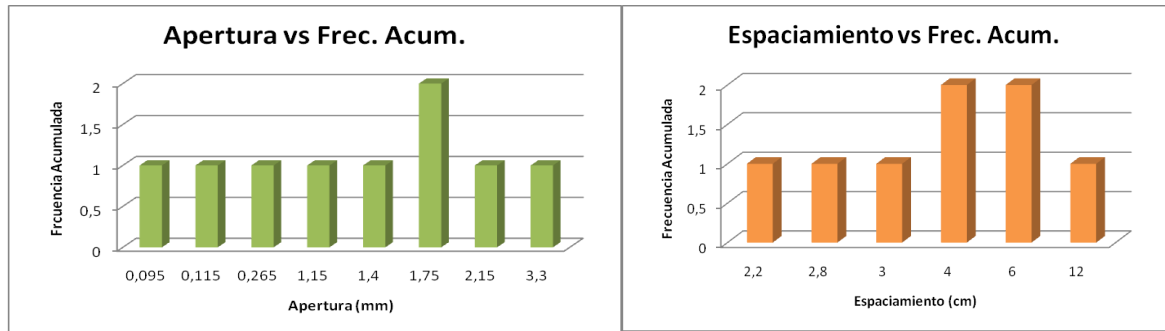


Figura 65 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada del cuarto scanline del segmento I, sección de la Quebrada Itaibe

6.1.2.3.3. Segmento II

En este segmento fue difícil la toma de scanlines debido a que el afloramiento no presentaba buenas zonas para la toma de los mismos, sin embargo la orientación preferencial de este segmento es N55° - 60°W, como se observa en diagrama de roseta.

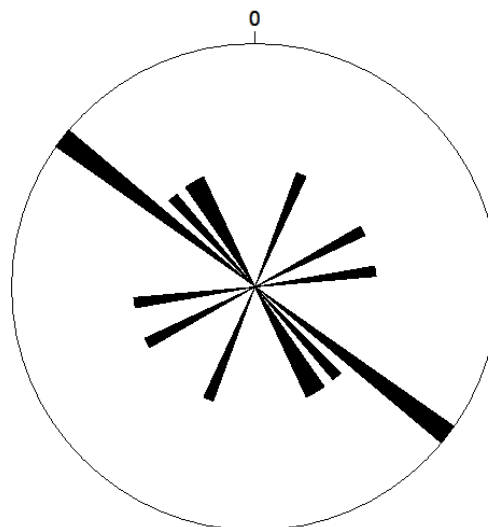


Figura 66 Diagrama de Roseta del segmento I sección de la Quebrada Itaibe

6.1.2.3.4. Segmento III

Este segmento se tomó un scanline

6.1.2.3.4.1. Orientación y Relleno

El primer Scanline presenta una longitud de 62m con una orientación de N62°E y un total de 11 fracturas en donde la mayoría de estas son abiertas y aparecen algunas rellenas, la orientación preferencial de esta

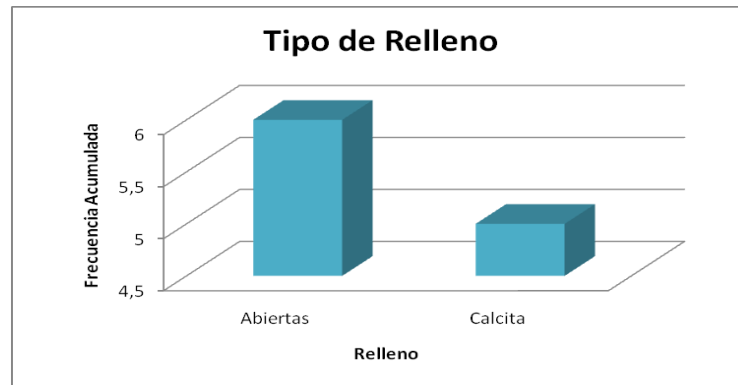


Figura 67 Histograma tipo de relleno vs frecuencia acumulada primer Scanline del segmento III sección de la Quebrada Itaibe.

La orientación preferencial de este segmento es N30° - 40°W.

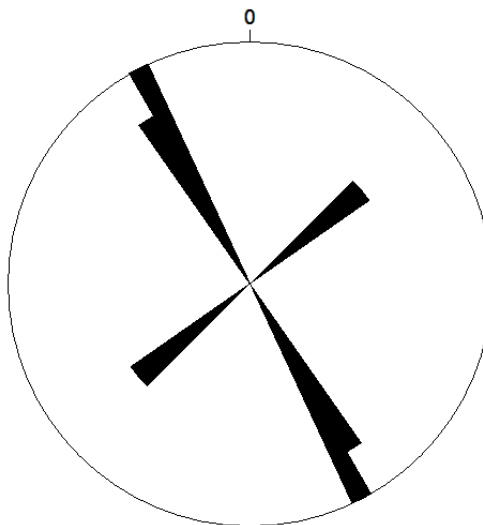


Figura 68 Diagrama de Roseta del segmento III sección de la Quebrada Itaibe

La orientación preferencial que se observa en la Quebrada Itaibe es de N20° - 30°W; N45° - 50°W y N55° - 65°E

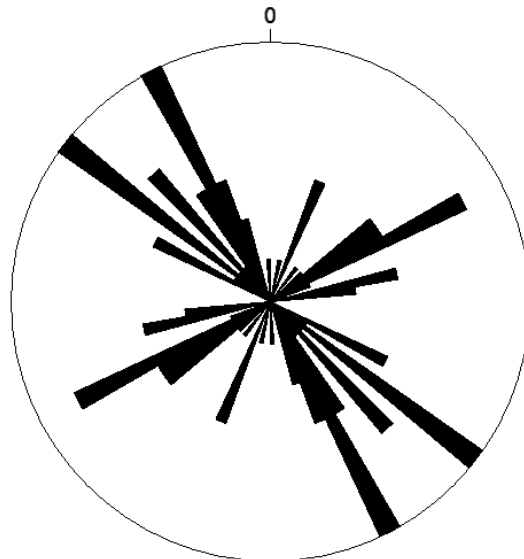


Figura 69 Diagrama de Roseta para la sección de la Quebrada Itaibe

6.1.2.3.4.2. Apertura y Relleno

En el primer scanline la apertura promedio varía de 5 a 10mm y espaciamento promedio es 1,5cm

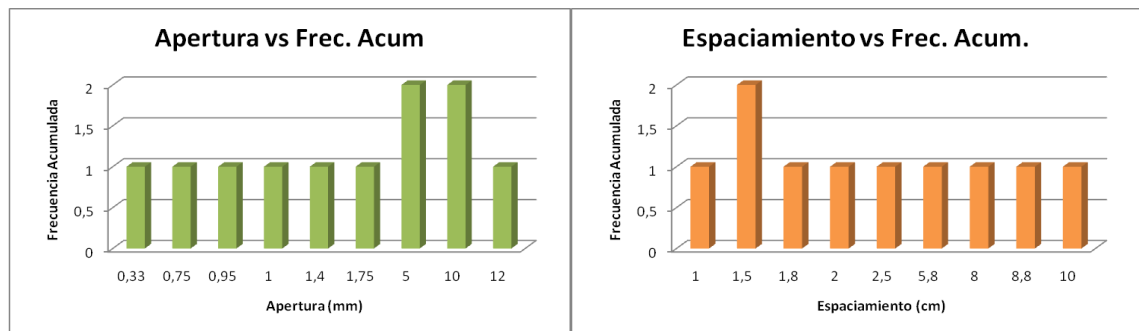


Figura 70 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamento vs Frecuencia Acumulada del primer scanline del segmento III, sección de la Quebrada Itaibe

6.1.2.4. Quebrada El Tobo

6.1.2.4.1. Localización

Se sitúa al Sur de la ciudad de Neiva, a 10 minutos después de la población de Timaná y en la carretera que conduce a Pitalito, en el desvio cerca del colegio de la vereda Mateorico, más arriba en la iglesia Santa Risa por el camino de herradura que lleva a la quebrada con coordenadas **X: 706.050** y **Y: 1123.600** finaliza en **X: 705.900** y **Y: 1123.850** en la plancha **IGAC 389-I-A**

6.1.2.4.2. Segmento I

Es la parte inferior del miembro Tetuán, se realizaron 4 scanlines donde el afloramiento lo permitió. Figura



Figura 71 Segmento I de la sección de la Quebrada El Tobo

6.1.2.4.2.1. Orientación y Tipo de Relleno

El primer scanline realizado en esta quebrada tiene una medida de 2.30 m y está orientado N52°W atravesando 9 fracturas que se encuentran abiertas, con una orientación preferencial de N41° - 44°E y N33° 35°W

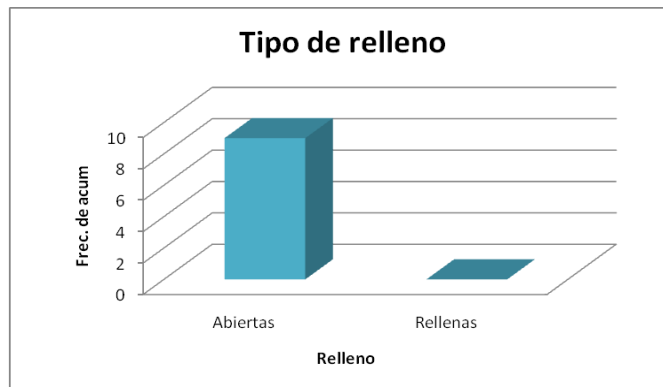


Figura 72 Histograma tipo de relleno vs frecuencia acumulada tercer Scanline del segmento I sección de la Quebrada el Tobo.

El segundo scanline de la quebrada tiene una dirección N50°E y una longitud de 2.25m cortando 18 fracturas que se encontraban abiertas totalmente.

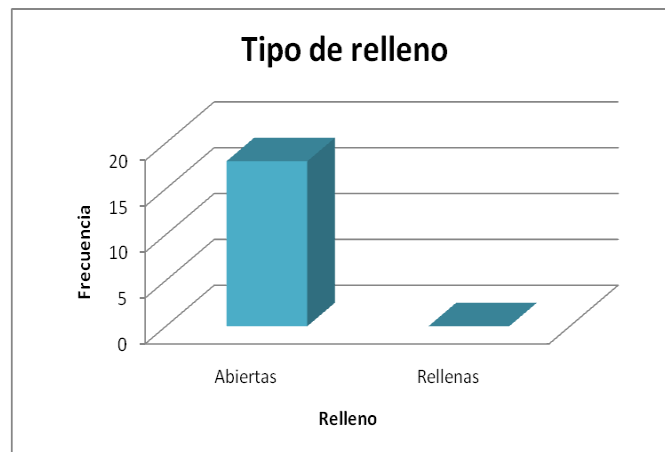


Figura 73 Histograma tipo de relleno vs frecuencia acumulada tercer Scanline del segmento I sección de la Quebrada el Tobo

El tercer scanline tomado tiene una longitud de 55cm y una orientación de N40°W, con un total de 4 fracturas, como se muestra en el siguiente histograma

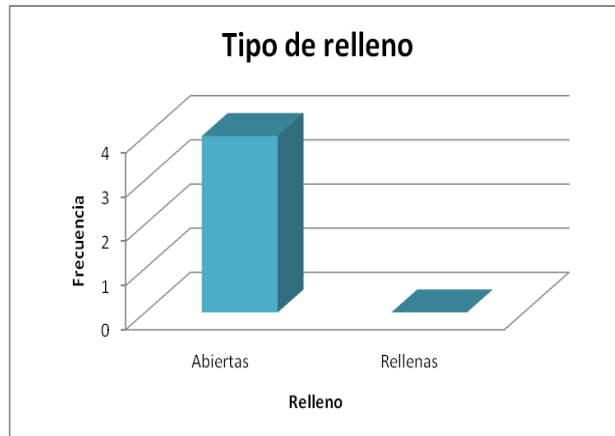


Figura 74 Histograma tipo de relleno vs frecuencia acumulada tercero Scanline del segmento I sección de la Quebrada el Tobo

La orientación preferencial del segmento I en la Quebrada el Tobo es de N40°W, como se observa en el diagrama de roseta

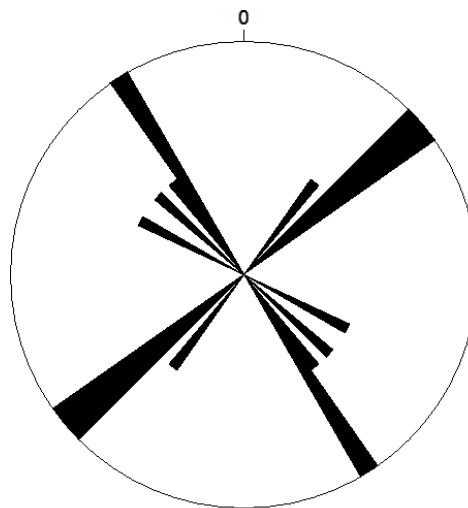


Figura 75 Diagrama de Roseta del segmento I sección de la Quebrada el Tobo

6.1.2.4.2.2. Apertura y Relleno

En el primer segmento se puede observar que la apertura promedio es de 5mm y el espaciamiento es muy homogéneo en esta sección, como se aprecia en los histogramas.

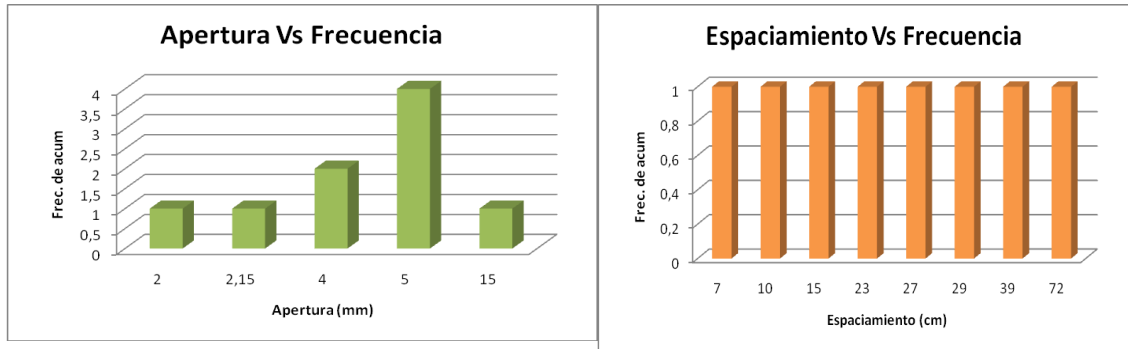


Figura 76 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada del primer scanline del segmento I, sección de la Quebrada el Tobo

En el segundo scanline la apertura promedio es de 10mm y el espaciamiento promedio es de 10cm.

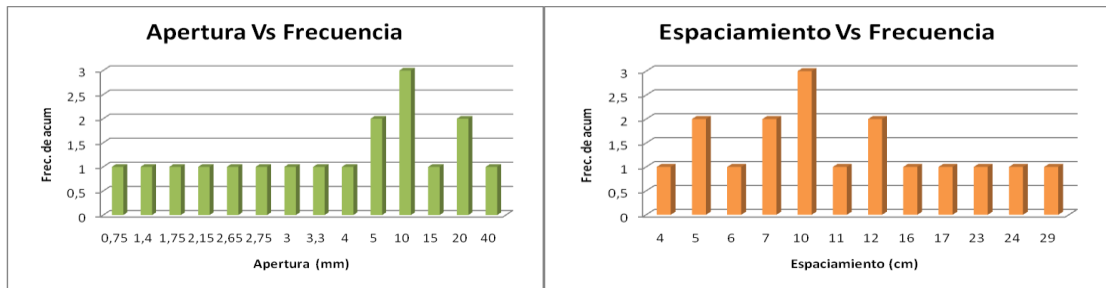


Figura 77 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada del segundo scanline del segmento I, sección de la Quebrada el Tobo

El tercer scanline se puede observar que la apertura y el espaciamiento presentan una homogeneidad, y va de 1,4 a 3,3mm en la apertura y de 6.2 a 20cm en el espaciamiento

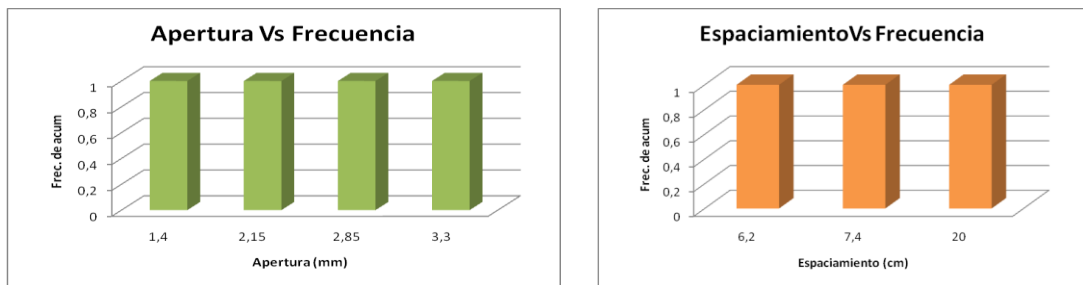


Figura 78 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada del tercer scanline del segmento I, sección de la Quebrada el Tobo

La apertura promedio para el primer segmento de la Quebrada el tobo es mayor a 5mm y el espaciamiento varía de 5 a 10cm.

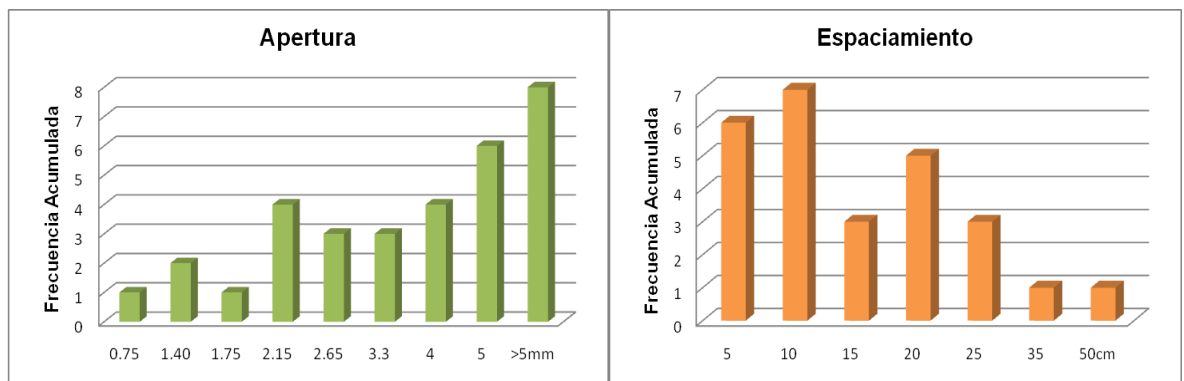


Figura 79 Histograma Apertura vs frecuencia acumulada y Espaciamiento vs Frecuencia Acumulada del segmento I, sección de la Quebrada el Tobo

6.1.2.4.3. Segmento III

En este segmento no fue posible tomar scanline debido a la dificultad del acceso a los afloramientos, sin embargo se realizo la toma de datos estructurales mostrando la orientación predominante de este segmento la cual es N47° - 60°E

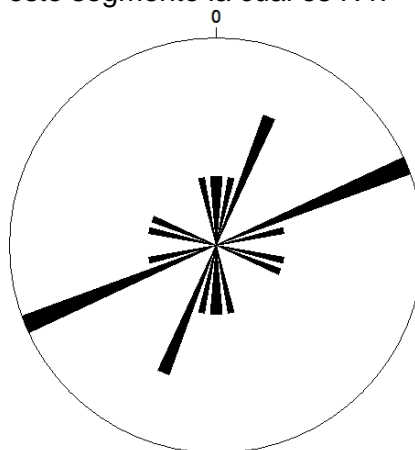


Figura . Diagrama de Roseta del segmento III, sección de la Quebrada el Tobo

Debido a esto se concluye que la orientación preferencial para la Quebrada el Tobo es N40°W y N47°E

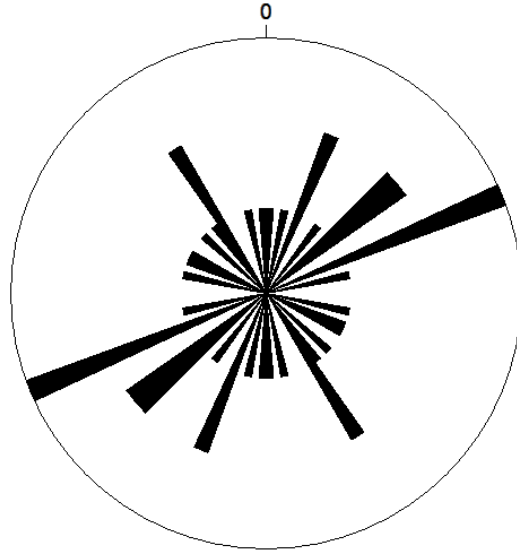


Figura 80 Diagrama de Roseta para la sección de la Quebrada el Tobo

Una vez calculadas las orientaciones para cada uno de los segmentos pertenecientes a las Calizas de Tetuán en las diferentes Quebradas, se da como resultado el siguiente mapa de orientaciones preferenciales, en donde se aprecia la predominancia de dos familias de fracturas principales con orientación de N35°-60°E para la primera familia y N30°-50°W para la segunda familia.

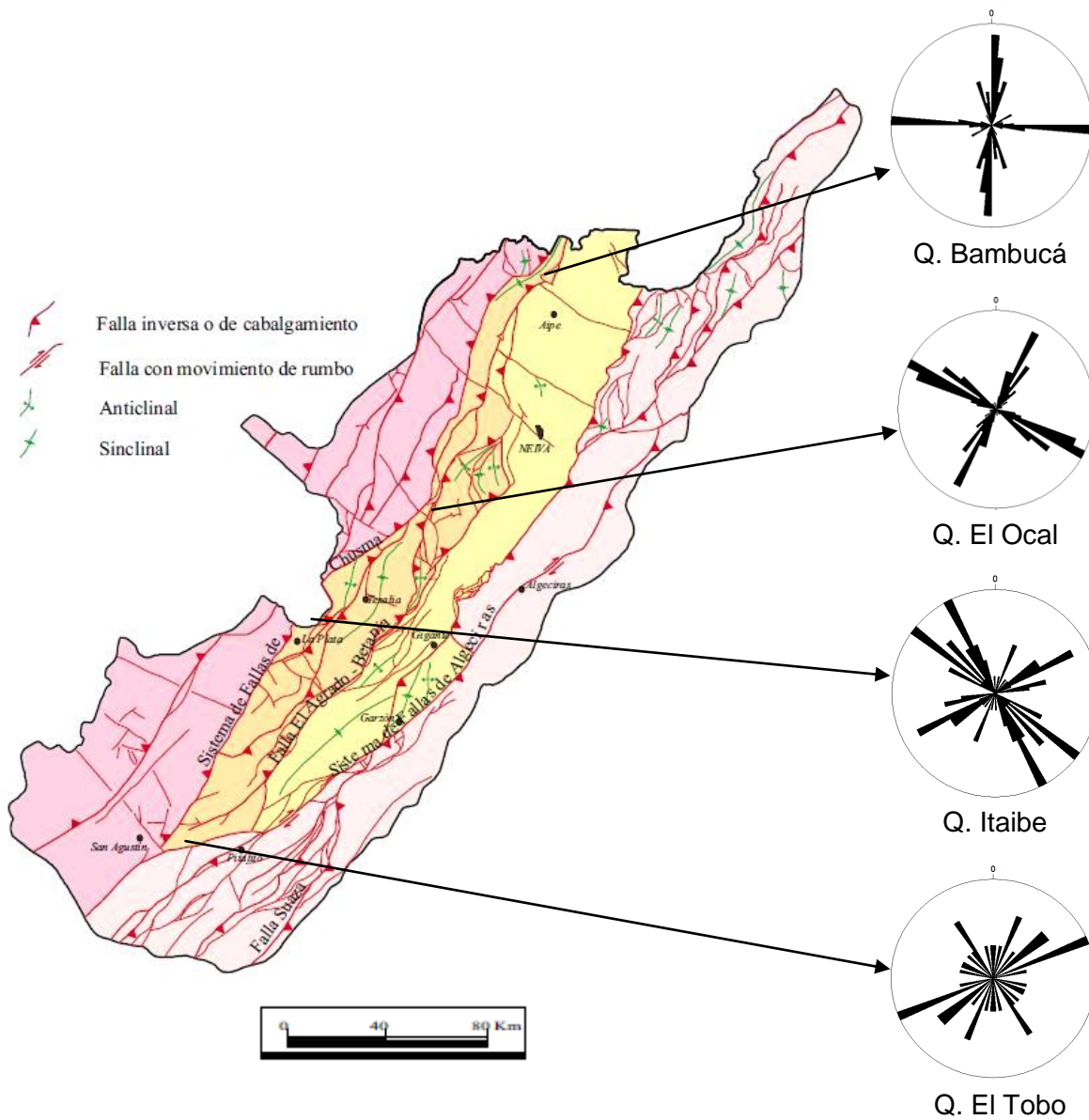


Figura 81 Mapa de orientaciones preferenciales para las Calizas de Tetuán, como resultado de datos tomados en la Quebradas Bambucá, El Ocal, Itaibe y El Tobo.

6.1.3. Intensidad de Fracturamiento

Después de realizar los gráficos estadísticos para cada *scanline* se procede a hacer el cálculo de la intensidad de fracturamiento en cada quebrada. La intensidad de fracturamiento se define como el número de fracturas dividido en la longitud del *scanline*

(Ec. 1), para así determinar la cantidad de éstas por metro lineal (Tomado de: Borrero, M., 2003)

$$IF = \frac{N^{\circ} \text{ Fracturas}}{\text{Longitud del Scanline}} \quad (1)$$

6.1.3.1. Quebrada Bambucá

Se hizo el cálculo del índice de fracturamiento con un *scanline* de longitud 1,02 m, aplicando la formula (1). Se obtuvieron los siguientes resultados para la zona:

IF	N° Frac	Longitud scl (m)
14	14	0,946
9	4	0,44

Tabla 1 Intensidad de fracturamiento en la quebrada Bambucá.

6.1.3.2. Quebrada El Ocal

IF	N° Frac/	Longitud scl (m)
15	28	1,88
16	15	0,94
15	23	1,54
21	40	1,88
19	35	1,88
7	28	3,77
12	41	3,5
9	28	3
6	7	1,2
4	5	1,14
5	10	2,1
3	4	1,3
3	5	1,5

Tabla 2 Intensidad de fracturamiento en la quebrada El Ocal.

6.1.3.3. Quebrada Itaibe

IF	N° Frac	Longitud (m)	scl
1	11	8,7	
1	8	6,4	
4	17	4,5	
5	3	0,56	
18	11	0,62	

Tabla 3 Intensidad de fracturamiento en la quebrada Itaibe.

6.1.3.4. Quebrada El Tobo

IF	N° Frac	Longitud (m)	scl
4	9	2,3	
8	18	2,25	
7	4	0,55	

Tabla 4 Intensidad de fracturamiento en la quebrada El Tobo.

A continuación se muestra el mapa de Intensidad de Fracturamiento, cabe señalar que según los datos tomados en campo la Quebrada Bambucá y El Ocal parecerían que presentan los mayores fracturamientos, pero esto solo se debe a que en ellos se efectuó mayor toma de datos, pero en campo se observó que la Quebrada que mayor fracturamiento presenta es la Quebrada El Tobo, la toma de datos de esta quebrada fue mínima debido al acceso de los afloramientos y al estado de estos.

6.1.4. Determinación de porosidades a partir de datos tomados en afloramientos

La porosidad de un material puede ser de dos tipos: porosidad de matriz o primaria, y porosidad de fractura o secundaria. Para realizar este cálculo se hace necesario tener en cuenta que la porosidad en el caso de este estudio es solamente secundaria, de lo cual se obtiene la siguiente fórmula:

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t}$$

Φ = Porosidad.

V_p = Volumen poroso.

V_t = Volumen total.

Y el V_p es:

$$V_p = IF * V_{pf}$$

V_{pf} = Volumen poroso de las fracturas.

IF = Intensidad de fracturamiento.

Y

$$V_{pf} = \pi r^2 * H_f$$

H_f = Apertura de la fractura.

Borrero trabaja con esta fórmula, pero en núcleos de perforación (Arango, 2003, en Borrero, 2003). Teniendo en cuenta que se aplicó el *pavement map* en campo, esta fórmula se modifica para el área de un cubo cuyos lados son "l" que correspondería a una arista del *pavement map*. La fórmula quedaría de la siguiente manera:

$$V_{pf} = l^3 \cdot HF$$

Y

$$V_t = l^3$$

l = Arista del cubo.

En este orden de ideas, la fórmula queda planteada de la siguiente manera:

$$\Phi = \frac{IF \cdot Hf}{l} \quad (2)$$

Con la Ecuación 2 podemos calcular la porosidad secundaria de la zona estudiada. A continuación se muestran los resultados obtenidos al aplicar esta fórmula.

Para determinar estas porosidades se tuvieron en cuenta solamente las fracturas naturales abiertas, debido a que ellas favorecen el flujo de fluidos en una formación.

6.1.4.1. Quebrada Bambucá

Φ (%)	IF	Hf (mm)
3,6 %	14	2,65
4,5 %	14	3,3
5,5 %	14	4
6,9 %	14	5
13,7 %	14	10
27,5%	14	20

Tabla 5 Porosidad determinada a partir de *scanlines* en la quebrada Bambucá.

De acuerdo a la tabla anterior se tiene que las porosidades son de 3,6 % para las de 2,65 mm y de 27,5 % para las de 2 cm. En este caso se tomaron fracturas completamente abiertas, es decir, que puedan permitir el flujo de fluidos.

6.1.4.2. Quebrada El Ocal

Φ %	IF (frac/ m)	Hf (mm)
1,2 %	16	0,75
1,5 %	16	0,95
2,2 %	16	1,4
3,4 %	16	2,15
4,2 %	16	2,65
7,8 %	16	5

Tabla 6 Porosidad determinada a partir de *scanlines* en la quebrada El Ocal.

Este cálculo de porosidad se hizo para el *scanline* 1.2 y muestra porosidades bajas desde 1,2 % hasta 7,8%, considerando que todas las fracturas son abiertas.

Para el *scanline* 1,8 se tienen los siguientes resultados de porosidad:

Φ %	IF (fract/ m)	Hf (mm)
0,02 %	9	0,075
0,1 %	9	0,215
0,1 %	9	0,33
0,1 %	9	0,5
0,2 %	9	0,62
0,2 %	9	0,75
0,3 %	9	0,95
0,3 %	9	1,15
0,4 %	9	1,4
0,5 %	9	1,75
0,6 %	9	2,15
1,0 %	9	3,3
1,2 %	9	4

Tabla 7 Porosidad determinada a partir de *scanlines* en la quebrada El Ocal.

Podemos observar que los valores de porosidades disminuyen debido a la densidad de fracturamiento y a su apertura, que es mucho menor comparada con los otros *scanlines*.

Para el *scanline* 1,9 tenemos lo siguiente:

Φ %	IF (fract / m)	Hf (mm)
0,03 %	6	0,05
1,6 %	6	2,65
2,9 %	6	5
4,1 %	6	7
5,9 %	6	10
8,8 %	6	15

Tabla 8 Porosidad determinada a partir de *scanlines* en la quebrada El Ocal.

En esta tabla se muestran valores más altos de porosidad comparados con el *scanline* anterior. Pese a tener un menor índice de fracturamiento, éste presenta una mayor porosidad debido a que las aperturas de las fracturas son mayores, con un valor de 8,8 % de porosidad.

En el segundo segmento tenemos un cálculo de porosidades:

El *scanline* 2.2 muestra mayores valores de porosidad en esta quebrada, con un valor de 11,8 % para las fracturas de 4 cm y 0,6 % para las fracturas de 2 mm.

Φ %	IF (fract / m)	Hf (mm)
0,6 %	3	2
1,5 %	3	5
2,9 %	3	10
11,8 %	3	40

Tabla 9 Porosidad determinada a partir de *scanline* en el segmento 2 de la quebrada El Ocal.

6.1.4.3. Quebrada Itaibe

Se aplica la fórmula en el segmento 1 con el scanline 1.4.

Φ %	IF (fract /m	Hf (mm)
0,1 %	5	0,095
0,1 %	5	0,115
0,3 %	5	0,265
1,2 %	5	1,15
1,4 %	5	1,4
1,8 %	5	1,75
2,2 %	5	2,15
3,3 %	5	3,3

Tabla 10 Porosidad determinada a partir de *scanlines* en la quebrada Itaibe.

Estos datos de porosidades, calculados a partir de la consideración de que la porosidad era solamente secundaria, son valores estimados y pueden variar con la medición exacta debido a que no se consideran que las fracturas estén rellenas. Con el cálculo de las porosidades se pretende realizar un mapa de porosidades de cada quebrada y luego compararlo con datos analizados en el laboratorio de mecánica de rocas del ICP, tales como con los datos de los registros y los datos sísmicos.

6.1.4.4. Quebrada El Tobo

Se realiza el cálculo de porosidades en el segmento 1 con el scanline 1.2.

Φ %	IF (fract/ m)	Hf (mm)
0,1 %	4	0,75
0,3%	4	1,4
0,3 %	4	1,75
0,4 %	4	2,15
0,5 %	4	2,65
0,6 %	4	3
0,8 %	4	4
1,0 %	4	5
2,0 %	4	10
2,9 %	4	15
3,9 %	4	20
7,8 %	4	40

Tabla 11 Porosidad determinada a partir de *scanlines* en la quebrada El Tobo.

Estos valores de porosidades son bajos: desde 0,1% en las fracturas de 0,75 mm hasta 7,8% en las aperturas de 4 mm.

6.2. Caracterización de Fracturas a partir de Registros Eléctricos

Para una buena caracterización de un reservorio se hace necesaria la correlación de registros eléctricos. Con éstos podemos ver cómo se comporta la unidad en el área de interés. Se tomaron dos zonas para hacer las correlaciones de los registros, una en la parte noreste del campo Tenay y la segunda zona en el campo Tenay (Figura 83). Se encontraron tres segmentos que fueron definidos de acuerdo al comportamiento de los registros, los cuales mostraban variaciones en sus respuestas. Esto se pudo observar en las correlaciones hechas. Estos límites no serán exactamente iguales a los definidos en superficie debido a la resolución de la herramienta.

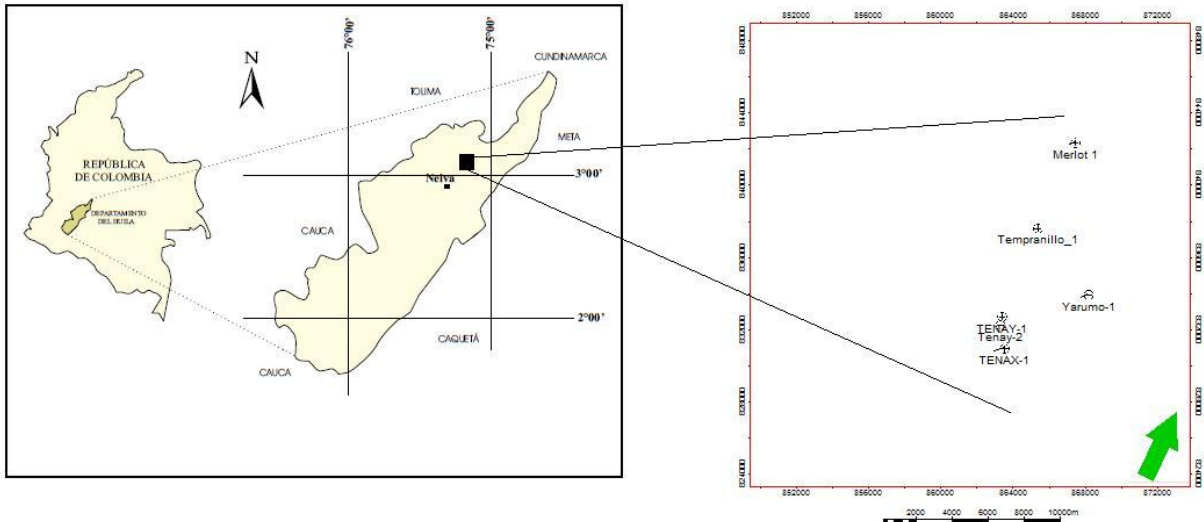


Figura 83 Mapa de localización de los pozos utilizados para la correlación.

En esta correlación se utilizaron 6 pozos localizados en la Subcuenca de Neiva. Sus coordenadas se registran en la tabla 12

Pozo	Coordenada X	Coordenada Y
Merlot-1	867.105	842.270
Tempranillo-1	865.372	837.659
Yarumo-1	868.116	833.950
Tenay-1	863.394	832.765
Tenay-2	863.299	832.306
Tenax-1	863.390	830.961

Tabla 12 Coordenadas de los pozos utilizados en la correlación. Coordenadas origen Bogotá.

El límite inferior para las calizas está definido por el tope de las arenas de la Formación Caballos, y su límite superior está marcado por el Shale de Bambucá cuyo registro GR presenta un comportamiento homogéneo debido al shale en esta unidad (Figura 84).

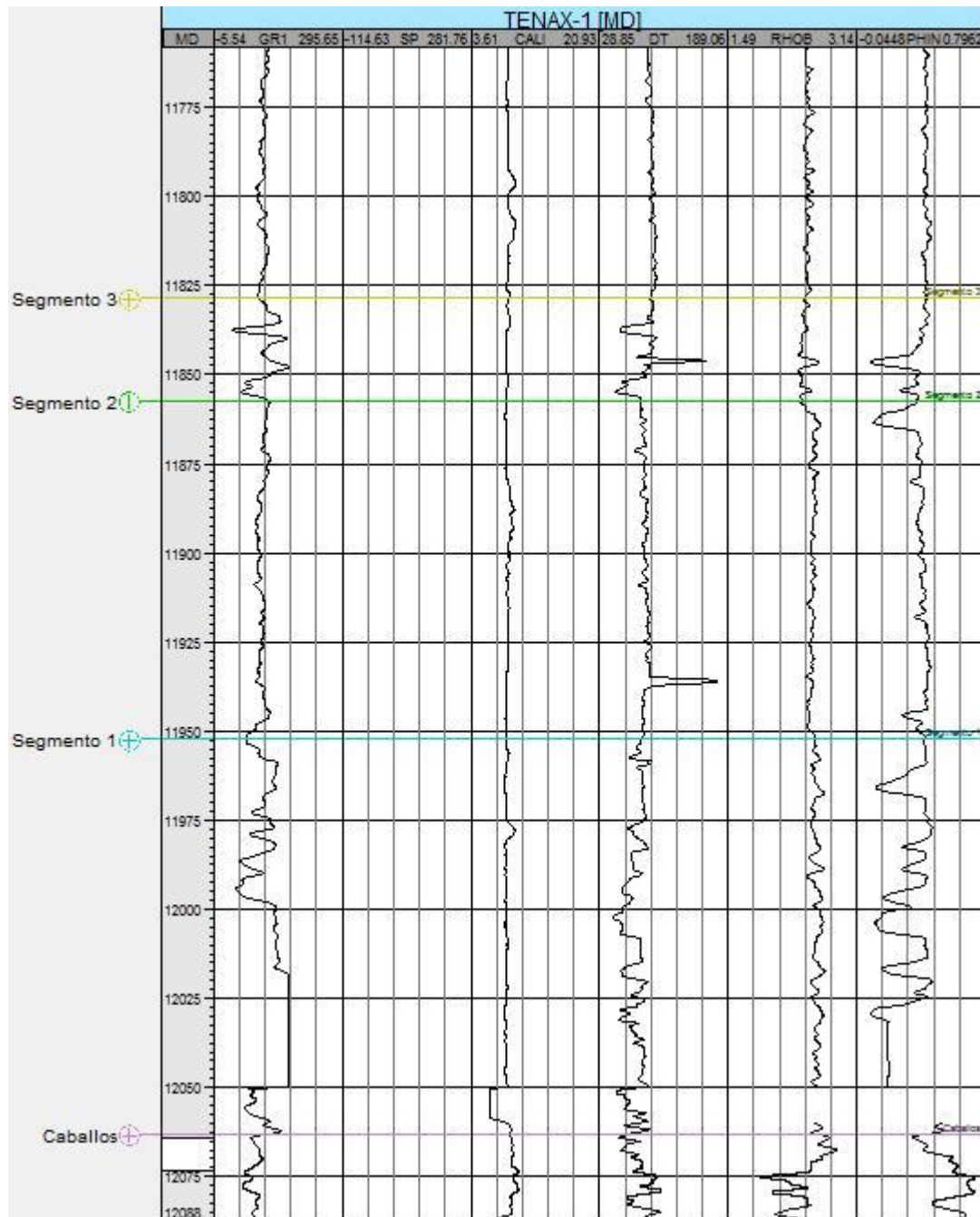


Figura 84 Imagen del pozo Tenax-1 con algunos de los registros utilizados. Se muestran los diferentes segmentos en los que fueron divididas las calizas de Tetuán.

6.2.1. Correlación 1

En esta zona se trabajaron 3 pozos: Merlot-1, Tempranillo-1 y Yarumo-1. En esta correlación se puede observar la continuidad de todos los segmentos (1, 2 y 3). Se aprecia un aumento de espesor del segmento 1 en el pozo Merlot-1 que se encuentra más al norte de esta zona. En el segmento 2 se observa un mayor espesor en el pozo Yarumo-1, mientras que en los otros dos pozos éste se mantiene constante. El segmento 3 tiene una disminución significativa de su espesor en el pozo Yarumo-1 como se muestra en la figura 85.

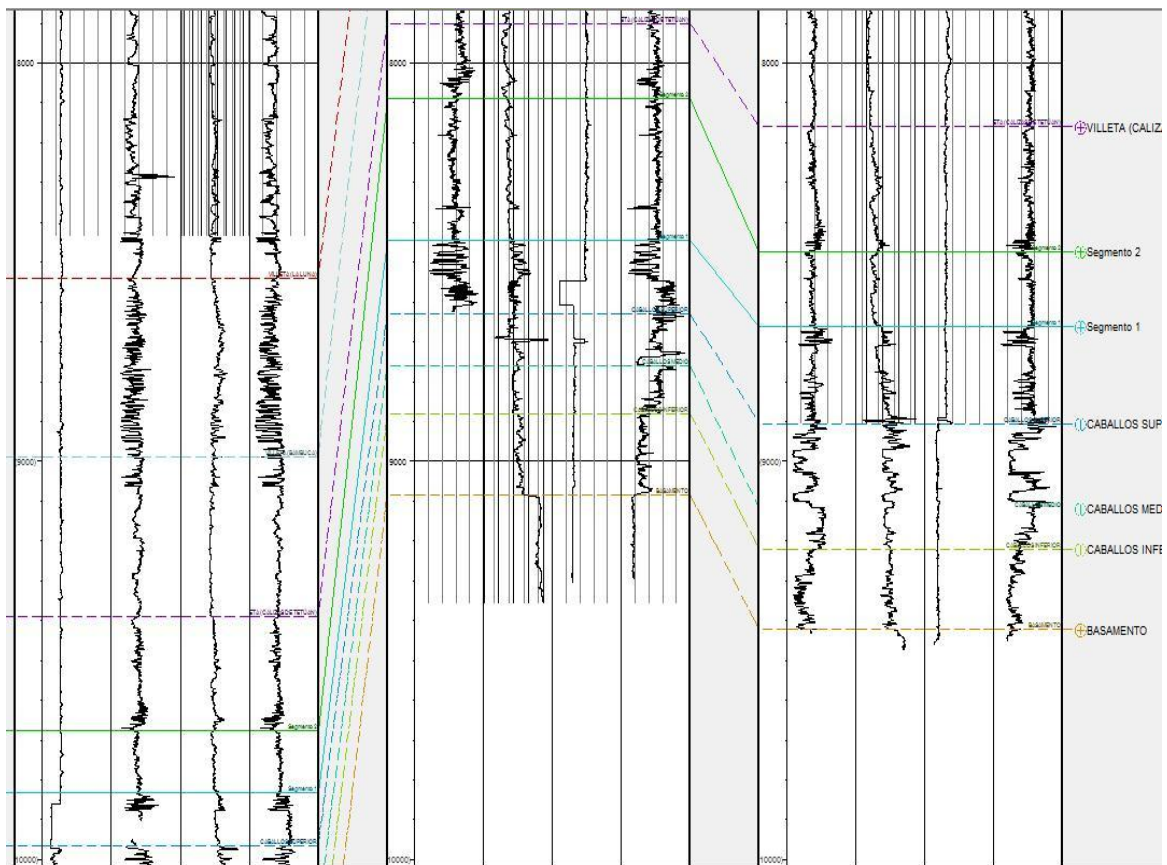


Figura 85 Correlación 1. Pozos Merlot-1, Tempranillo-1 y Yarumo-1.

6.2.2. Correlación 2

Se utilizaron los pozos Tenax-1, Tenay-1 y Tenay-2 como se muestra en la figura 86.

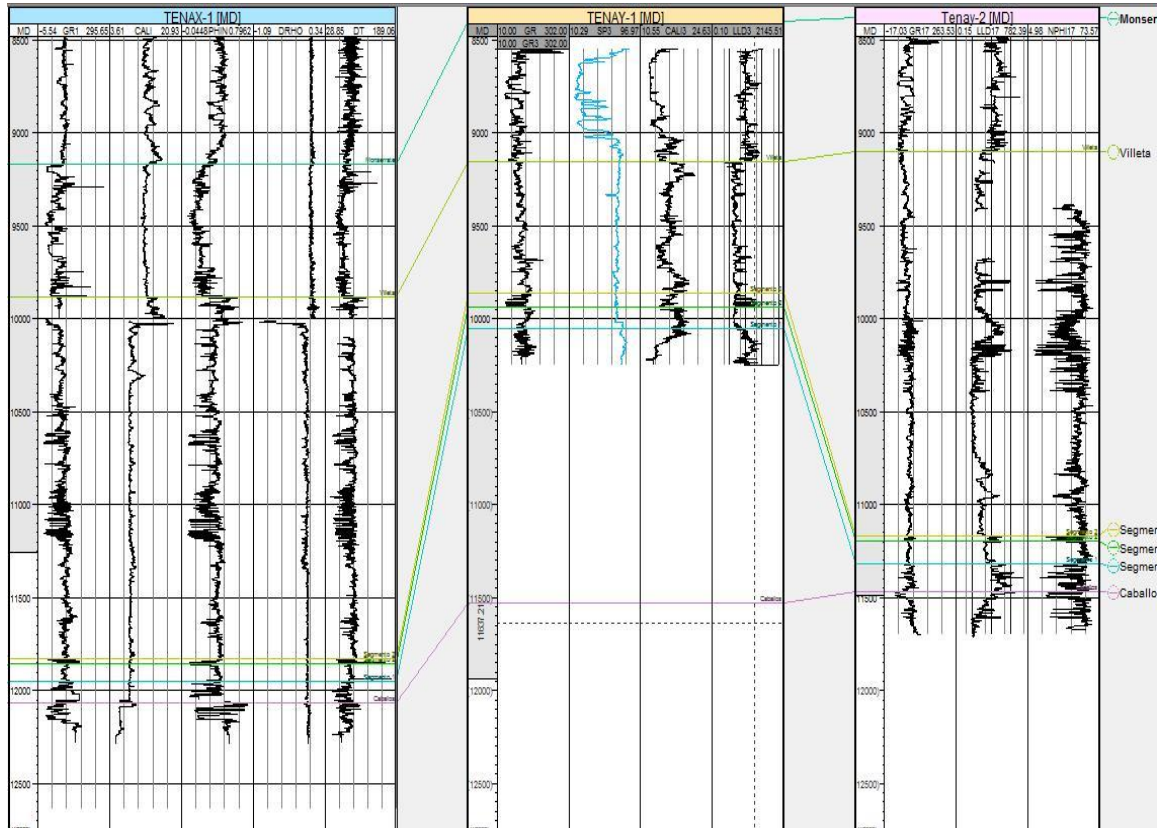


Figura 86 Correlación 2. Pozos Tenax-1, Tenay-1 y Tenay-2.

A partir de esta correlación se puede determinar la continuidad lateral de los segmentos, los cuales conservan su espesor en todos los pozos.

6.2.3. Determinación de Porosidad

La porosidad de la roca puede ser determinada a partir de los registros de densidad, neutrón y sónico. La respuesta de estas herramientas es afectada por el volumen poroso, las fracturas, el fluido de saturación y la matriz de la formación (Aguilera, 1995). Las herramientas también se ven afectadas por el volumen de arcilla (Vsh) dentro y alrededor

de la capa. De acuerdo a los datos obtenidos en los registros los valores son más altos que los obtenidos en muestra de mano.

6.2.3.1. Registro Densidad (Rho_b)

Éste es un registro de porosidad que mide la densidad de electrones en la formación. Para calcular la porosidad se usa la siguiente fórmula:

$$\Phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (1)$$

Donde:

Φ_d = Porosidad densidad.

ρ_{ma} = Densidad de la matriz.

ρ_b = Densidad de la formación.

ρ_f = Densidad del fluido.

Con esta fórmula se calcula la porosidad total de los segmentos del miembro Tetuán. La densidad de la matriz fue tomada como 2,71 y la densidad de fluido fue de 1.0 para lodos frescos (Asquit, 1985).

6.2.3.2. Porosidad Neutrón (Nphi)

El cálculo de la porosidad con esta herramienta se hace de manera directa, es decir, no es necesario el empleo de fórmulas, el dato se lee directamente del registro.

6.2.3.3. Porosidad Sónico (Dt)

El cálculo de porosidad mediante este registro se hace con la ecuación de Wyllie, la cual relaciona los tiempos de tránsito a través de diferentes matrices.

$$\phi_s = \frac{\Delta T_{log} - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}}$$

Donde:

ϕ_s = Porosidad obtenida del registro sónico.

ΔT_{log} = Tiempo de tránsito a partir del registro.

ΔT_{ma} = Tiempo de tránsito de la matriz.

ΔT_f = Tiempo de tránsito del fluido. 189 para lodos frescos (Tomado de Asquith).

De acuerdo al análisis de los registros eléctricos que permiten determinar porosidades, como neutrón, densidad, sónico, se obtuvieron los siguientes resultados de los pozos TENAX-1 (Tabla 13).

Pozo	NEUTRÓN	DENSIDAD	SÓNICO
TENAX-1			
Segmento 1	6 %	7 %	6.2 %
Segmento 2	1.2 %	9.5 %	19 %
Segmento 3	29 %	3.8 %	6.8 %

Tabla 13 Porosidad a partir de registros.

En la quebrada El Ocal, cercana al campo Tenay, se hizo un muestreo de los diferentes segmentos del miembro Tetuán que posteriormente se analizó en el laboratorio de geomecánica del ICP (Ecopetrol). Estos datos arrojaron datos de porosidades muy bajos comparados con los obtenidos en los registros. Las permeabilidades también son muy bajas. A continuación se muestra la tabla de resultados.

Porosidad (%)	Permeabilidad Klinkenberg		Permeabilidad al Aire	
	(md)	(\square m2)	(md)	(\square m2)
0,0	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
0,2	2,00E-04	1,97E-07	5,00E-04	4,93E-07
0,0	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
0,0	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
0,1	1,00E-04	9,87E-08	3,00E-04	2,96E-07
1,7	1,50E-03	1,48E-06	3,80E-03	3,75E-06
0,7	1,10E-03	1,09E-06	2,90E-03	2,86E-06
0,0	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
N.D	1,00E-05	9,87E-09	1,00E-05	9,87E-09
N.D	1,00E-05	9,87E-09	1,00E-05	9,87E-09
0,2	1,34E-04	1,32E-07	4,58E-04	4,52E-07

Tabla 14 Porosidades y permeabilidades a partir de muestras de mano en la Quebrada El Ocal.

De acuerdo al análisis de los registros eléctricos y a los datos tomados de afloramiento, tales como bajas porosidades, bajas permeabilidades y las fracturas naturales caracterizadas en campo que presentan altas permeabilidades, es posible clasificar las calizas de Tetuán como un reservorio tipo “A” en el sentido de Aguilera, según el cual en este tipo de reservorios el volumen de hidrocarburos se encuentra almacenado en los poros de la matriz y una pequeña cantidad en las fracturas. En este tipo de reservorios la matriz posee bajas permeabilidades y las fracturas presentan altas permeabilidades.

6.2.4. Intensidad de Fracturamiento a partir de registros de imagen EMI

La intensidad de fracturamiento es el número de fracturas naturales halladas en un intervalo de profundidad determinado. Para este caso el intervalo escogido fue de 2 pies y se hizo el conteo de las fracturas naturales.

$$IF = \frac{\# \text{ DE FRACTURAS}}{\text{INTERVALO DE PROFUNDIDAD}}$$

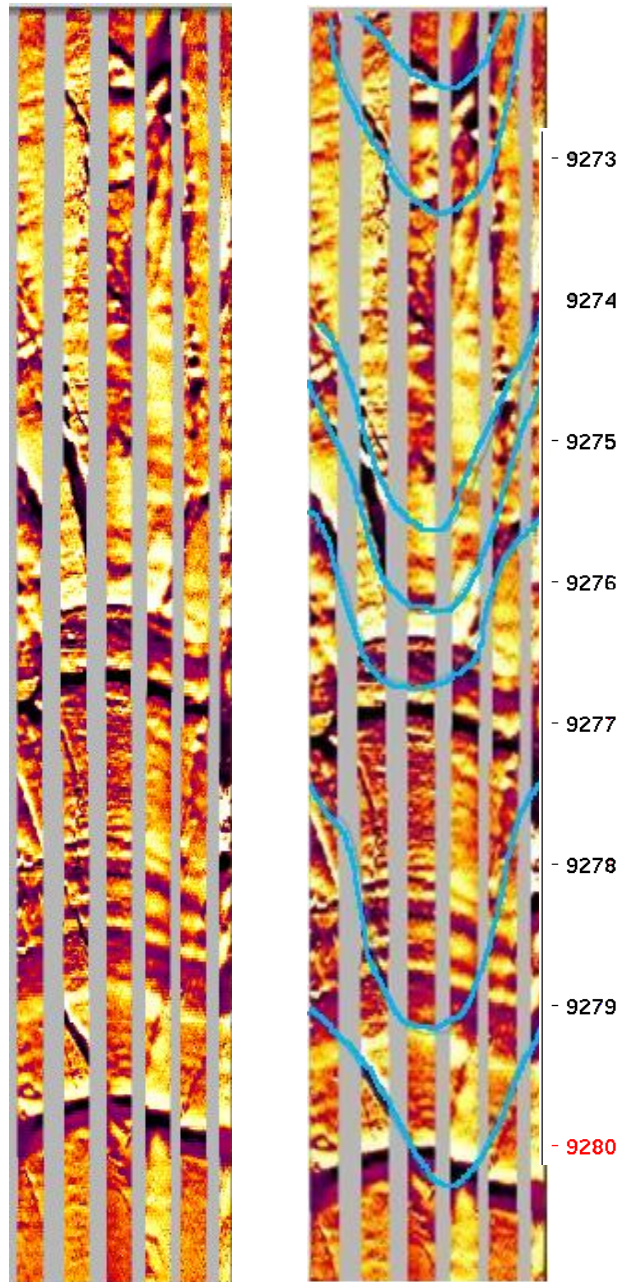


Figura 87 Identificación de fracturas naturales en registros EMI.

Para el intervalo de 9270 hasta 9280 se tiene que hay 7 fracturas por cada 10 pies, lo cual da como resultado una IF de 0,7. En este análisis se debe tener en cuenta que la intensidad de fracturamiento es menor que la real debido a que el registro de imagen enmascara algunos detalles de la formación. Para hallar el IF correcto es necesario hacer correlaciones con los núcleos de perforación (si se tienen) y comparar los datos obtenidos.

Para hallar la dirección (rumbo) y orientación (buzamiento) de las fracturas halladas en el registro de imagen se tomó el registro de dip-azimuth. Estos datos se ingresaron al programa STERONET 3.1 para hacer los diagramas rosas y así obtener el patrón de estas fracturas. Se caracterizaron 7 fracturas naturales encontradas en el intervalo de interés. Después de graficar en el STERONET se tiene el siguiente resultado para el pozo TENAX-1. Una orientación preferencial de N25°W que sigue el patrón determinado en campo y obedece al patrón regional de la zona.

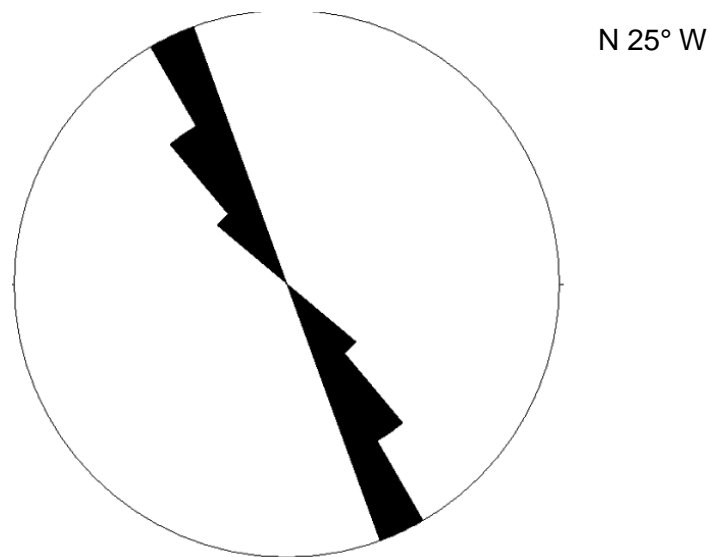


Figura 88 Diagrama de rosetas de fracturas naturales, identificada en el registro de imagen EMI.

La información proporcionada consta de 197 líneas *inline* enumeradas desde 6960 hasta la 7157. Las líneas *crossline* (perpendiculares a las *inline*) son 704 y van desde la 3496 hasta la 4200. Éstas serán trabajadas en el software PETREL. A continuación se muestra el cubo de trabajo (figura 90).

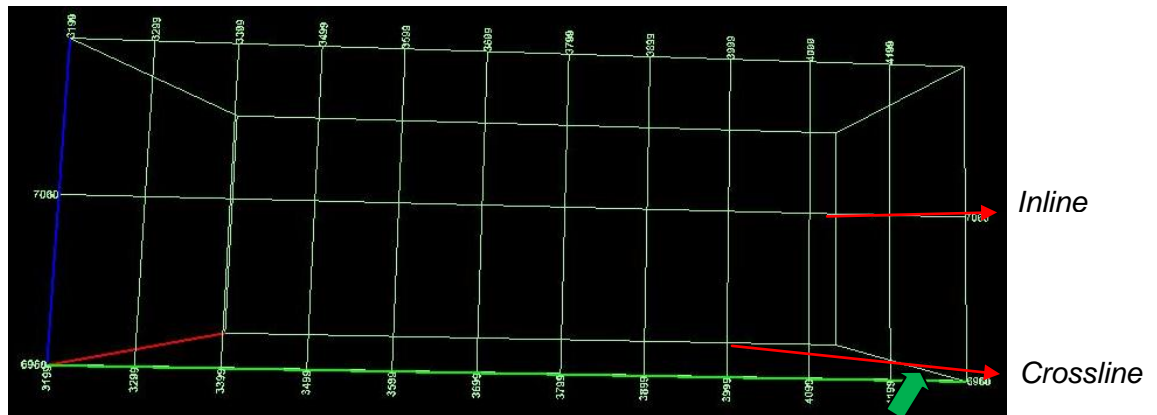


Figura 90 Cubo sísmico del área de trabajo: *Inline* 6960 – 7157 y *Crossline* 3496 – 4200, en el software PETREL.

El área de estudio se halla en la Subcuenca de Neiva, la cual es una depresión elongada con rumbo SW – NE. En ella predominan sistemas de fallas de cabalgamiento con vergencia al Este.

Para la interpretación de las fallas se emplearon siete (7) pozos (figura 91), los cuales fueron cargados en el software PETREL. Estas fallas fueron trabajadas en los *inline* en un intervalo de 20 líneas.

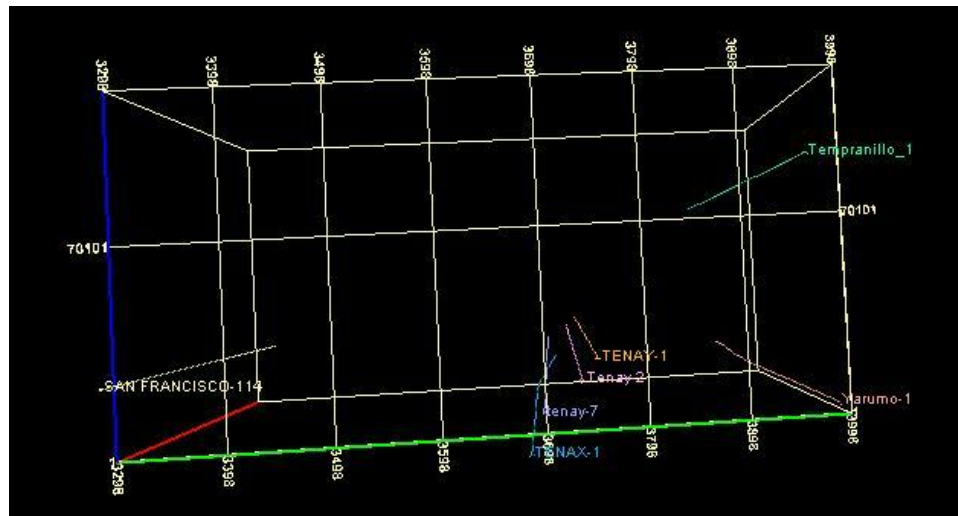


Figura 91 Pozos del área de trabajo.

En el área de trabajo se observan dos fallas principales: la Bache, que es una falla de cabalgamiento del Sistema de Fallas de Chusma. Presenta una vergencia al suroriente y sirve de límite occidental al bloque donde se encuentra el campo Tenay. Un esquema de la falla se observa en la figura 92. Por otra parte, la falla Tenay es una falla inversa con vergencia al Este. Sirve de sello al Oriente para el campo Tenay, el cual está ubicado en el bloque levantado de la falla (parte occidental).

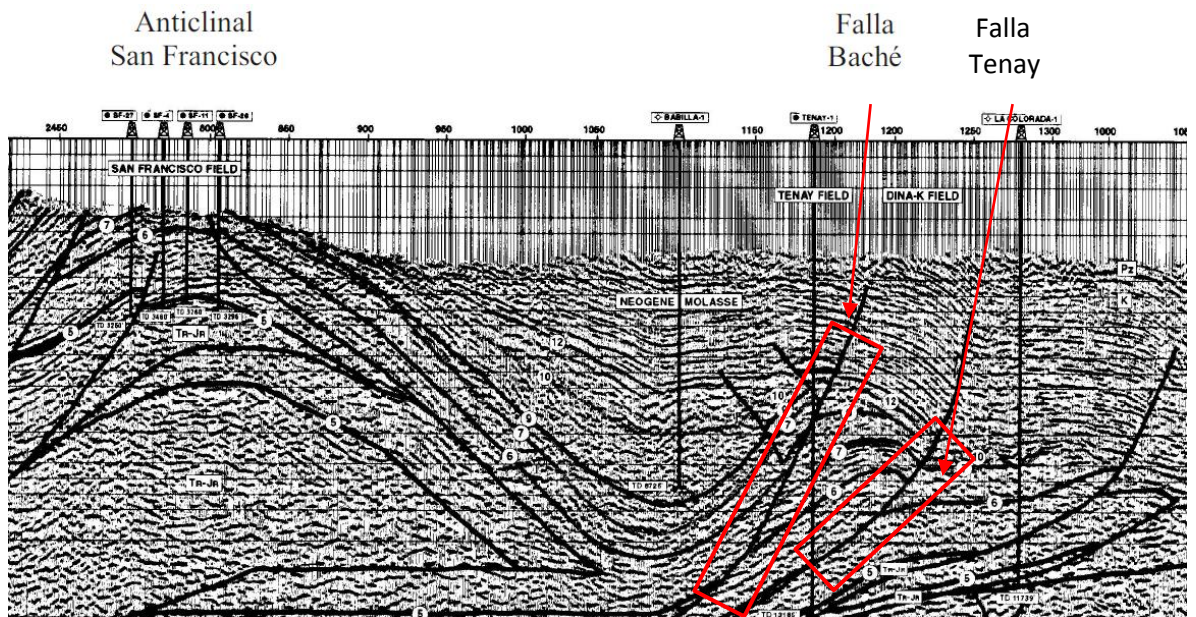


Figura 92 Línea Regional 9 – Atlas sísmico de Colombia. Localización de la Falla Bache. (Tomado de La Memoria del Huila, 2001).

En la interpretación de las líneas sísmicas se tuvo en cuenta el amarre de los topes de cada una de las Formaciones que allí se presentan, haciendo énfasis en los pozos que tenían el tope de las Calizas de Tetuán, ya que estos sirven como referencia al momento de empezar la interpretación.

Como se puede observar en la línea sísmica, la falla Bache fue trazada teniendo en cuenta la continuación de los reflectores en la parte derecha y la discontinuidad de los reflectores de la izquierda (Figura 93), ya que en la sísmica este contacto es tomado como presencia de fallas en el sitio del análisis.

Esto fue corroborado con trabajos realizados anteriormente en esta área, como se puede observar en la figura 92

Este mismo criterio se tuvo en cuenta para la interpretación de la falla Tenay que se encuentra más hacia el sureste de la Falla Bache.

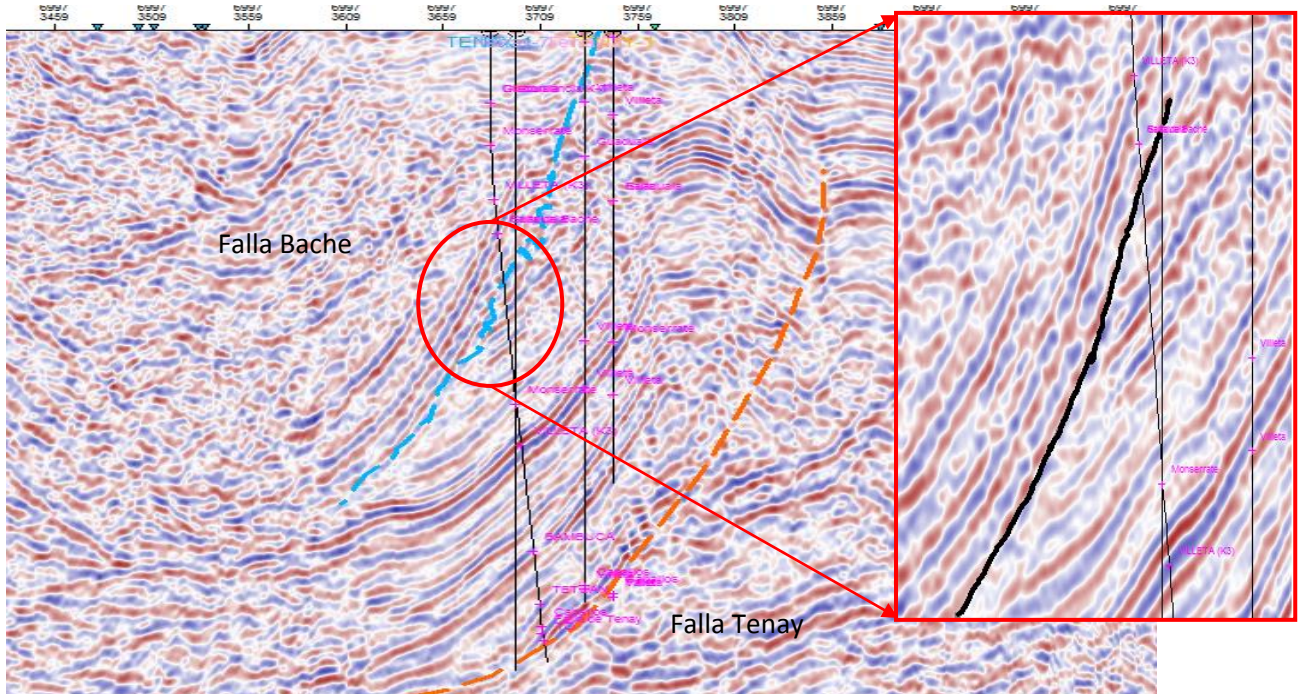


Figura 93 Interpretación de las fallas Bache (color azul) y Tenay (color naranja) en *Inline*.

Una vez terminada la interpretación de las fallas, la figura 94 muestra su aspecto en 3D.

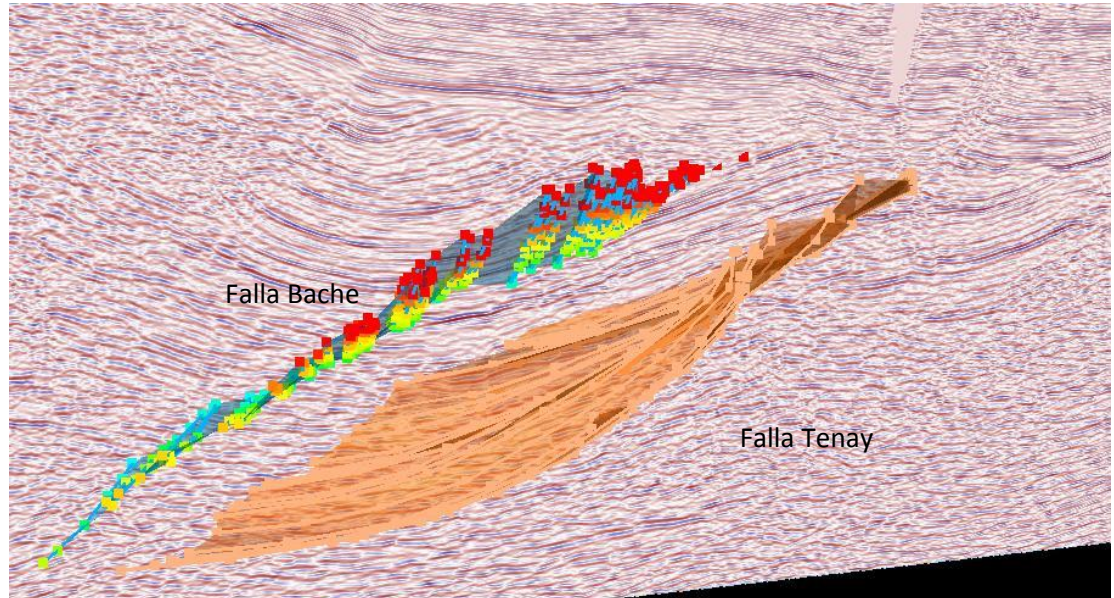


Figura 94 Interpretación de las fallas Bache y Tenay en 3D.

El análisis del horizonte de las Calizas de Tetuán fue realizado empleando la herramienta de *Guided autotraking* de PETREL, la cual genera automáticamente el horizonte. Seguidamente éste fue corregido con pozos que presentan el tope de las Calizas de Tetuán y fue trazado con la interpretación manual que provee el software.

Las Calizas de Tetuán en la sísmica de la Subcuenca de Neiva se presentan como un paquete de reflectores de baja impedancia acústica. En otras palabras, son los reflectores más opacos. Encima de ella se encuentra un reflector fuerte perteneciente a los Shale de Bambucá, así como en la parte inferior el reflector fuerte es el Caballos Superior, tal como se observa en la figura 95.

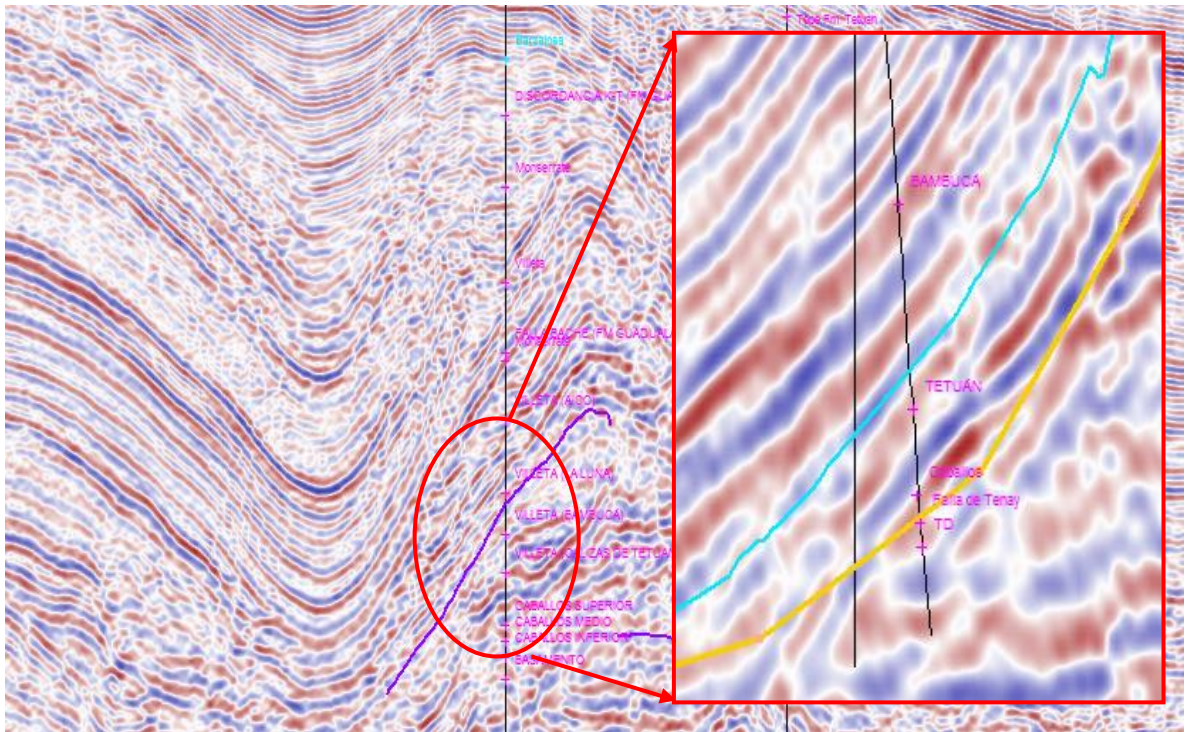


Figura 95 Interpretación del Horizonte Calizas de Tetuán.

Una vez interpretado el horizonte, se puede observar su aspecto en 3D. Ahí mismo se aprecia el salto que produce la Falla Tenay (Figura 96). Otras imágenes del horizonte las observamos en la figura 97.

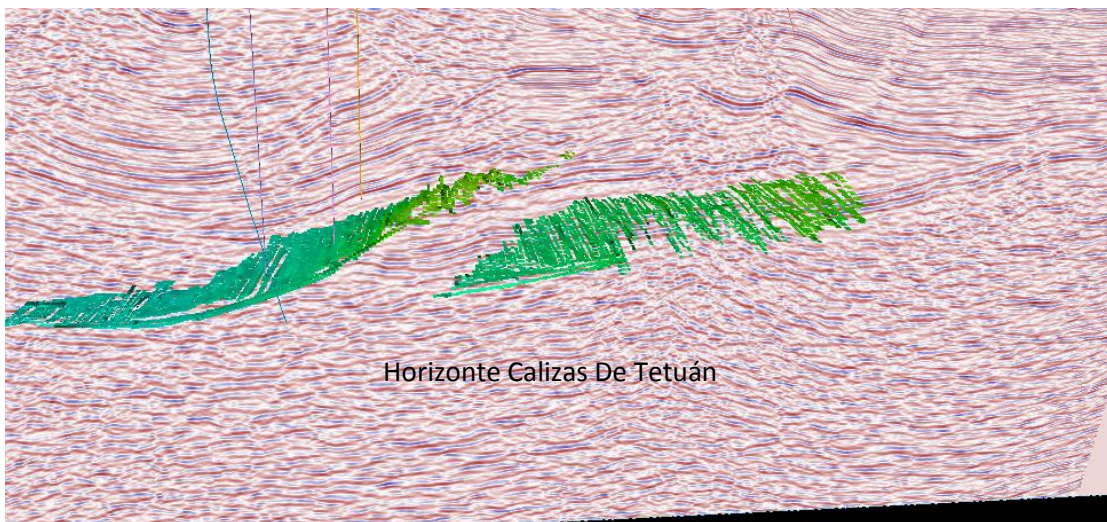


Figura 96 Interpretación del Horizonte Calizas de Tetuán en sísmica 3D.

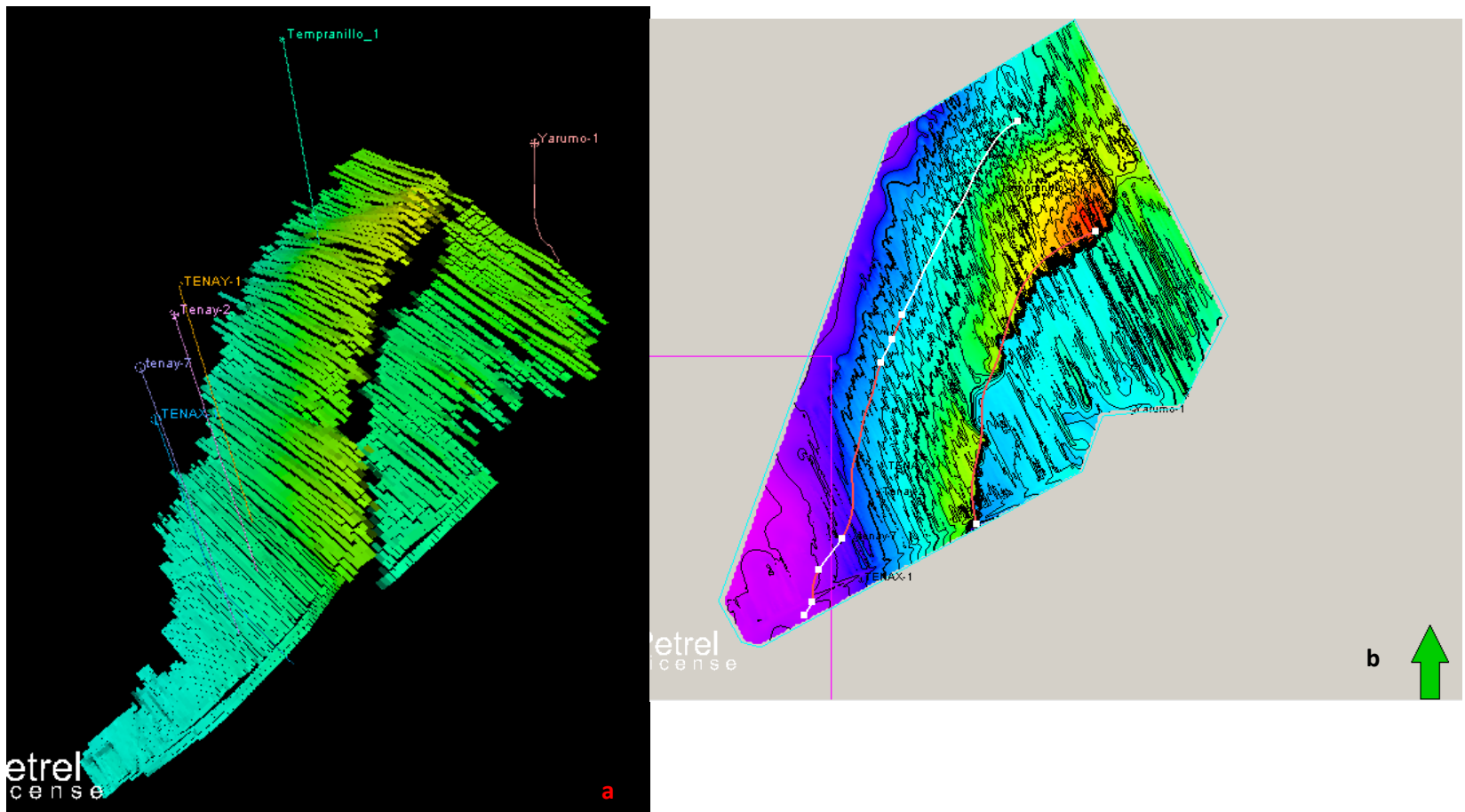
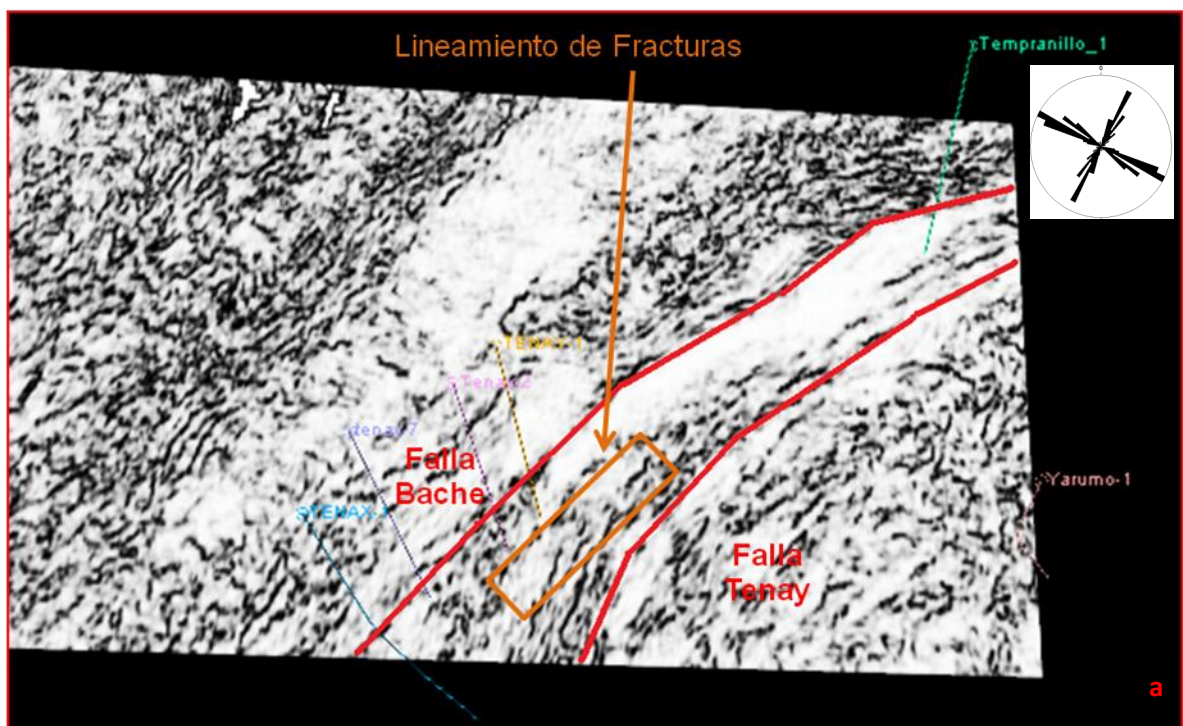


Figura 97 Interpretación del Horizonte Calizas de Tetuán. A) Sísmica 3D y B) Sísmica 2D.

El análisis de las fracturas en el subsuelo es más complejo debido a que éstas son afectadas por varios parámetros geológicos, como lo son la estructura, el espesor del estrato, la composición, el tamaño de grano y la porosidad (Arango, 2003). Debido a esto los atributos sísmicos han sido empleados para obtener descripciones geológicas de los yacimientos y para determinar su estructura y continuidad lateral. Sin embargo su aplicación para el estudio de YNF ha sido limitada.

Teniendo en cuenta lo anterior, se aplicó el atributo de Coherencia al cubo de trabajo, lo cual permitió observar en los *time slices* el lineamiento de las fallas Bache y Tenay, así como lineamientos de fracturas paralela al rumbo de la Falla Tenay con orientación NE, este lineamiento es pertenecientes a la familia 1 observada en campo y que se puede comparar con la roseta de campo de la Quebrada Bambucá, quebrada que se encuentra más cerca al área de estudio



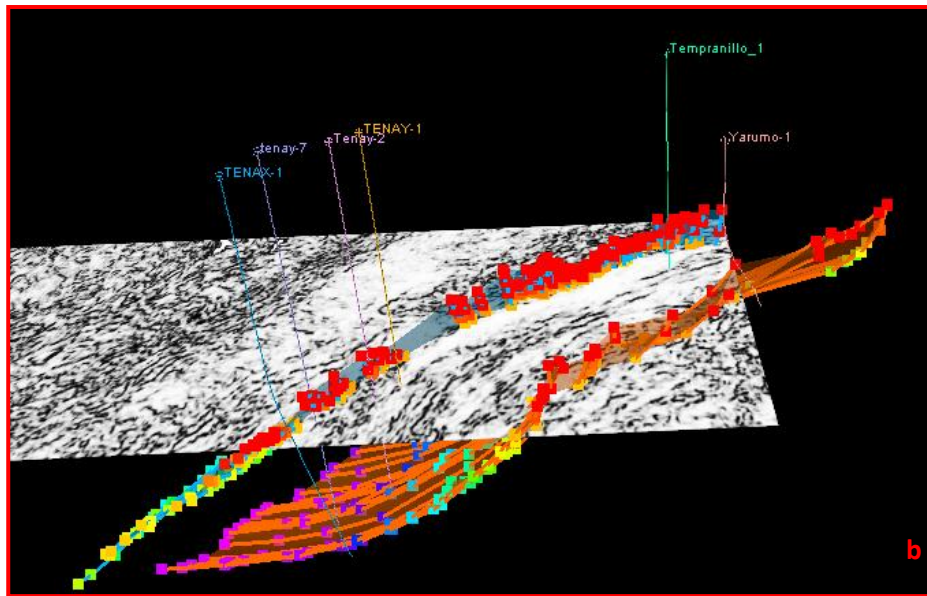
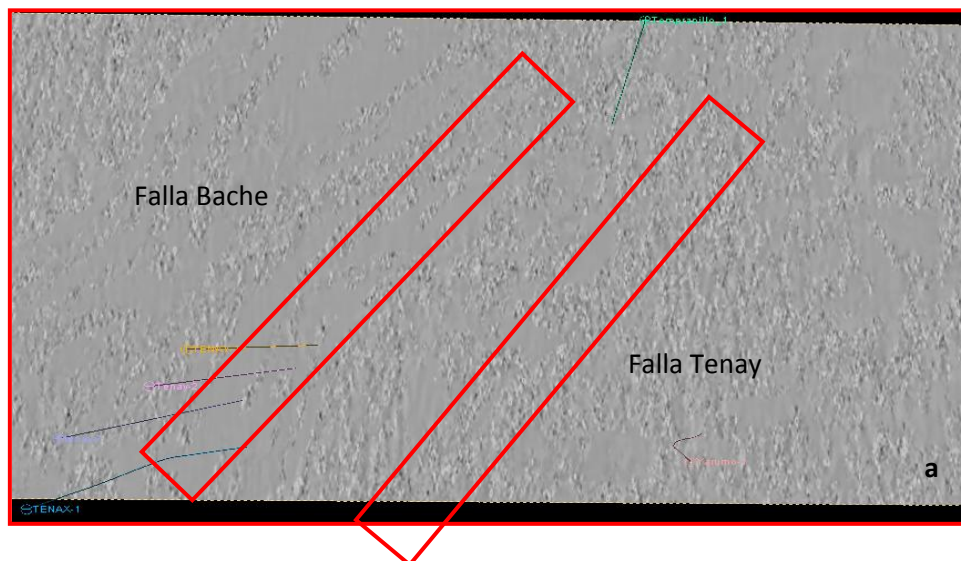


Figura 98 Cubo sísmico 3D. A) *Crossline* con el atributo de coherencia. B) Las fallas Bache y Tenay siguiendo los lineamientos que se observan en la parte A.

Otro atributo que se le aplicó al cubo sísmico fue el de Máxima Curvatura. Este atributo nos permite también identificar fallas y posibles lineamientos de fracturas que lleguen a encontrarse en el área. En la figura 99, en la parte A, podemos observar el cubo con el atributo. Como se puede apreciar, el atributo al igual que el de coherencia muestra un posible lineamiento de fracturas, el cual pertenecería a la familia 1 que fue identificada en campo. En la parte B se muestra el seguimiento de los lineamientos de las fallas Bache y Tenay y los de las fracturas pertenecientes a la familia 1 y el cual también se compara con el diagrama de roseta de los datos obtenidos de la Quebrada Bambucá.



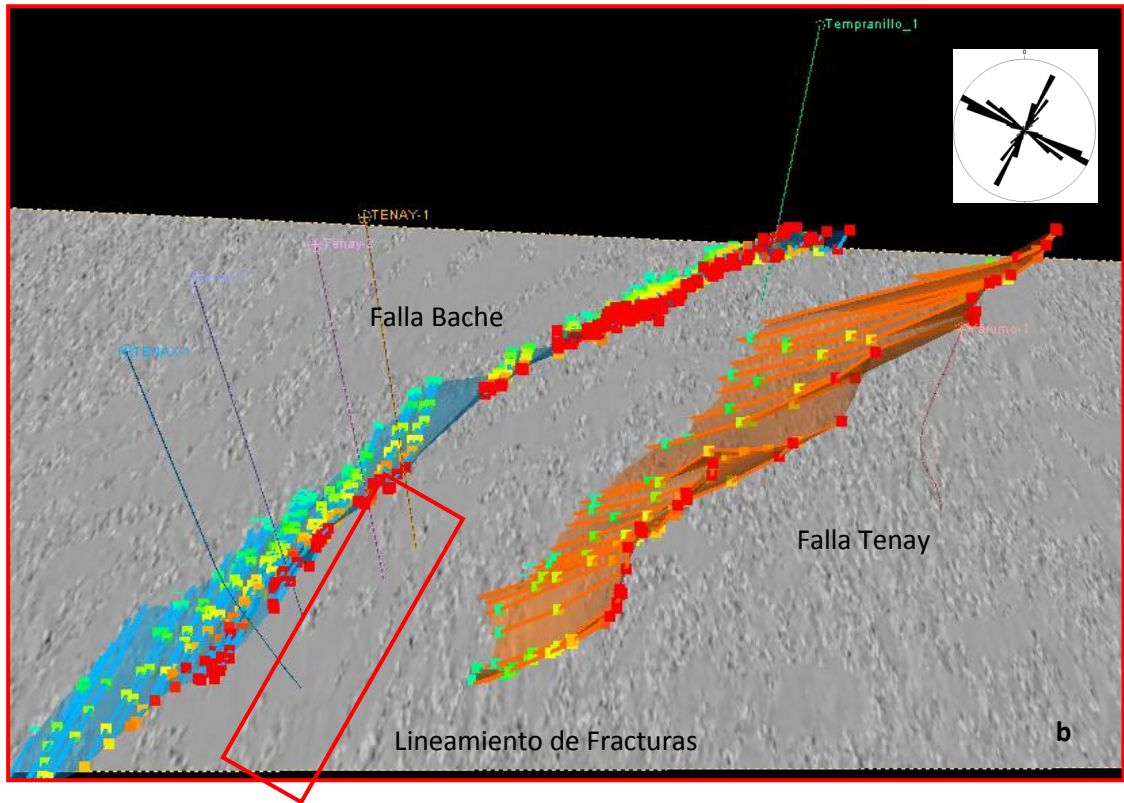
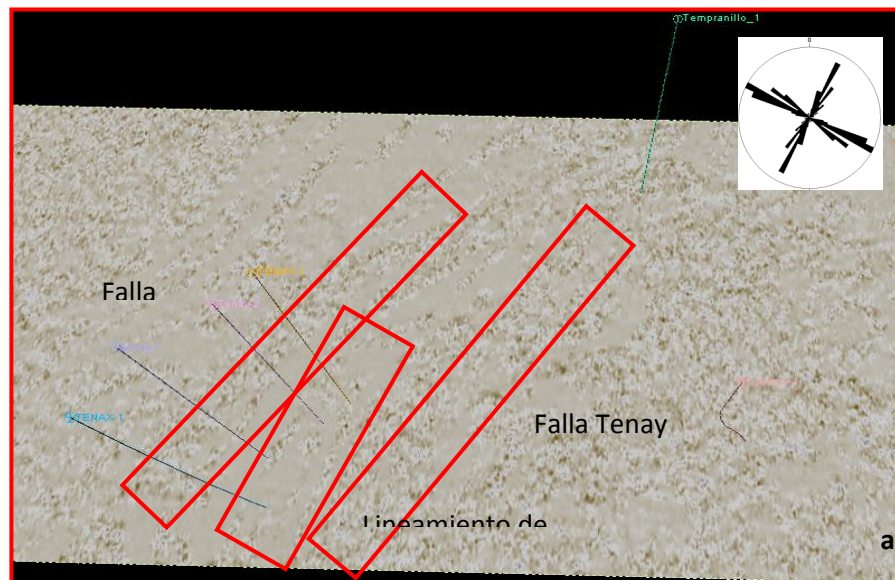


Figura 99 Cubo sísmico 3D. A) *Crossline* con el atributo de Máxima Curvatura. B) las fallas Bache y Tenay siguiendo los lineamientos que se observan en la parte A.

Por último se le aplicó el atributo de Mínima Curvatura al cubo sísmico. En él también se aprecian unos lineamientos de la familia 1 encontrada en campo y comparada con los datos obtenidos de la Quebrada Bambucá tal como lo muestra la figura 100



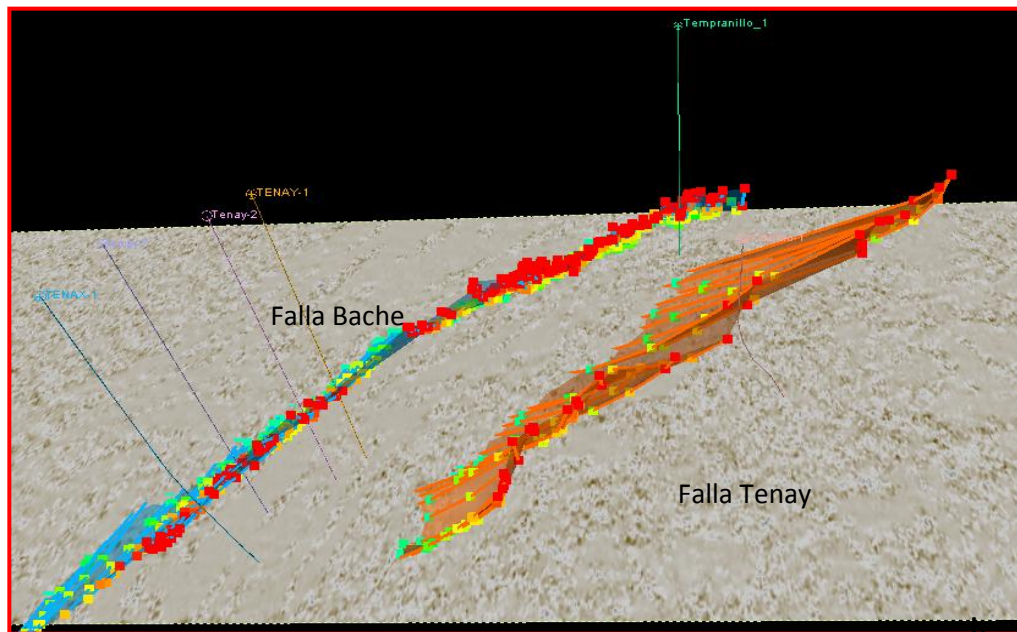


Figura 100 Cubo sísmico 3D A) *Crossline* con el atributo de Mínima Curvatura. B) Las fallas Bache y Tenay siguiendo los lineamientos que se observan en la parte A.

Una vez analizado el cubo con atributos sísmicos, el siguiente paso es definir el Modelo Estructural del área de trabajo en 3D. Para ello, se empieza con la elaboración de un Modelo de Falla en PETREL. Esto se hace definiendo primero las fallas en el proceso llamado Modelado de Fallas. El propósito de este paso es definir la forma de cada una de las fallas que deben ser modeladas, como se observa en la figura 101.

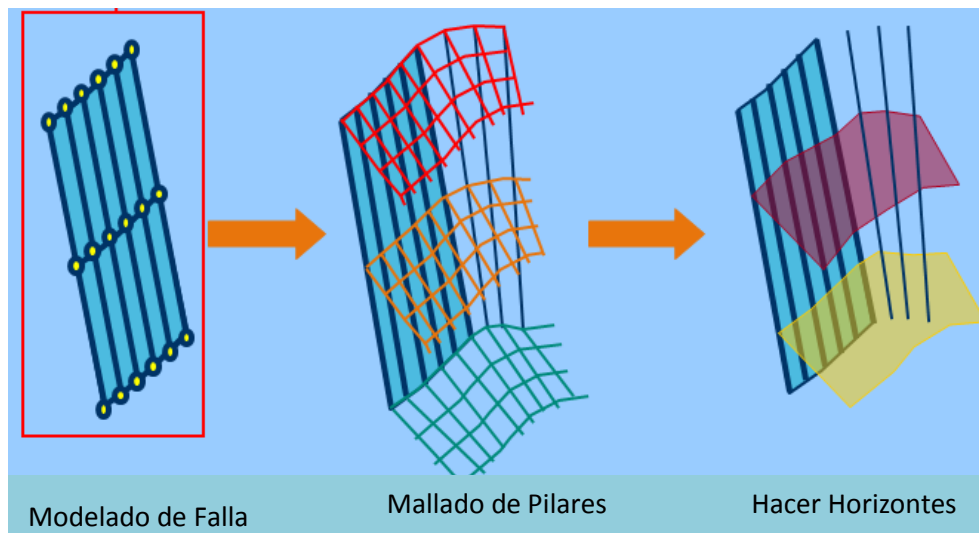


Figura 101 Etapas para la elaboración del Modelo Estructural.

Este Modelado de Falla fue aplicado tanto a la falla Bache como a la falla Tenay, tal como se observa en la figura 102, aca también se aprecia el lineamiento de esta familia la cual va paralela al rumbo de la Falla Tenay.

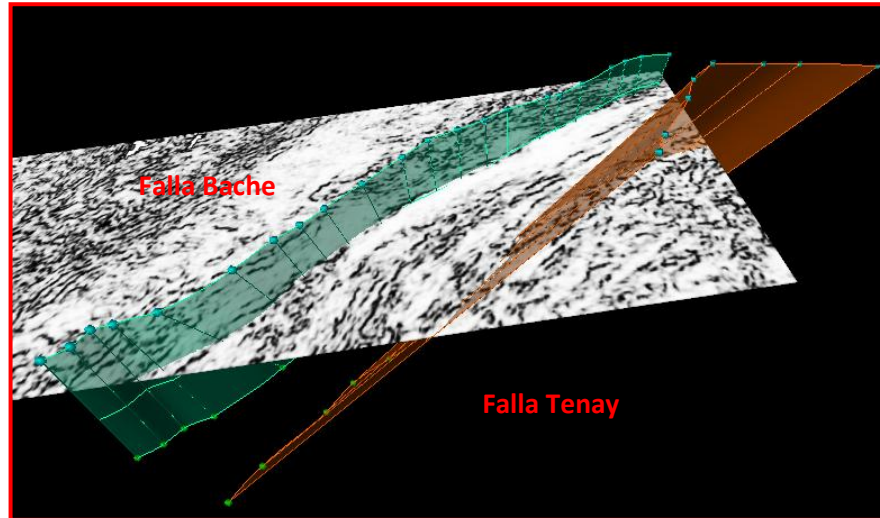


Figura 102 Modelo de las fallas Bache y Tenay.

A continuación se ejecuta un Mallado de Pilares, el cual es la realización de la Estructura Esqueleto. El esqueleto es una grilla que consiste en una grilla Superior, Media e Inferior de los Pilares, tal como se observa en la figura 101. Una vez realizado el proceso de Mallado de Pilares, las fallas definidas por los pilares se convierten en Superficies de Falla (Figura 103).

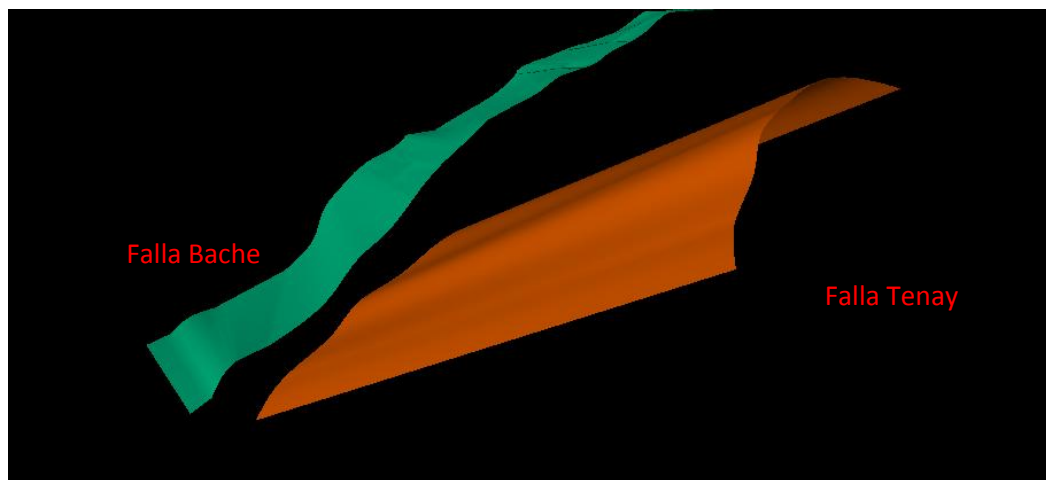


Figura 103 Superficies de las fallas Bache y Tenay.

A continuación se elabora el Horizonte, que consiste en la creación de capas verticales y subdivisiones. Éste es el paso final en el modelado estructural. En él se observa la intersección de las fallas con el Horizonte, tal como se aprecia en las figuras 104 y 105.

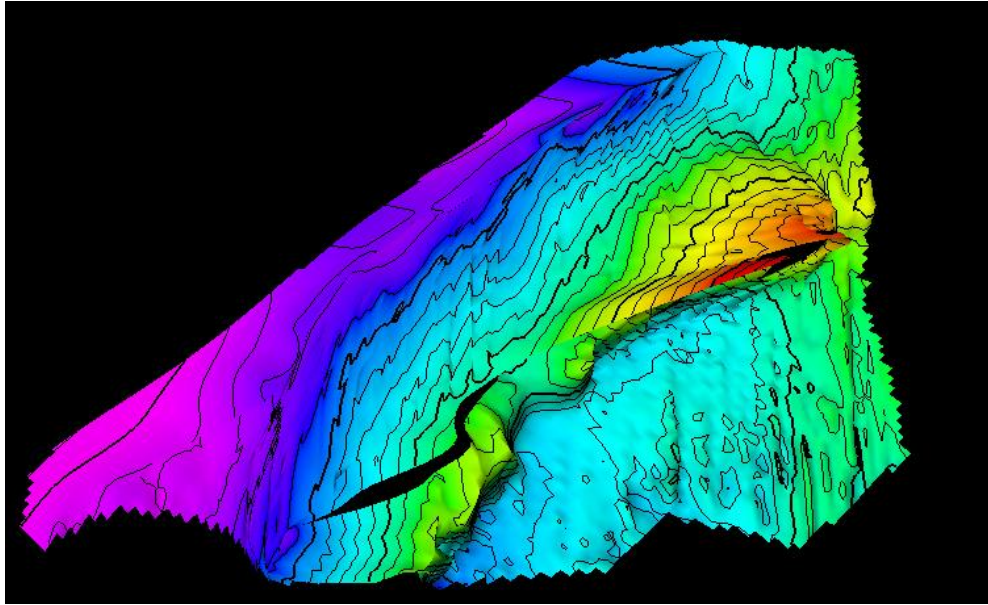


Figura 104 Horizonte de las Calizas de Tetuán.

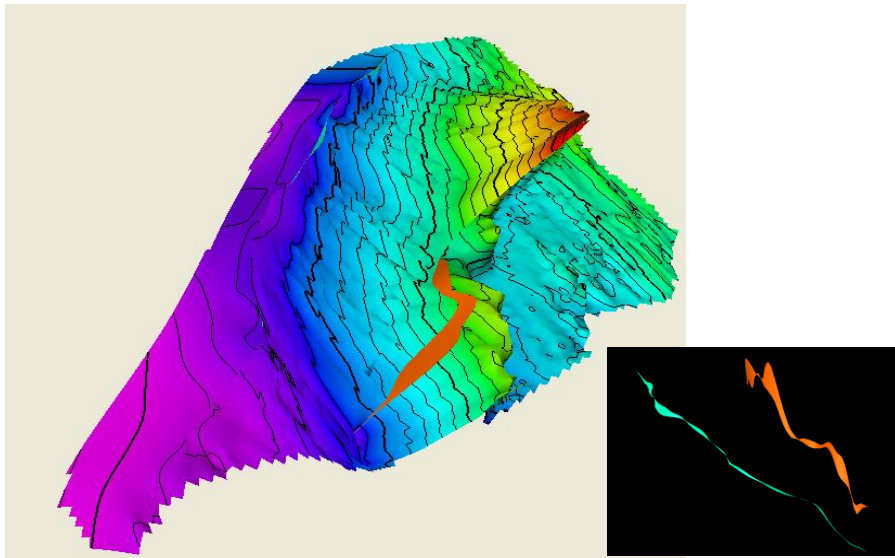


Figura 105 Horizonte de las Calizas de Tetuán con la intersección de las fallas.

6.3.1. Análisis Geométrico

El análisis geométrico busca obtener un modelo de superficies consistente y conocer la distribución general de fracturas dentro de un campo a partir del análisis de la geometría estructural de superficies y la integración de datos de fracturas (registros FMI y datos de afloramiento).

Para el análisis geométrico de las Calizas de Tetuán en el área de trabajo se emplearon los parámetros de Curvatura Simple, Curvatura Gaussiana, Desviación Cilíndrica, Análisis Dip y Strike. La correlación de la interpretación de estos atributos geométricos permite llegar a caracterizar la densidad, orientación, espaciamiento y conectividad de la fracturas en un Yacimiento Naturalmente Fracturado.

El atributo de curvatura simple sirve para la identificación de áreas más deformadas, ya que aporta la medida de la tasa del cambio de buzamiento en la superficie y su relación con la forma de un pliegue de características isométricas, esto se observa en la figura 106 los valores más altos de curvatura positiva representados por los colores verde, amarillo y rojo se encuentran sobre la zona de la Falla Tenay, este atributo se asocia a mayor intensidad de fracturas, lo cual para nuestro trabajo es asociado a la familia 1, las cuales van paralelas al rumbo de la Falla.

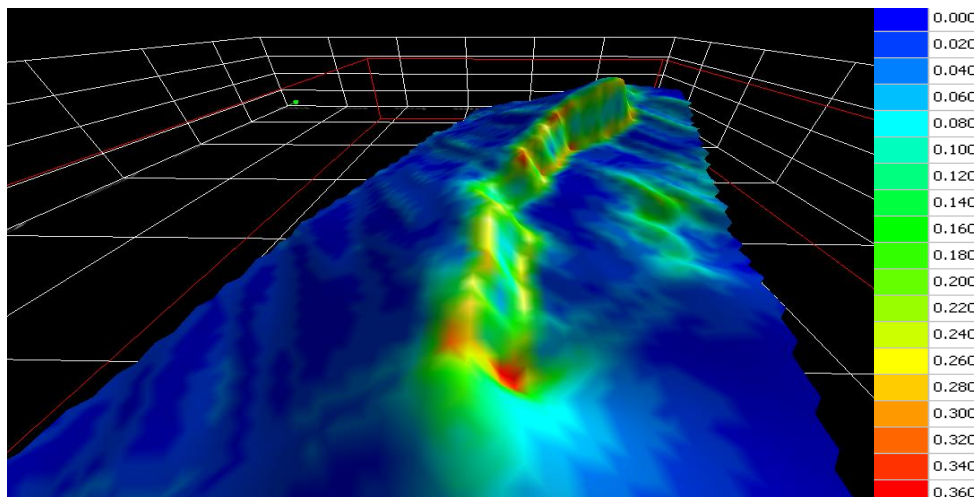


Figura 106 Superficie de contornos estructurales de las Calizas de Tetuán al que se le sobrepuso el atributo de Curvatura Simple

La curvatura Gaussiana, mide las diferencias de altura en una triangulación y por ello se considera que mide la deformación de forma puntual, este atributo es empleado como un indicador de conectividad de fractura.

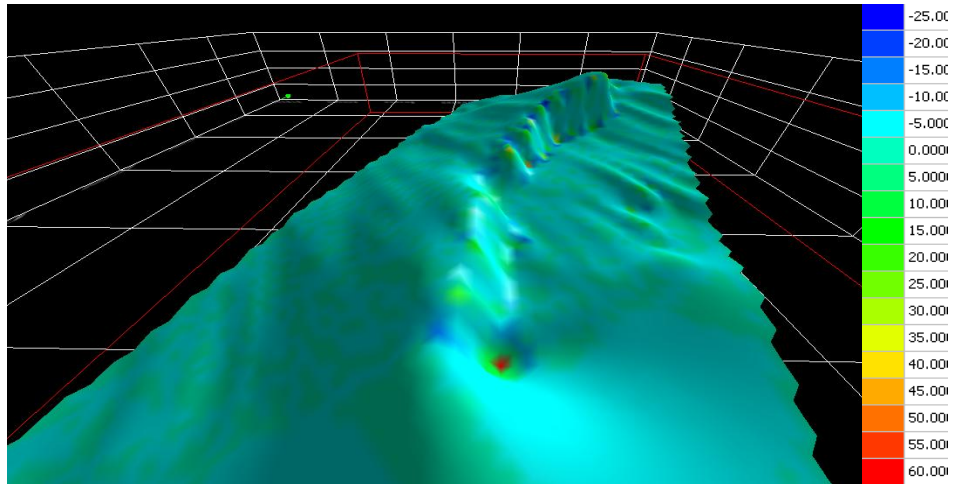


Figura 107 Superficie de contornos estructurales de las Calizas de Tetuán al que se le sobrepuso el atributo de Curvatura Gaussiana.

Para las Calizas de Tetuán observamos que las zonas de mayor conectividad esta asociada a colores verdes limón el cual se encuentra en casi todo el horizonte.

La desviación cilíndrica calcula la tendencia de un área a parecerse o no a un cilindro, el cual se establece determinando un vector en dirección del eje del cilindro.

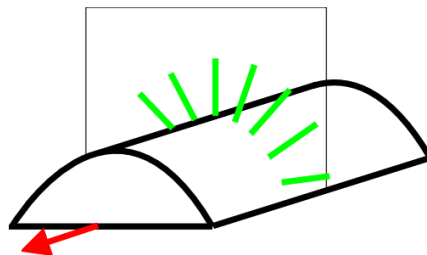


Figura 108 Cilindro que representa, el análisis geométrico del atributo de Desviación Cilíndrica.

Este atributo permite identificar sectores de mayor intensidad de fracturas, la superficie de las Calizas de Tetuán muestran valores de alta cilindridad en la figura 109 identificado por los colores verdes, pero las áreas que alejan de ser un cilindro nos muestra zonas con mayor intensidad de fracturamiento que para esta área esta identificado con los colores azul y rojo.

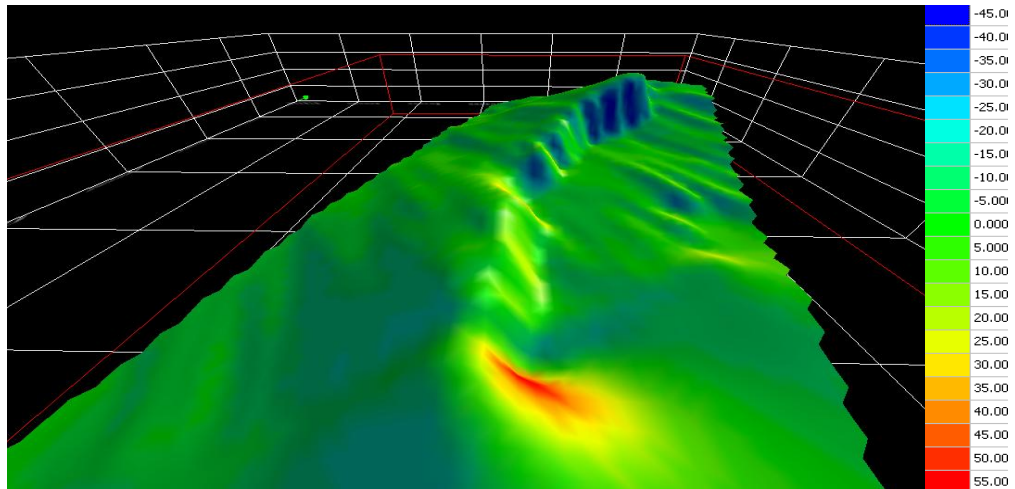


Figura 109 Superficie de contornos estructurales de las Calizas de Tetuán mostrando las tendencias de desviación cilíndrica.

El atributo de análisis de buzamiento permite identificar intensidad de fracturas en la medida que el Dip aumenta; como se observa en la figura 110 de la superficie de las Calizas de Tetuán, la mayor intensidad de fracturamiento se encuentra asociados a la zona de la Falla Tenay, por colores rojos fuertes.

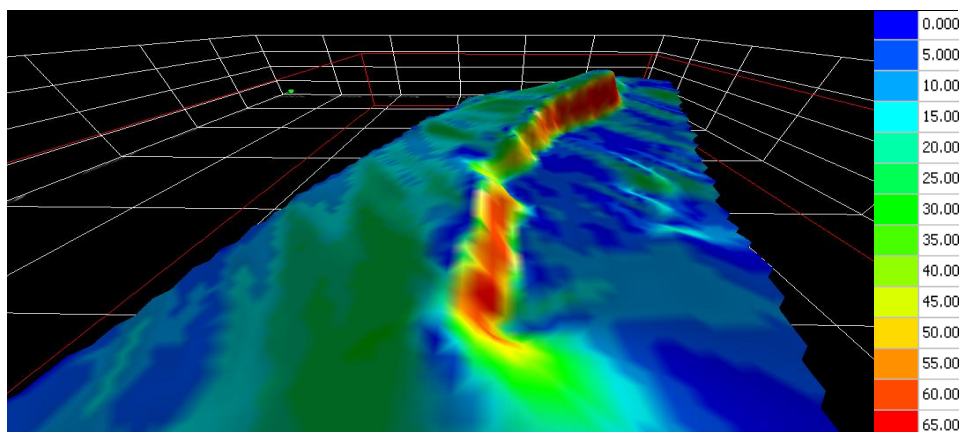


Figura 110 Superficie de contornos estructurales de las Calizas de Tetuán al cual se le aplico el atributo de Buzamiento.

Atributos de Orientación y Distribución de Fracturas

A través del análisis geométrico de superficies estructurales efectuado anteriormente, se desarrolló la caracterización cualitativa de fracturas por medio de la generación de los modelos de atributos de orientación e intensidad de las Fracturas efectuado a la superficie de las Calizas de Tetuán. Es decir, la intensidad de fracturas que señala el fenómeno geométrico del cambio en la curvatura simple, la curvatura gaussiana, la desviación cilíndrica y la rata de buzamiento, además de la orientación que el azimut de las fallas, superficies y posición estructural, se establece una serie de criterios que permiten caracterizar cualitativamente la distribución, orientación e intensidad de las fracturas (Figura 111).

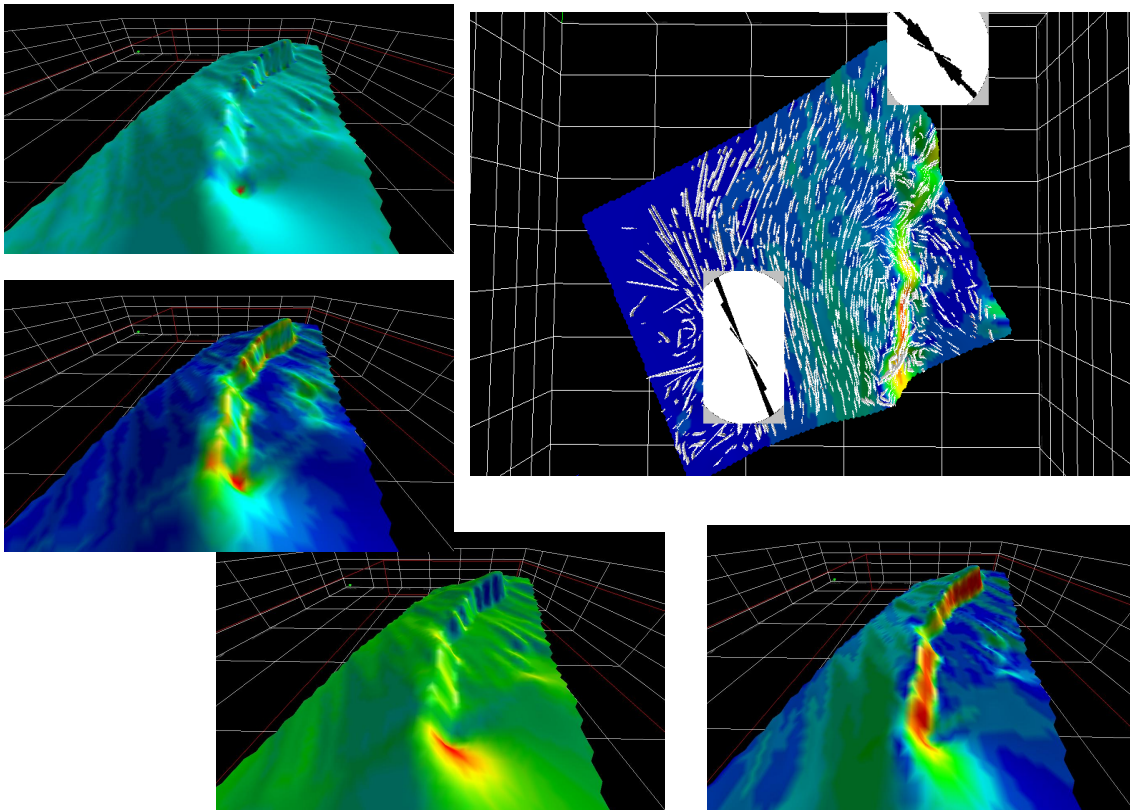


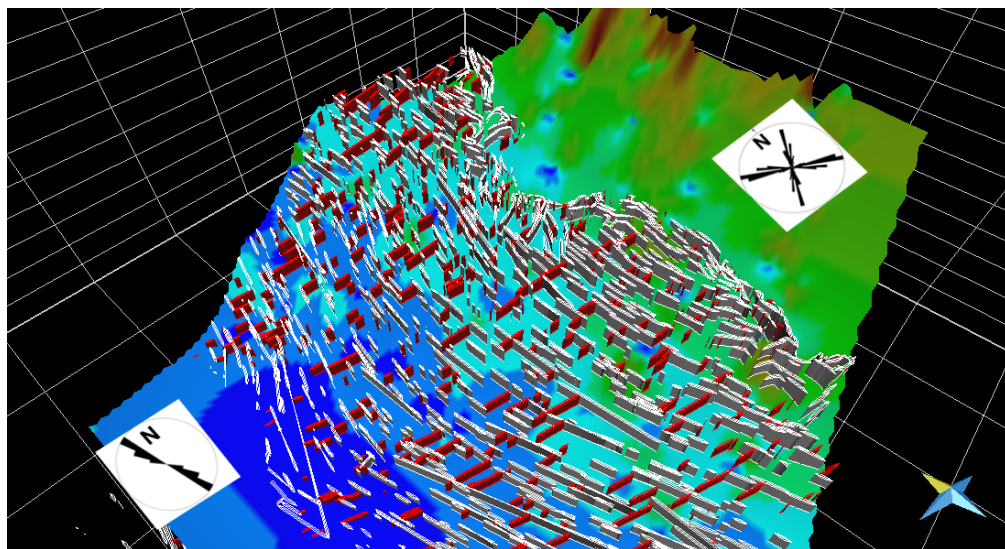
Figura 111 Atributos usados en la generación del modelo de fracturas para las Calizas de Tetuán. Esto fue posible gracias a la representación de dos set de fracturas generados a partir del modulo *Attribute Based Fractures* del software 3Dmove, de Midland Valley.

Una vez analizados cada uno de los atributos las fracturas de las Calizas de Tetuán fueron modeladas teniendo en cuenta: (Figura 112)

1. El espaciamiento de las fracturas dado por los atributos de Curvatura Simple y la Magnitud del Buzamiento
2. La orientación de las fracturas dado a través de los Atributos de rumbo de la Falla Tenay
3. La concentración o intensidad se controló comparando a las fracturas resultantes con respecto a los atributos de Desviación Cilíndrica y Curvatura de Gauss.

De esta forma, se fortalece la forma en que se viene entendiendo el comportamiento de las dos familias de fracturas establecidas a partir de datos de campo y registros EMI. El modelo de fracturas de las Calizas de Tetuán se comporta de la siguiente manera.

- La Familia 1 “color blanco” es paralela al rumbo de la Falla Tenay, como fue comparado con los atributos y con los datos de la Quebrada de Bambucá
- La Familia 1, se encuentra en mayor densidad en el eje axial de la Falla que hacia las partes más cercanas a la falla.
- La Familia 2 “color rojo” es transversal a la Falla Tenay como se corroboró con los datos obtenidos del pozo Tenax-1 y Tempranillo-1



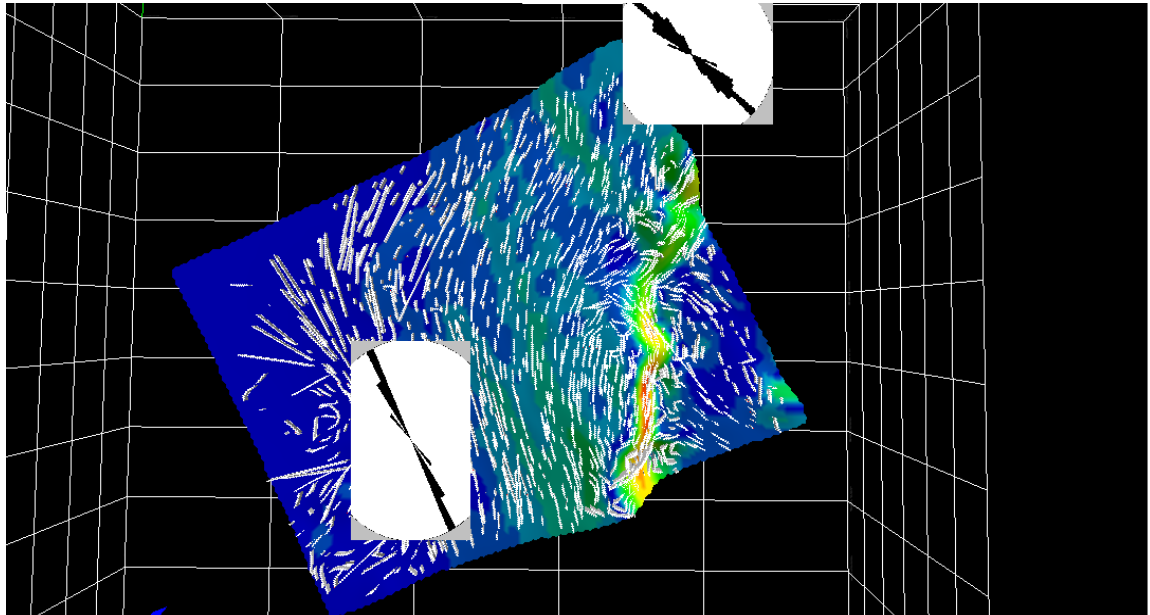


Figura 112 Representación tridimensional de la Familia-1 (superficies blancas) y de la Familia-2 (superficies rojas) para las Calizas de Tetuán

6.3.2. Calculo del aceite original in situ (OOIP)

Para hacer este cálculo se requiere conocimiento previo del área a trabajar, el espesor neto de formación, factor volumétrico de formación, porosidad del sistema (matriz y fractura) y saturación de agua.

El petróleo total en un yacimiento naturalmente fracturado puede ser calculado mediante la siguiente ecuación:

$$N = \frac{(7758 * A * h * \phi) * (1 - S_{wi})}{B_{oi}}$$

Donde:

N: Petróleo in situ, STB

A: Área en acres

h: Espesor neto, ft

ϕ : Porosidad del sistema combinado matriz – fracturado

S_{wi} : Saturación de agua inicial del sistema compuesto

Boi: Factor volumétrico de formación, B/STB

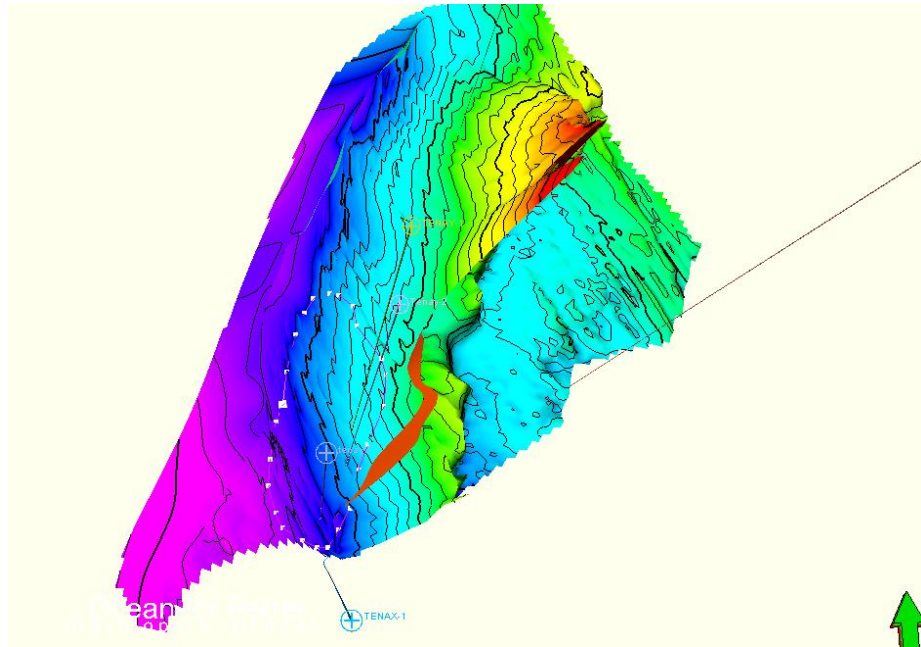


Figura 113 Área del campo Tenay empleada para el cálculo (OOIP)

El área fue calculada a partir del modelo 3D en Petrel, el cual da como resultado un valor de 1009 acres.

El espesor neto promedio de calizas en los pozos Tenay-1 Tenay-2, Tenax-1, Tempranillo-1, Merlot-1 y Yarumo-1 fue de 84,5 ft; y la porosidad total del sistema fue de 9.8 %, el valor de saturación de agua fue tomado de las calizas de Tetúan del campo análogo San Francisco con un valor del 15 % con estos datos se hace el cálculo del OOIP y el resultado obtenido fue de 55e6 B

7. CONCLUSIONES

- Las calizas de Tetuán son un yacimiento naturalmente fracturado como se pudo observar al caracterizar las fracturas a las diferentes escalas, y se constituye como reservorio cuando están fracturadas, por ello los pozos deben localizarse cerca de zonas de fallas.
- El segmento I y II son los mejores niveles de reservorio de las Calizas de Tetuán, debido a que estos segmentos presentan mayores espesores de calizas, continuidad, baja porosidad y alto fracturamiento encontrado en campo y en registro.
- La caracterización realizada a las fracturas de las quebradas Bambucá, El Ocal, Itaibe y El Tobo por medio de scanlines y pavement maps da como resultado dos principales familias con una orientación preferencial de $N^{35} - 50^{\circ}E$, $N30^{\circ}-60^{\circ}W$, lo anterior obedeciendo a la tectónica regional de la Subcuenca influenciada, para el caso de estas quebradas, por la falla Chusma, así como por fallas locales y sinclinales que se encuentran cerca de cada una de las quebradas.
- Para la quebrada Bambucá, el patrón estructural es de $N25^{\circ}-35^{\circ}E$ y $N50^{\circ}-60^{\circ}W$. Ésta se encuentra influenciada por el sistema de falla Chusma al Oriente y por el Sinclinal de la Media Luna. En El Ocal, el patrón estructural es de $N5^{\circ} - 10^{\circ}E$ y $N 80^{\circ}W - EW$, Para la quebrada Itaibe, el patrón estructural es de $N55^{\circ} - 65^{\circ}E$ y $N45^{\circ} - 50^{\circ}W$ y finalmente para la quebrada El Tobo, el patrón estructural presenta una orientación de $N40^{\circ}W$ y $N47^{\circ}E$. Éste se ve influenciado por la Falla Estrella hacia el Oriente, así como por la Falla Mortiñal al Occidente, además de fallas locales.
- Según la caracterización realizada a las fracturas la apertura promedio para la quebrada Bambucá es de 5 a 10 mm, para el segmento I; en El Ocal, para el segmento I la apertura promedio es de 5 a 10 mm y para el segmento II la apertura promedio es de 10 a 50 mm; en Itaibe la apertura promedio para el segmento I es de 14 mm y para el segmento III es de 10 mm; para El Tobo en el primer segmento la apertura promedio es mayor a 10 mm.

- Según los datos tomados en campo, el espaciamiento entre fracturas es, para el segmento I en la quebrada Bambucá es de 8 a 13 cm por m; para la quebrada El Ocal es de 4 a 8 cm por m para el primer segmento y de 35 cm para el segmento II; para Itaibe, el espaciamiento promedio para el segmento I es de 1 cm y para el segmento III de 1,5 cm; para El Tobo, el espaciamiento es de 10 cm por cada m.
- En las quebradas El Ocal, Itaibe y El Tobo la mayoría de las fracturas caracterizadas se encontraban abiertas. En la quebrada Bambucá se encontraron fracturas rellenas de calcita, pero su intensidad es muy baja.
- Debido a la confluencia de las fallas en la parte Sur de la Subcuenca, encontramos mayor intensidad de fracturamiento, menor apertura y menor espaciamiento entre las fracturas, en comparación con la parte Norte de la Subcuenca de Neiva.
- El trabajo realizado en campo corroboró los tres segmentos pertenecientes a las Calizas de Tetuán, segmentos caracterizados anteriormente por varios autores y compuestos principalmente por intercalaciones de calizas y shales.
- El registro de imagen EMI del pozo Tenax-1 entre las profundidades de 9270 a 9280ft, permitió caracterizar 7 fracturas naturales en la zona de estudio, las cuales presentan una orientación principal de N25°W siendo esta similar a la segunda familia encontrada en campo; la intensidad de fracturamiento determinada en el pozo Tenax-1 es de 0,7.
- En las correlaciones efectuadas se pudo observar la continuidad lateral de las Calizas de Tetuán. El espesor del segmento II aumenta hacia el Oriente como se puede determinar en la correlación 1, las porosidades encontradas del registro densidad son similares a los obtenidos de campo esto debido a que este registro es el más confiable.
- Según lo observado en los atributos de coherencia, curvatura máxima y curvatura mínima, el lineamiento de fracturas observado ahí es el perteneciente a la familia 1 encontrada en campo la cual presenta una tendencia paralela al rumbo de la Falla Tenay (NE).

- El análisis geométrico efectuado a las calizas de Tetuán nos permite observar la densidad e intensidad de fracturamiento, esta es asociada a las dos familias encontradas en campo y corroboradas por los registros de imagen (EMI) y los atributos sísmicos de coherencia y curvatura máxima y mínima, ratificando así que existe un patrón de fracturamiento con dos familias principales.

8. BIBLIOGRAFÍA

- Acosta J., Ramos O (2001). Evaluación de yacimientos naturalmente fracturados a partir de registros eléctricos – un caso colombiano. Tesis UIS
- Aguilera, R. (1995), Naturally Fractured reservoirs. 2da ed Pennwell Books.
- Arango S., (2003) Determinación del índice de intensidad de fracturamiento y su incidencia sobre la permeabilidad de los yacimientos naturalmente fracturados. Bucaramanga. Tesis UIS
- Ariza G, Emilia P., Sandoval O, Ingrid L (2006). Metodologías para la Caracterización Estática de Fracturas en un Yacimiento Naturalmente Fracturado: Aplicación a un Campo Colombiano.
- Asquith G., (1985)., Basic well log analysis for geologists.AAPG. Oklahoma USA.
- Bahorich and Farmer (1995)., 3-D seismic discontinuity for faults and stratigraphic features: The Coherence Cube, The Leading Edge.
- Bautista J, Báez D (2006). Análisis del estado del arte de la metodología utilizada por la United States Geological Survey para la caracterización del potencial petrolífero de las cuencas sedimentarias y el cálculo de reservas de hidrocarburos.
- Blanco Yolima (2000) .Distribución e Interpretación facial de las Unidades Calcáreas Tetuán, Bambucá y La Luna – Grupo Villeta Cuenca Valle Superior del Magdalena, Tesis de la Universidad Industrial de Santander.
- Borrero. M; (2003). Caracterización de fracturas en la Formación Rosablanca usando datos de afloramiento del sector SW de la Meza de los Santos, Santander. Tesis UIS.

- Cáceres C, (2000). Caracterización de los reservorios cretácicos Formación Monserrate y Formación Caballos de Valle Superior del Magdalena para la ubicación de un área de exploración. Tesis Universidad Industrial de Santander.
- Calderón y Caballero (2009); Modelo Geológico 3D a partir de la Aplicación de Atributos Sísmicos en Ambientes de Depósito Fluviales.
- Candela S, Julian F., Ramirez L, Fabian O (2007). Aplicación de Técnicas Geoestadísticas para el Modelamiento de Fracturas en Yacimientos Naturalmente Fracturados, Tesis de la Universidad Industrial de Santander.
- Chopra y Marfurt (2007); Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization, SEG Geophysical Developments Series N° 11.
- González M, Giovany A (2005). Estudio Comparativo de Modelos de Inclinación para la Predicción de la Producción en Yacimientos Naturalmente Fracturados, Tesis de la Universidad Industrial de Santander.
- HOCOL, (1997). Campo San Francisco, evaluación de las calizas pertenecientes al miembro Tetúan de la formación Villeta (K3). Informe
- Kairuz Edgar Et al. (1999). Evaluación Regional de la Cuenca Valle Superior del Magdalena, Informe de Ecopetrol.
- Palma J., Valderrama G., (2003) Caracterización de las fracturas presentes en la formación mirador del piedemonte llanero colombiano, a partir de la interpretación de registros de imagen – UBI. Bucaramanga. Tesis UIS.
- Peña. J, Anniccharico. G; (1999). Evaluación Regional de las calizas de Tetuán como potencial reservorio de hidrocarburos en la Sub-Cuenca de Neiva, Valle Superior del Magdalena. Tesis UNC

- Peña John J (2002). En Las Calizas de Tetuán: una nueva unidad litoestratigráfica para la Subcuenca de Neiva, VSM. Estratigrafía, Petrografía y Ambiente Sedimentario, Editorial Ciencias de la Tierra.
- Pineda J., Nuncira. S., (2005) Análisis de zonas fracturadas mediante el uso de registros eléctricos para la formación mirador, en un campo del piedemonte llanero. Bucaramanga. Tesis UIS.
- Memoria del Huila (2001), INGEOMINAS
- Nelson, R. (2001). Geologic analysis of naturally fractured reservoirs. 2da ed. Houston.
- Torres Clara (2009). Relación de Facies y Fracturas en el Grupo Uribante del Pozo Sardinata 3K (Norte 2), Cuenca del Catatumbo Colombia, Tesis de la Universidad Industrial de Santander.
- Sánchez F (2009). Modelo Estructural del Campo Dina Terciario, Informe de Superintendencia de Yacimientos.
- Veeken, Paul (2006). Seismic Stratigraphy, Basin Analysis and Reservoir Characterisation, Editorial El Sevier