

**EVALUACION DEL SISTEMA FRACTURADO DE LA FORMACION
ROSABLANCA EN EL AREA PROSPECTIVA CAGUI, CUENCA VALLE
MEDIO DEL MAGDALENA**

OSCAR JAVIER VERA ZAMBRANO

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

2010

**EVALUACION DEL SISTEMA FRACTURADO DE LA FORMACION
ROSABLANCA EN EL AREA PROSPECTIVA CAGUI, CUENCA VALLE
MEDIO DEL MAGDALENA**

OSCAR JAVIER VERA ZAMBRANO

Trabajo de grado presentado como requisito

Para optar el titulo de Geólogo

Director del proyecto

Geólogo. Edgar Ramiro Pineda Martínez

ECOPETROL-ICP

Codirector del proyecto

Geólogo. Ricardo Andrés Gómez Moncada

ECOPETROL-ICP

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2010

DEDICATORIA

El éxito profesional de una persona, es en gran medida el resultado de un trabajo sincero, del apoyo incondicional y de los múltiples esfuerzos de muchas otras personas. Por esta razón, deseo compartir y a la vez dedicar uno de mis triunfos más importantes con aquellas personas que siempre han estado a mi lado, en especial a:

Mis Padres DAVID Y OVADYS, quien con su amor, esfuerzo y dedicación lograron encaminarme por el camino del éxito profesional.

A mis Hermanos Yelis, David y Harold, por ser incondicionales y mis mas grandes motivadores

A Nardy, el amor de mi vida, porque me ha dado el impulso y la fuerza para salir adelante, además de un apoyo constante y cariñoso.

A la inspiración de mi vida, mi hija Valentina quien es la razón por la cual vivo y miro siempre el mañana con gran optimismo y dedicación.

Mis amigos y compañeros que de una u otra forma contribuyeron para el logro de esta meta.

Y por supuesto, a Dios, el creador, por permitirme la existencia y el amor de muchas personas.

OSCAR JAVIER VERA ZAMBRANO

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a:

A la escuela de Geología encargada de nuestra formación como Profesionales.

A los Geólogos Edgar Ramiro Pineda y Ricardo Andrés Gómez “kt”, por brindarme la confianza para seguirme formando como geólogo del petróleo, por la supervisión, guía y apoyo en el desarrollo de este proyecto,

Al grupo de caracterización de yacimientos naturalmente fracturados, Crispín Fonseca, Diego Castellanos, Ingrid Tatiana Cabrejo, Rigo, Yamile, Anita, gracias por todo lo que me han enseñado y su apoyo incondicional para hacer posible la realización de este proyecto gracias a sus aportes

Al Instituto Colombiano del Petróleo por permitir el desarrollo de este trabajo.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	22
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	24
2. JUSTIFICACIÓN.....	25
3. OBJETIVOS.....	26
3.1. Objetivo general.....	26
3.2. Objetivos específicos.....	26
4. MARCO TEORICO.....	28
4.1. Aplicación De Atributos Sísmicos En Datos Sísmicos 3D.....	28
4.2. Fundamento Teórico.....	29
4.2.1. Aspectos de la caracterización de los yacimientos Naturalmente fracturados.....	29
4.2.2. Atributos Sísmicos	35
5. GENERALIDADES.....	40
5.1. Localización Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena.....	40
5.2. Marco Geológico Regional	41
5.2.1. Evolución Tectónica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	41
5.2.2. Estratigrafía de Formaciones de interés	48
5.3. Historia Exploratoria De Hidrocarburos En La Cuenca Del V.M.M...52	
6. METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	54

6.1.	Revisión de Información	55
6.2.	Revisión y definición de Litotipos.....	55
6.3.	Caracterización de fracturas sobre núcleos.....	56
6.4.	Orientación de fracturas.....	57
6.5.	Análisis de la relación Litotipos-fracturas.....	57
6.6.	Intensidad de Fracturamiento –Litotipos.....	58
6.7.	Análisis de registros FMI y UBI.....	58
6.8.	Análisis de atributos sísmicos datos sísmicos post-stacks...58	
6.9.	Manejo estadístico e integración de parámetros.....	59
7.	RESULTADOS.....	62
7.1.	Interpretación Sísmica Y Generación De Superficies Y Planos De Falla.....	62
7.1.1.	Interpretación Sísmica Del Modelo Estructural.....	62
7.1.2.	Metodología.....	64
7.1.2.1.	Detección y mapeo de fallas.....	64
7.1.2.2.	Seguimiento de horizontes.....	65
7.1.2.3.	Calibración sísmica pozo.....	66
7.1.3.	Resultados Y Análisis Interpretación Sísmica	66
7.1.3.1.	Sismograma sintético.....	66
7.1.3.2.	Interpretación sísmica	68
7.1.3.3.	Interpretación Modelo Estructural	69

7.1.3.4.	Estilos Estructurales Interpretados	71
7.1.3.5.	Refinación Del Modelo Estructural a partir de Análisis De Atributos Sísmicos	74
7.2.	Análisis Geométrico De Superficies.....	86
7.2.1.	Atributo de Buzamiento.....	88
7.2.2.	Atributo de Curvatura Simple.....	89
8.2.3.	Atributo de Desviación Cilíndrica.....	90
7.3.	Ambiente De Deposito De La Formación Rosablanca Para Los Pozos Guane-1 Y Cagui-1.....	91
7.3.1.	Tipos De Roca.....	93
7.3.2.	Caracterización De Fracturas Sobre Núcleos.....	97
7.3.3.	Caracterización de Fracturas a Partir de Registros de Imagen FMI y UBI.....	115
7.3.4.	Intensidad De Fracturamiento En Núcleos.....	123
7.3.5.	Extrapolación De Litotipos a Registros.....	128
7.3.6.	Modelamiento Petrofísico.....	133
7.3.7.	Identificación De Relaciones PI Vs Modelo Petrofísico.....	135
7.3.8.	Indicadores De Fracturas Vs Impedancia-P.....	140
7.3.9.	Impedancia Pozo-Sísmica.....	142
7.4.	Análisis De Fracturas A Partir De Atributos Sísmicos.....	144

7.4.1. Metodología Seguida para el Cálculo de Atributos Sísmicos de Fracturas.....	145
7.4.1.1. Metodología Generación Volumen de Fracturas.....	146
7.4.2. Análisis de Sistema Fracturado.....	151
7.4.2.1. Atributo De Envelope.....	151
7.4.2.2. Atributo De Frecuencia Instantánea.....	152
7.4.2.3. Atributo De Attenuation t^*	153
7.4.2.4. Combinación De Atributos De Energía Y Coherencia.....	155
7.4.2.5. Atributos De Curvatura.....	156
7.5. Predicción Cualitativa De Fracturas Usando Análisis De Curvatura.....	160
7.5.1. Análisis Geométrico Del Modelo Estructural.....	160
7.5.1.1. Principales tipos de fracturas.....	162
7.5.1.2. Clases De Sistemas De Fracturas.....	162
7.5.2. Fracturas tectónicas.....	163
7.5.2.1. Fracturas asociadas a fallas.....	164
7.5.2.2. Fracturas asociadas al plegamiento.....	167
7.6. Análisis y Discusión De Resultados.....	173
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	176
9. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICA.....	178

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. A la izquierda la representación grafica de la cizalladura; a la derecha la representación de los esfuerzos sobre la muestra. (Tomado de Gildardo Osorio 2004).....	31
Figura 2. A la izquierda la representación grafica de direccion de fractura; a la derecha la representación de los esfuerzos sobre la muestra. (Tomado de Gildardo Osorio 2004).....	31
Figura 3. A la izquierda la representación grafica de dirección de fractura de tensión; a la derecha la representación de los esfuerzos sobre la muestra. (Tomado de Gildardo Osorio 2004).....	32
Figura 4. Atributos Sísmicos relacionados o derivados de la información sísmica básica. <i>Modificado de Geophysics vol 66 N° 1</i>	37
Figura 5. Cálculo Cubo de Coherencia (Tomada de: Nissen, 2002).....	38
Figura 6. La imagen representa dos perfiles sísmicos en a) un estrata-slice con atributo de most-positive curvature, b) un estrata-slice con atributo de most-negative curvature. Chopra S., y Marfurt 2008.....	39
Figura 7. Cuenca del Valle medio del magdalena. Fuente información geográfica ECOPETROL/ICP.....	41
Figura 8. Evolución tectónica de la Cordillera Oriental, Valle Medio el Magdalena, Cuenca de los Llanos (Tomado de Linares, 1.996).....	43
Figura 9. Bloque diagrama ilustrado la separación de las Cuencas de Cocuy y Tablazo-Magdalena durante el Triásico-Jurásico y Cretácico Temprano (Cooper, 1995).....	45
Figura 10. Evolución tectono-estratigráfica del Valle Medio del Magdalena (ECOPETROL 1997).....	46

Figura 11. Columna generalizada del Valle Medio del Magdalena, tomada de Rolón 2007.	51
Figura 12. Survey del volumen sísmico Cagüí 3D.....	62
Figura 13. Ajuste sísmica-pozo fue perfecta para la zona de interés (circulo negro) con el check shot del pozo Cagüí-1.	67
Figura 14. Horizontes interpretados ajustados a topes de pozo, según su patrón de reflexión.	69
Figura 15. Interpretación de planos de falla en inline 221.....	70
Figura 16. Modelo estructural del anticlinal de Cagüí.....	70
Figura 17. Plegamiento y fallamiento inverso con vergencia al este.....	72
Figura 18. La coherencia es una medida de la similaridad entre las trazas, (Neidell and Tanner, 1971).....	77
Figura 19. Atributos de coherencia aplicados en la detección de fallas en un time slice a 2600ms.....	79
Figura 20. Definición de curvatura, formas con geometría cóncava hacia arriba zonas con curvatura positiva y formas con geometría convexas zonas con curvatura negativa, formas con geometrías planas zonas con cero curvatura, Chopra, 2001.....	80
Figura 21. Diferentes medidas del Atributo de curvatura mostrando la discriminación de rasgos geológicos como fallas estratificación y tendencias de fracturas en un time slice a 2600 ms.....	81
Figura 22. Calculo de atributos de azimuth y buzamiento en un time slice a 2600ms.....	83

Figura 23. Ant tracking de varianza para representar discontinuidad entre trazas permitiendo resaltar y seguir la geometría de los planos de falla.....	84
Figura 24. Definición de la falla principal de Cagüí en el flanco frontal de la estructura.....	85
Figura 25. Cierre de la estructura en el flanco trasero, mediante la definición de fallas tipo back trusth.....	86
Figura 26. Superficie de contornos al tope de la Formación Rosablanca, se observa la escala de valore de la profundidad en tiempo, en rojo valores menor profundidad y en azules mayor profundidad.....	87
Figura 27. Atributo de Buzamiento a partir de la superficie estructural al tope de la Formación Rosablanca. Escala de colores con variaciones de 0 a 90....	88
Figura 28. Atributo de Curvatura simple a partir de la superficie estructural al tope de la Formación Rosablanca.....	90
Figura 29. Atributo de Desviación Cilíndrica a partir de la superficie estructural al tope de la unidad Caballos Superior.....	91
Figura 30. Esquema 3D de un mar epeirico el ovalo rojo muestra la probable ubicación ambiental interpretada para Guane-1 y Cagüí-1.....	93
Figura 31. Litotipos diferenciados en la sección corazonada de guane-1, de acuerdo a la clasificación de Dunham para rocas carbonatadas. Suministrado grupo de yacimientos naturalmente fracturados del ICP.....	95
Figura 32. Las zonas definidas para la formación Rosablanca en la sección corazonada del pozo guane-1, información suministrada por el grupo de yacimientos naturalmente fracturados del ICP.....	96
Figura 33. Fracturas observadas en núcleos. Tomado de Herrera Otero, 2005.....	98

Figura 33. Relación de estilolitos y fracturas observadas en el núcleo de Guane-1. Tomado de BeicipFranlab, pag 9.....	101.
Figura 34. Tipo de fracturas observadas en Guane, (A) fracturas naturales color naranja, (B) fracturas inducidas color morado y (C) estilolitos color verde; Guane-1.....	102
Figura 35. Orientación y movimiento de los sistemas de fracturas de Riedel.....	104
Figura 37. Determinación de esfuerzos teniendo en cuenta el movimiento relativo de los bloques de techo y base, tomado de Herrera Otero.....	106
Figura 38. Figura (A) fractura de color azul esfuerzo de tipo tensión, el techo de la fractura baja, Figura (B) fractura de color rojo esfuerzo de tipo compresivo, el techo de la fractura sube, Figura (C) fracturas de color naranja esfuerzo no definido, fotos de Guane-1.....	107
Figura 39. Tipo de esfuerzo que generó las fracturas Naturales observadas en los corazones de los pozos Guane-1 y Cagüí-1.....	108
Figura 40. Apertura y Relleno observado sobre núcleo en las fracturas naturales de Guane-1 y Cagüí-1	109
Figura 41. Rango de Longitud de las Fracturas Naturales de Guane-1 y Cagüí-1.....	110
Figura 42. Rango de Aperturas de las Fracturas Naturales de Guane-1 y Cagüí-1.	110
Figura 43. Rango de Aperturas Vs tipo de Relleno de las fracturas naturales de Guane-1y Cagüí-1.....	111
Figura 44. Tipo de Relleno Vs Tipo de Roca, Apertura y Longitud de las fracturas naturales de Guane-1 y Cagüí-1.....	113
Figura 45. Tipos de Perfiles (A) Recto, (B) Sinuoso y (C) Dentado de las fracturas naturales de Guane-1.....	114

Figura 46. Aptitud de las Fracturas Naturales con respecto al eje observado sobre el core; Guane-1 y Cagüí-1.....	115
Figura 47. Interpretación de Fracturas (A) core – UBI Guane-1 y (B) core - FMI Cagüí-1	117
Figura 48. Orientación de las fracturas naturales con respecto al esfuerzo máximo. Las fracturas que se encontraron en un cono de +/- 30° con respecto al esfuerzo máximo presentaron aporte a la productividad. (Heffer et al., 1997).....	119
Figura 49. Orientación del esfuerzo principal core – UBI, (A) Roseta Breakout, (B) Roseta datos core-UBI, Guane-1.....	119
Figura 50. Orientación del esfuerzo principal core – FMI, (A) Roseta Breakout, (B) Roseta datos core-FMI, Cagüí-1	120
Figura 51. Orientación del esfuerzo principal core – FMI, (A) Roseta datos core - UBI, (B) Roseta datos de UBI, Guane-1.....	121
Figura 52. Orientación del esfuerzo principal core – FMI, (A) Roseta datos core - FMI, (B) Roseta datos de FMI, Cagüí-1.....	123
Figura 53. Intensidad de Fracturamiento para Guane-1 y Cagüí-1.....	124
Figura 54. Intensidad de Fracturamiento por litotipo para Guane-1 y Cagüí-1.....	125
Figura 55. Intensidad de Fractura por tipo de fracturas para Guane-1 y Cagüí - 1.....	126
Figura 56. Identificación de Litotipos en registros a partir de crossplots.....	130
Figura 57. Correlación estratigráfica para los pozos guane-1 y cagui-1 distancia entre pozos 55 km.....	131
Figura 58. Identificación de zonas por tipos de roca más frecuentes para cada zona.....	132
Figura 59. Log Plot Modelo Petrofísico Quick look. Track 1: Formación Rosablanca, Track 2: Curva de calidad de los registros Track 3: Volumen de arcilla, Track 4: Profundidad Track 5: Porosidad efectiva y absoluta. Track 6:	

Saturación de agua y Sxo Track 7: Intervalos probados. Track 8: Shows de aceite.....	134
Figura 60. Grafico Neutron-Densidad En la escala de colores se muestran las diferentes litologías.....	136
Figura 61. Histograma de impedancia-P por litologías.....	137
Figura 62. Impedancia P vs Volumen de arcilla Pozo Cagui-1.....	138
Figura 63 Impedancia P vs Porosidad absoluta (Neutron-Densidad).....	139
Figura 64. Grafico de Saturación de agua vs Impedancia-P.....	140
Figura 65. Log plot indicadores de fracturas.....	141
Figura 66. Histograma de impedancia P discriminado por el valor de la curva de índice de fracturas.....	142
Figura 67. Superposición impedancia de pozo Impedancia de sísmica.....	143
Figura 68. Crop alrededor del Pozo Cagüí-1 utilizado para calibrar el análisis de fracturas entre atributos sísmicos y fracturas del FMI.....	144
Figura 68. Bloque diagrama que ilustra la metodología seguida en la interpretación y calibración de fracturas.....	146
Figura 69. Metodología seguida en la generación del volumen de fracturas tanto para el crop del pozo de cagui-1 y el volumen sísmico completo.....	147
Figura 70. Secuencia definitiva en la generación del volumen de fracturas para crop del pozo cagui-1.....	147
Figura 71. Cubos generados para la interpretación de fracturas, a) volumen 3D de Cagüí; b) volumen de Chaos; c) volumen de Envelop; d) Volumen de Varianza; e) volumen de Ant tracking, f) volumen de fracturas.....	150

Figura 72 se muestran los valores de alta envelop, donde zonas con altos valores de envelop que está altamente relacionado con la energía instantánea son marcados por una elipse cerca al tope de la formación Rosablanca.....152

Figura 73. Indica que las anomalías de baja frecuencia son efectivas cuando se compara con el atributo de energía envelop para predecir la localización de fracturas rellenas de fluidos.....153

Figura 74. Indica que las anomalías de baja frecuencia son efectivas cuando se compara con el atributo de energía envelop para predecir la localización de fracturas rellenas de fluidos.....153

Figura 75. Espectro de frecuencias para el volumen sísmico de Cagüí....154

Figura 76. Los valores altos de atenuación se distribuyen por todo el área paralelas al rumbo de las principales fallas y donde se forman las principales flexiones de las capas producto de la deformación generada por la acción del fallamiento de la estructura.....155

Figura 77. Los valores de energía son altos lo que indica posibles acumulaciones de gas y los valores de coherencia son bajos lo que indica que algunas zonas de discontinuidad que pueden ser atribuidas a zonas fracturadas.....156

Figura 78. Se muestra una comparación entre aperturas de corta y largas longitudes de onda del atributo most positive curvature, sobre la superficie de la formación Rosablanca. 4, 10, 48 y 64 ms, en un time slice a 2660 ms.....157

Figura 79. Mapas al tope de la formación Rosablanca, del atributo de curvatura a diferentes ventanas de muestreo; a) most positive curvature a 4 ms de muestreo; b) a 10 ms; y c) a 48 ms.....159

Figura 80. Elementos estructurales generados por los esfuerzos compresivos formando diferentes domos en la parte central del anticlinal de Cagüí. ...161

Figura 81. World Stress Map de Colombia, con el esfuerzo máximo para el área de Cagüí.....	164
Figura 82. Los colores rojos más fuertes de curvatura se relacionan a zonas de fracturas asociadas a fallas.....	166
Figura 83. Diagrama de rosetas de las fracturas asociadas a los sistemas de fallas. La orientación de las rosetas son conjugadas y paralelas al sistema de fallas, (Nelson 2001).....	167
Figura 84. Planos de Dominios de buzamiento en la localización de zonas altamente fracturadas.....	168
Figura 85. Zona correspondiente fracturas asociadas al plegamiento, que además son paralelas al rumbo o ligeramente oblicuas al eje del pliegue....	177
Figura 86. Cambios en el dominio de buzamiento para diferentes partes del área del cubo de Cagüí, atributo de buzamiento calculado para el volumen de Cagüí.....	172
Figura 87. El modelo de Litotipos generado a partir del cubo de impedancia acústica pesado por contenido calcáreo; en colores rojos naranja y amarillo los Litotipos con mayor contenido correspondientes a las zonas de wackstone, grainstone-packstone. Tomado de Grupo de Yacimientos Naturalmente fracturados.....	174
Figura 88. OOIP para cada uno de los Escenarios. Tomado de Grupo de Yacimientos Naturalmente fracturados.....	175

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros evaluados en la caracterización de fracturas.....	97
Tabla 2. Parámetros evaluados en la caracterización de facturas.....	99
Tabla 3. Fracturas amarradas core FMI, UBI para Guane-1 y Cagüí-1.....	118
Tabla 4. Dimensiones crop del volumen sísmico de Cagüí, para el análisis de atributos alrededor del pozo de Cagüí.....	147

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACION DEL SISTEMA FRACTURADO DE LA FORMACION ROSABLANCA EN EL AREA PROSPECTIVA CAGUI, CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA*

AUTOR: OSCAR JAVIER VERA ZAMBRANO**

PALABRAS CLAVE: FRACTURAS, REGISTROS, TIPOS DE ROCA, ATRIBUTOS SISMICOS, SISMICA 3D, INTENSIDAD DE FRACTURAS

DESCRIPCION

Este trabajo se propuso identificar y caracterizar la orientación y calidad de sistemas de fracturas, además de la variación de estas a través del volumen sísmico de Cagüí, mediante la interpretación sísmica de horizontes estructurales y de sistema de fallas por la relación directa de las propiedades de la roca y atributos sísmicos, el análisis de geometría estructural, todo esto acompañado de la identificación de zonas susceptibles al fracturamiento, haciendo uso de la información disponible de los pozos Guane-1 y Cagui-1; que perforan la Formación objetivo con, registros convencionales y especiales, tipos de roca, caracterización de fracturas en registros y core, modelamiento petrofísico, física de rocas, análisis de atributos sísmicos y geometría de superficies, con el fin de hacer un análisis a miras de optimizar los procesos de exploración, producción, y evaluar el potencial de la Formación Rosablanca, en esta área de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

El análisis integrado de la Formación Rosablanca dio como resultado una metodología que permite identificar y caracterizar zonas con alto potencial a estar naturalmente fracturadas, donde la roca se convierte en el puente más importante para relacionar datos de registros eléctricos y sísmica 3D para el desarrollo de prospectos en este tipo de yacimientos naturalmente fracturados.

* Proyecto de Grado

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquimicas. Director del proyecto Geólogo. Edgar Ramiro Pineda Martínez ECOPETROL-ICP. Codirector del proyecto. Geólogo. Ricardo Andrés Gómez Moncada. ECOPETROL-ICP

ABSTRACT

TITLE: FRACTURED SYSTEM EVALUATION OF ROSABLANCA FORMATION IN THE PROSPECT AREA CAGUI, MIDDLE MAGDALENA VALLEY BASIN*

AUTHOR: OSCAR JAVIER VERA ZAMBRANO**

KEYWORDS: FRACTURES, WELL LOGS, ROCK TYPE, SEISMICS ATTRIBUTES, 3D SEISMIC, FRACTURE INTENSITY.

DESCRIPTION

This study aimed to identify and characterize the orientation and quality of fracture systems, in addition to the variation of these through the seismic volume Cagüí by seismic interpretation and structural horizons fault system for the direct correlation properties rock and seismic attributes, the analysis of structural geometry, all accompanied by the identification of areas susceptible to fracture, using the data available from wells and Cagui-1 Guane-1, which pierce the target formation, conventional record and special types of rock fracture characterization and core logs, petrophysical modeling, rock physics, seismic attribute analysis and geometry of surfaces, in order to analyze in order to optimize the processes of exploration, production and evaluate the potential of Rosablanca Formation in this area of the Basin Middle Magdalena Valley.

The integrated analysis of the Rosablanca formation resulted methodology to identify and characterize areas with high potential be naturally fractured, where the rock becomes the bridge important to link data from well logs and 3D seismic for development prospects in this type of naturally fractured reservoirs.

* Graduation Project

** Universidad Industrial de Santander. Faculty of Physical Chemistry. Geologist Project Manager. Edgar Martinez Ramiro Pineda ECOPETROL-ICP. Director of the project. Geologist. Ricardo Andres Gomez Moncada. ECOPETROL-ICP

INTRODUCCIÓN

Este proyecto modalidad investigación entre la Universidad Industrial de Santander y el “Grupo de Yacimientos Naturalmente Fracturado” del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) se realiza teniendo en cuenta las necesidades de ECOPETROL en las actividades de exploración y desarrollo de sus campos convencionales y no convencionales, siendo para ello necesario desarrollar y aplicar nuevas técnicas que ayuden en la evaluación del potencial de producción de Formaciones con Yacimientos Naturalmente Fracturados.

En el mundo se estima en un escenario muy conservador que el 20 por ciento de los recursos petroleros se encuentran asociados a Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF), los cuales son aquellos que están formados por rocas discontinuas que han perdido cohesión en una orientación definida por procesos de deformación y alteración. Este aspecto afecta el desplazamiento de los fluidos en el sistema poroso, matriz – fractura, y por ende particulariza la manera en la que deben explorarse y explotarse este tipo de yacimientos.

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es una de las más prolíficas del país, conforme a esto, se han realizado importantes trabajos para identificar oportunidades exploratorias, en particular de las secuencias Calcáreas Fracturadas del Cretácico Inferior (Formaciones Rosablanca), pero en su momento han sido descartados por la profundidad de los objetivos y la incertidumbre sobre la calidad del reservorio.

El establecer una correlación directa entre tipos de roca versus intensidad de fracturamiento, su distribución espacial de Litotipos y por ende del sistema fracturado, mediante la interpretación sísmica estructural de atributos sísmicos y su respectivo análisis de geometría estructural, todo esto acompañado de un

análisis de modelamiento petrofísico asociado al fracturamiento para los pozos Cagüí -1 y Guane -1, lo que permitirá determinar áreas prospectivas favorables para encontrar Yacimientos Naturalmente Fracturados en el área del volumen sísmico 3D de Cagüí.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena para la secuencia Cretácea de la Formación Rosablanca, el principal interés se centra en predecir la distribución espacial del sistema fracturado y su calidad como roca reservorio, relacionado a procesos tectónicos asociados principalmente a los eventos de deformación propios al levantamiento tanto de la Cordillera Central de tipo compresivo (Eoceno Medio), como de la Cordillera Oriental (Plio-Pleistoceno) que permitió la formación de estructuras Sub-Thrust.

Estudios anteriores revelan que el continuo enterramiento de estas Formaciones da lugar a procesos diagenéticos que causan una reducción considerable de las porosidades primarias y secundarias propias de procesos sindeposicionales. Sin embargo, gracias a la deformación activa y a la mayor presencia de estructuras hacia la parte centro-oriental de la cuenca (áreas prospectivas Guane–Cagüí), hace que el sometimiento a esfuerzos y tensiones generen áreas con potencial exploratorio por fracturamiento asociadas a pliegues anticlinales.

Conforme a esto:

¿Es posible evaluar el sistema fracturado para la Formación Rosablanca y su potencial como roca reservorio, dada la profundidad del objetivo y su incertidumbre respecto a la orientación, densidad de fracturas y su relación directa a tipos de roca?

2. JUSTIFICACIÓN

Debido a problemas relacionados con la incertidumbre en cuanto a la extensión y comportamientos del sistema fracturado y la implicación que tienen en el flujo de fluidos, el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ha buscado por medio del grupo de Yacimientos Naturalmente Fracturados, implementar metodologías que aporten en la identificación y caracterización geológica detallada del sistema fracturado en la Formación Rosablanca.

De esta manera, se propone identificar y caracterizar la orientación y calidad de sistemas de fracturas, además de la variación de estas a través del volumen sísmico de Cagüí, mediante la identificación de zonas susceptibles al fracturamiento, haciendo uso de la información disponible de los pozos Guane-1 y Cagui-1 que perforan la Formación objetivo con, registros convencionales y especiales, tipos de roca, caracterización de fracturas en registros y core, modelamiento petrofísico, física de rocas, análisis de atributos sísmicos y geometría de superficies, con el fin de hacer un análisis a miras de optimizar los procesos de exploración, producción, y evaluar el potencial de las Formaciones del Cretácico inferior que produzcan de Yacimientos Naturalmente Fracturados en esta área de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

3. OBJETIVOS

3.1. Objetivo general

Identificación y caracterización del sistema fracturado mediante el estudio atributos sísmicos con su respectiva relación a física de rocas, para la Formación Rosablanca de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena para determinar alternativas de exploración que conlleven a involucrar producción en esta área de la Cuenca.

3.2. Objetivos específicos

- Generar las superficies estructurales y planos de falla, a partir de la interpretación del volumen sísmico del área.
- Realizar el análisis geométrico de las superficies estructurales calculando los atributos de curvatura simple, gaussiana, desviación cilíndrica y buzamiento y su asociación a familias de fracturas.
- Identificar los tipos de roca y fracturas sobre los núcleos de los pozos Guane – 1 y Cagüí -1, para realizar el amarre roca-registro y la respectiva extrapolación a los intervalos no corazonadas evaluando las propiedades petrofísicas del Sistema Matriz - Fractura.
- Identificación del Sistema Fracturado a partir de atributos sísmicos del prospecto Cagüí, y posterior correlación de la impedancia de pozo y el cubo de impedancia invertida para la asociaciones a los tipos de roca que presentan la mayor susceptibilidad al fracturamiento
- Definición de áreas prospectivas relacionando a la posición estructural, Litotipos y la intensidad de fracturamiento a partir de la

superposición entre mapas estructurales, análisis geométrico de superficies y atributos sísmicos.

- Analizar e integrar resultados obtenidos, con el fin de identificar posibles oportunidades exploratorias y de producción.

4. MARCO TEORICO

4.1. Aplicación De Atributos Sísmicos En Datos Sísmicos 3D

La identificación de fallas y el predecir fracturas asociadas con los pliegues y las flexiones, debajo de los límites de resolución sísmica son uno de los objetivos principales de la interpretación sísmica. Con el advenimiento del uso de la sísmica 3D a finales de 1980, la magnitud del buzamiento y el azimut de horizontes basados en la primera derivada del buzamiento fueron encontrados para realzar las fallas que eran difíciles de ver. Más recientemente, los mapas de la curvatura basados de la segunda derivada han llevado este proceso aun más lejos.

Intérpretes sísmicos han utilizado los mapas de atributos para la interpretación fallas desde la introducción de datos sísmicos 3D. En 1991, Rijks y Jaufred demostraron que la magnitud del buzamiento y el azimut del buzamiento pueden iluminar fallas sutiles, cuyo desplazamiento significativamente es menor que el tamaño de una onda sísmica. El cubo de Coherencia (Bahorich y Farmer, 1995) y los filtros basados en detectar bordes en Sobel (Luo et al., 1996) midieron los cambios laterales en amplitud y las formas de las ondas sísmicas. Más recientemente, los atributos de la curvatura se han encontrado para ser útiles en la delineación de las fallas y la predicción orientación y distribución de fracturas (Roberts, 2001; Hakami et al., 2004). Hay diferentes medidas curvatura que se pueden utilizar, cada una con su propia propiedad característica. Lisle (1994) examinó la correlación de la curvatura de Gauss para medir fracturas abiertas en un afloramiento. Hart (2002) mostró que la componente de buzamiento de curvatura está altamente correlacionado con fracturas abiertas en el noroeste de Nuevo México. Por el contrario, Stevenson (comunicación personal, 2006) encontraron que el componente de inclinación

de la curvatura se correlaciona con fracturas abiertas en la Formación Austin Tiza del Centro de Texas.

Ericsson et al. (1988) demostró la relación entre la producción y el atributo sísmico de curvatura. Si bien la predicción directa de las fracturas abiertas utilizando curvatura requiere una cantidad significativa de calibración a través de la utilización de datos producción, registro de imagen, o mediciones micro-sísmicas, además las imágenes de curvatura también sirven como una poderosa ayuda a la interpretación estructural y estratigráfica. La curvatura es particularmente útil en el mapeo de las fallas que se han perdido en la sísmica debido a una migración errónea. Sigismondi y Soldo (2003) han utilizado el análisis ventanas más grandes, llevando el cálculo de máxima curvatura a diferentes escalas para extraer características sutiles que no son tan evidentes y llevarlas a mapas estructurales en tiempo y profundidad. Bergbauer et al. 2003, también calculó la curvatura en diferentes longitudes de onda, filtrando las selecciones del horizonte de entrada en el espacio kx-ky. Al-Dossary y Marfurt (2006) extienden este último concepto a las estimaciones volumétricas de curvatura mediante la sustitución del filtro kx-ky con un operador más manejable el convolucional x-y.

4.2. Fundamento Teórico

4.2.1. Aspectos de la caracterización de los yacimientos Naturalmente fracturados

Las fracturas se definen como son superficies planas de discontinuidad, en donde la roca ha perdido cohesión y los procesos de deformación y alteración de la misma pueden ser ocupadas por fluidos. Un yacimiento naturalmente fracturado es una ocurrencia macroscópica de discontinuidades planares en la roca debido a la deformación o a la diagénesis física. Si se refiere a una fractura

frágil, esta estuvo probablemente abierta al inicio, pero pudo haber sido alterada o mineralizada posteriormente. Si se trata de fracturas más dúctiles, estas debieron existir como unas bandas de alta deformación en la roca. Como resultado, los reservorios naturalmente fracturados pueden tener efectos positivos o negativos en el flujo de fluidos dentro de la roca.

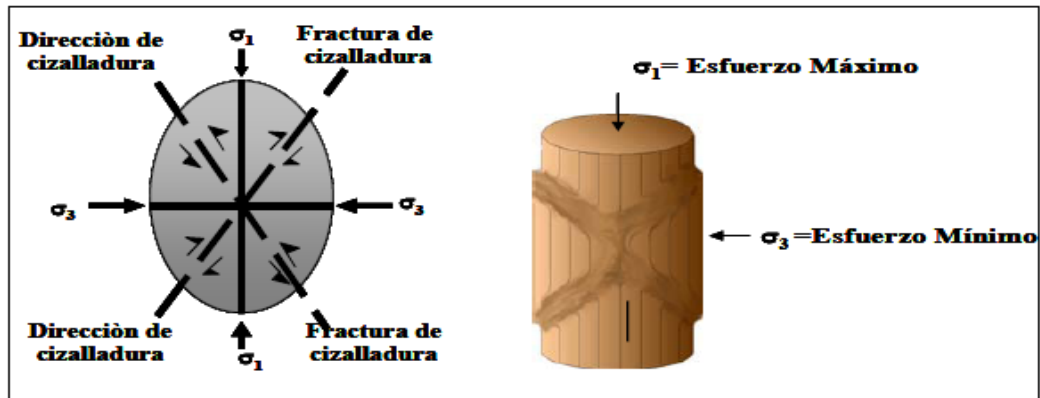
La definición de un reservorio fracturado es muy amplia debido a que un sistema de fracturas naturales puede tener una variedad de efectos sobre el reservorio y el recobro. Por consiguiente estos efectos deben de ser predecidos antes de que sean evidenciados en los datos de producción. Un reservorio fracturado es aquel que presenta fracturas naturales, o está predestinado a tenerlas (Nelson 2001).

4.2.1.1. Génesis de las Fracturas.

Tres tipos de fracturas son identificados para tres direcciones principales de esfuerzos. Toda fractura de tipo natural y frágil en la roca debe conformar uno de estos tres tipos básicos de fracturas: cizalla, extensión y fracturas de tensión (Nelson 2001).

- Fracturas de cizalla. Estas fracturas tienen un sentido de desplazamiento paralelo al plano de fractura. Ellas 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_3 dentro de la muestra de roca. En la figura...se puede observar la dirección del esfuerzo de cizalladura y a su vez la dirección que tomaran las fracturas de cizalla.

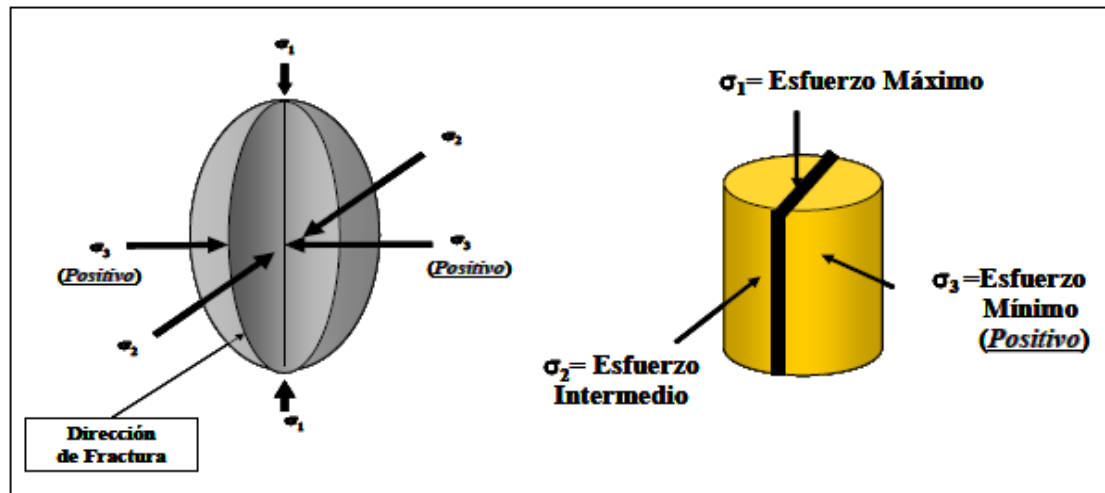
Figura 1. A la izquierda la representación grafica de la cizalladura; a la derecha la representación de los esfuerzos sobre la muestra.



Tomado de Gildardo Osorio 2004.

- Fracturas de Extensión. Las fracturas de extensión tienen un sentido de desplazamiento perpendicular al plano de la fractura. El plano de estas fracturas es paralelo a la dirección de los esfuerzos Máximo e Intermedio. Estas fracturas se originan cuando los tres esfuerzos principales son compresivos.

Figura 2. A la izquierda la representación grafica de direccion de fractura; a la derecha la representación de los esfuerzos sobre la muestra.

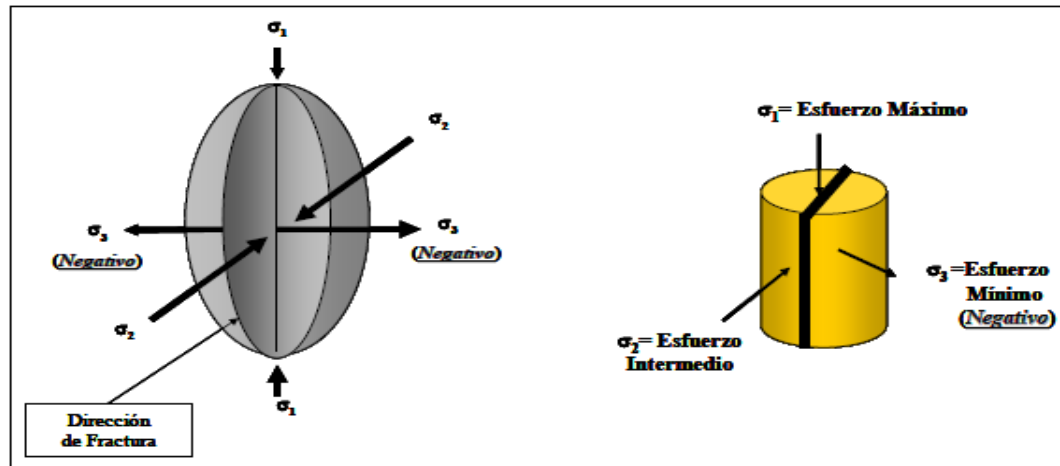


(Tomado de Gildardo Osorio 2004)

- Fracturas de Tensión. Estas fracturas también tienen un sentido de desplazamiento perpendicular y alejado del plano de fractura. La dirección del plano de estas fracturas, al igual que las de extensión, es paralela a la dirección de los esfuerzos Máximo e Intermedio. Estas fracturas 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 a la superficie, mientras que las fracturas de extensión pueden ocurrir en condiciones de mayor profundidad.

Figura 3. A la izquierda la representación grafica de dirección de fractura de tensión; a la derecha la representación de los esfuerzos sobre la muestra.



(Tomado de Gildardo Osorio 2004)

4.2.1.2. Tipo de fracturas según su naturaleza.

Las fracturas pueden ser clasificadas según la naturaleza de las mismas, en esta clasificación se tiene en cuenta la naturaleza del evento que ocasiona el fracturamiento. Esto debido a que las fracturas pueden ser ocasionadas por eventos naturales presentes en el yacimiento o por agentes externos que no hacen parte del set de esfuerzos naturales.

- **Fracturas Naturales.** Se definen como discontinuidades o rompimientos en una roca causada por esfuerzos que exceden la resistencia de la misma por mecanismos naturales.

En las fracturas naturales se observan superficies pulidas y de slickensides, Características generales de las fracturas naturales:

- Superficies pulidas y de slickensides.

- Desplazamiento de los estratos a lo largo de la fractura sin pérdida de cohesión
- En la pared de la fractura se observan estructuras que no tienen relación con la geometría del núcleo.
- El relleno mineral parcial o total sobre la superficie de la fractura (calcita, cuarzo recristalizado, etc.) puede ser también un indicador de fractura natural.
- **Fracturas inducidas.** Este tipo de fracturas, se desarrollan durante la perforación, la toma o la manipulación del núcleo.

Características generales de las fracturas Inducidas:

- Orientación preferencial en el núcleo (perpendiculares a la longitud del núcleo)
- Incrementa la densidad de fracturas hacia el centro del núcleo.
- Curvamiento abrupto hacia las paredes del núcleo
- La superficie de la fractura se relaciona geoméricamente con el núcleo. (Aspecto concéntrico en la superficie).
- En el caso de los esfuerzos inducidos, las estrías se presentan en la superficie de la fractura guardan cierta simetría o patrón regular que no se presenta en las naturales.
- **Fractura Natural – Inducida.** Las fracturas natural-inducida se observan como una fracturas “incompletas” las cuales no atraviesan completamente el núcleo sino que es un plano de debilidad que ya existía como tal pero que por esfuerzos inducidos terminó por manifestarse parcialmente. (Figura 18).
- **Estilolitos.** Los estilolitos son definitivamente un tipo especial de fractura natural, ya que involucra no solo procesos físicos sino también químicos, siendo el resultado de procesos de disolución por presión. (Figura 18). Se

reconocen fácilmente por su aspecto laminado, usualmente de color negro y por una ondulación que en ocasiones adopta un aspecto crenulado.

4.2.1.3 Morfología de las Fracturas.

Un factor importante que determina la porosidad de fractura y la permeabilidad es la morfología de los planos de fractura.

Esta morfología puede ser observada en los núcleos y afloramientos e inferirse de algunos registros de pozo. Hay cuatro tipos básicos de morfología para los planos de fracturas naturales.

- **Fracturas Abiertas.** Como su nombre lo indica, no poseen material diagenético rellenando el espacio entre las paredes de la fractura. El ancho de la fractura es muy pequeño, probablemente del tamaño de un poro, pero incrementa significativamente la permeabilidad en la dirección paralela a la fractura, pero por otro lado tiene un efecto despreciable en la permeabilidad en el sentido perpendicular a la fractura. El flujo de fluidos en las fracturas abiertas está evidenciado en los afloramientos por un tinte de oxidación o por un bandeamiento paralelo a las fracturas.

4.2.2. Atributos Sísmicos

Se definen como cualquier observación extraída de los datos sísmicos la cual ayuda directa o indirectamente a la exploración de hidrocarburos (Regueiro, 2008).

Por definición la palabra atributo significa una cualidad inherente o característica, por lo de todas las medidas obtenidas a partir de los datos sísmicos se pueden considerar como atributos. Taner, 2001.

Taner et, al., 2001, realiza una clasificación de atributos basada en si el contenido de información en ellos es directo o indirecto. Por supuesto hay atributos que poseen algún significado como el relacionado con la energía total reflejada, así como también existen otros que definen formas geométricas o discontinuidades de reflectores, como el atributo de coherencia. Dicha clasificación es la siguiente:

4.2.2.1. Atributos físicos:

Son aquellos que de manera directa se relaciona con la propagación de ondas, la litología y otros parámetros físicos. Se subdividen a su vez en atributos instantáneos, que son los generados muestra a muestra, traza a traza, utilizando para el estudio de caracteres entre capas y limites estratigráficos; y atributos de onda que, como su nombre lo indica, representa las características de la onda y de su espectro de amplitud; estos últimos son usados para la determinación de límites de fluidos, cambios litológicos y variaciones laterales estratigráficas en los yacimientos.

4.2.2.2. Atributos geométricos:

Se produjeron inicialmente para la ayuda en la interpretación estratigráfica; sin embargo la experiencia demostró que estos definen eventos característicos y su respectiva relación espacial ayuda a cuantificar caracteres que realmente mejoran el reconocimiento de patrones depositacionales.

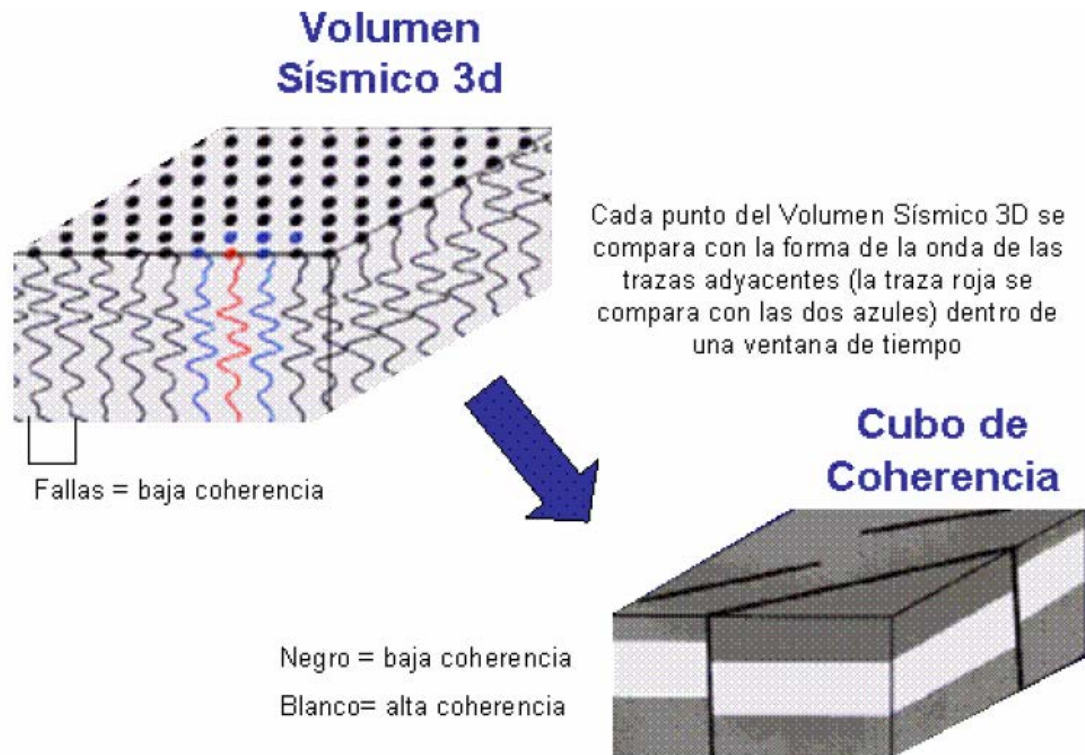
4.2.2.3. Clasificación General de Atributos Sísmicos

De una manera básica, se pueden clasificar en atributos de tiempo, de amplitud, de frecuencia y de atenuación. Figura 4. (Brown, 2001).

Los atributos están relacionados con la información fundamental de los datos sísmicos como lo son el tiempo, la amplitud, la frecuencia, y atenuación la mayoría de los atributos utilizados son post-stacks, es decir provenientes de los datos procesados y migrados. Los atributos pre-stacks por su parte se derivan principalmente de las medidas de las variaciones de la amplitud con el offset (AVO). Atributos derivados del tiempo permiten discernir el detalle estructural; los derivados de la amplitud y la frecuencia van dirigidos hacia problemas estratigráficos y de propiedades del yacimiento (Brown, 2001).

extracción de información de datos sísmicos, que permite interpretar fallas exactas y geometría de los canales.

Figura 5. Cálculo Cubo de Coherencia



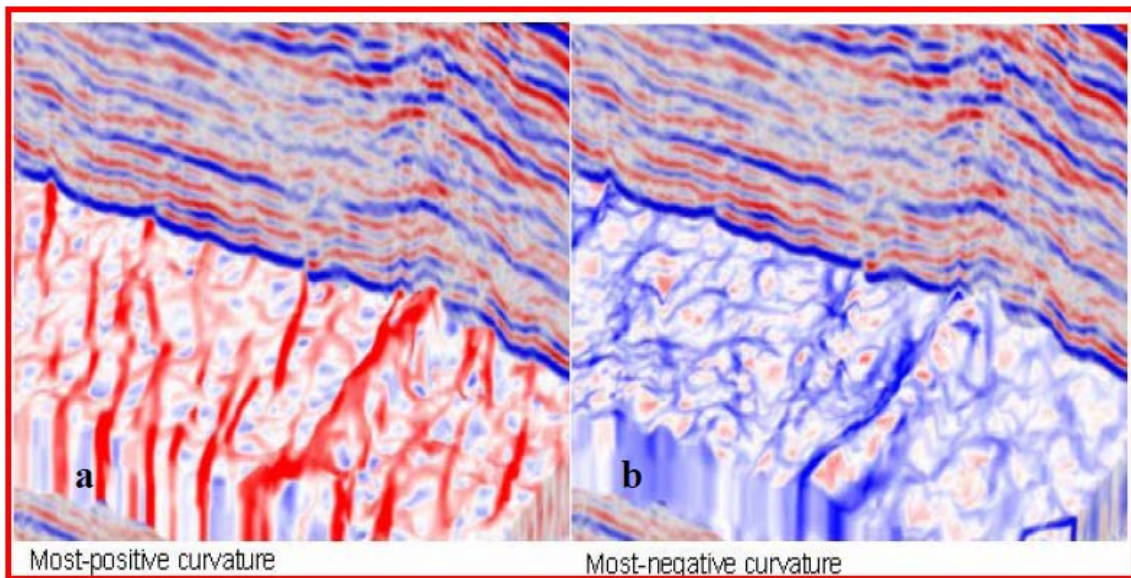
(Tomada de: Nissen, 2002)

4.2.2.5. Curvatura

Curvatura es una medida de la forma cóncava o convexa de una superficie en un punto en particular. Cuanto más cóncava o convexa es la superficie, mayor es su curvatura. Matemáticamente, la curvatura se define como el recíproco del radio de un círculo que es tangente a la curva dada en un punto. Esto quiere decir, que cuando la curvatura es grande tendrá mayores dobles y será cero

para una línea recta. Para los geocientíficos, el análisis de la curvatura, se refiere al estudio de la deformación de los estratos del subsuelo bajo tensión, para predecir fallas y lineamientos de fracturas; a su vez tiene en cuenta características estratigráficas y truncaciones de fallas. Figura 6.

Figura 6. La imagen representa dos perfiles sísmicos en a) un estrata-slice con atributo de most-positive curvature, b) un estrata-slice con atributo de most-negative curvature.



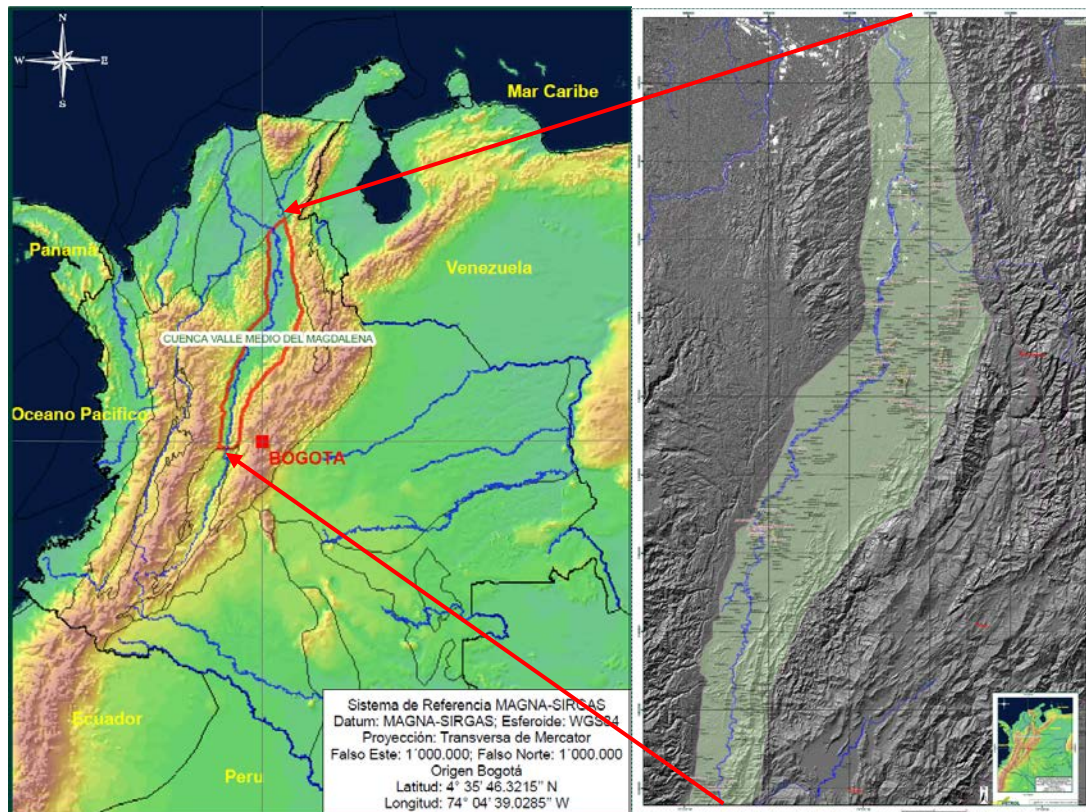
Chopra S., y Marfurt 2008.

5. GENERALIDADES

5.1. Localización Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena corresponde a lo que Kingston et al., 1983 llamó una cuenca poli-histórica. Su desarrollo estructural toma lugar en diferentes estados relacionados a diferentes eventos tectónicos de la esquina noroeste de Suramérica que ocurrió durante el Jurásico tardío, el Cretácico medio el Paleógeno temprano y el Neógeno medio. La extensión de la Cuenca del Valle Medio tiene los alcances de la parte media del río Magdalena; está limitada por el norte por sistema de fallas del Espíritu Santo, por el sur por el cinturón plegado de Girardot, la parte noreste de la cuenca está limitada por el sistema de fallas de Santa Marta - Bucaramanga y al sur este por los sistemas de Fallas de Bituima y la Salina (Llinas, J. C., 2001, La Luna Oíl, reporte interno ANH). Al oeste el límite es marcado por el onlap de los rellenos neógenos de la cuenca sobre la serranía de San Lucas y el basamento de la Cordillera Central (Gómez, et al., 2005; Gómez, et al., 2003; Rolón and Toro, 2003; Rolón, et al. 2001; Restrepo-Pace, 1999; Schamel, 1991; Barrero y Vesga, 1976; Feninger et al., 1970. Figura 7.

Figura 7. Cuenca del Valle medio del magdalena.



Fuente información geográfica ECOPETROL/ICP

5.2. Marco Geológico Regional

5.2.1. Evolución Tectónica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena

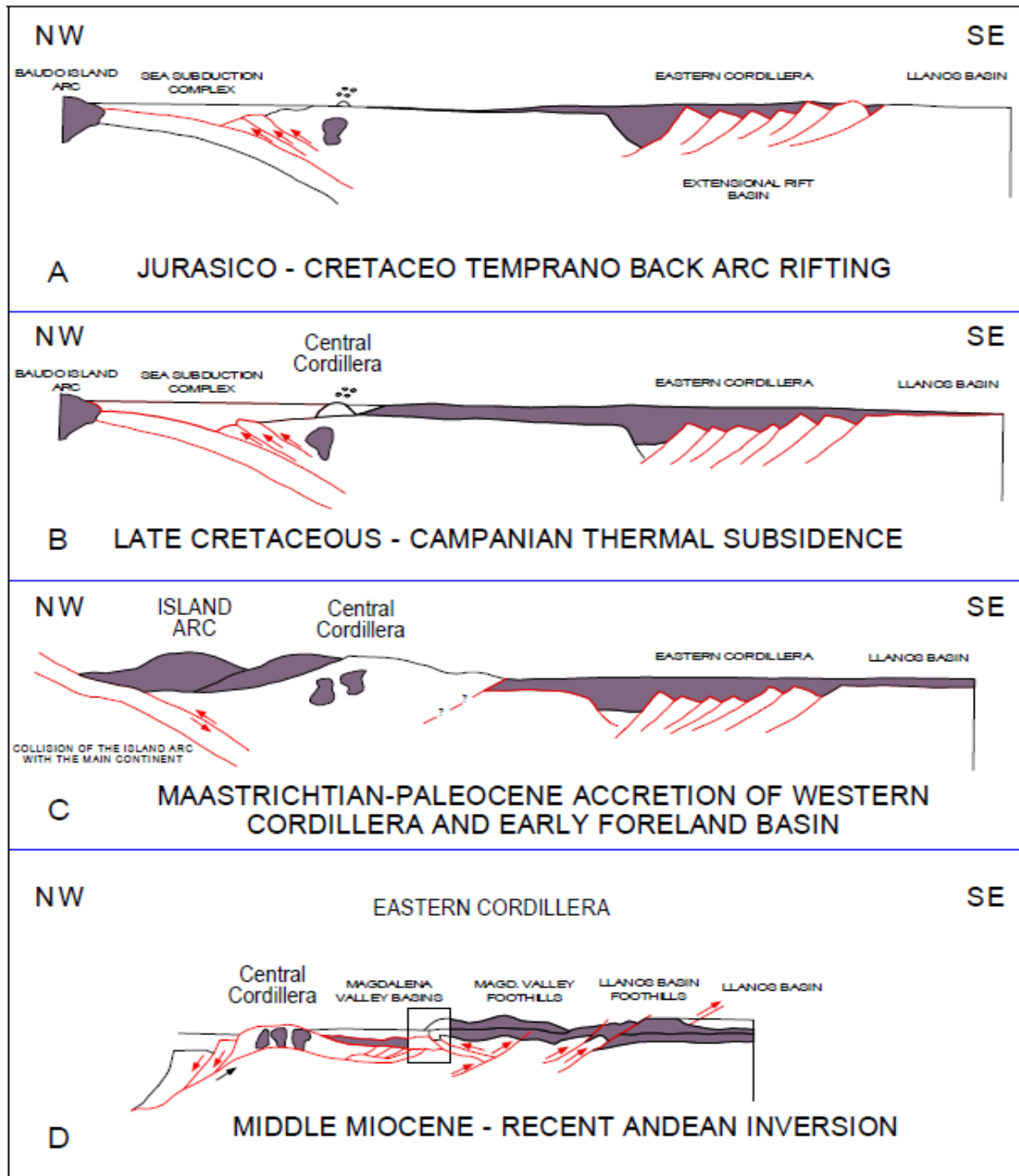
El Valle Medio del Magdalena se comporta como una cuenca intra-cordillerana, basculada hacia el oriente, con tendencia homoclinal disturbada por algunos pliegues y fallas. Geomorfológicamente está limitada por la Cordillera Central al Occidente y la Zona de transición Occidental de la Cordillera Oriental al Oriente. Esta cuenca ha sido afectada tanto por eventos distensivos como compresivos, Figura 8.

Los principales eventos tectónicos que dieron lugar a la formación de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena están relacionados con la separación de Norte y Suramérica y el levantamiento de la Cordillera Oriental durante la Orogenia Andina (Fabre, 1984).

Durante el Triásico - Jurásico y Cretáceo temprano Figura 8a, ocurre la separación de Norte y Suramérica debido a un evento expansivo de dirección Este - Oeste y al desarrollo de un margen activo en el occidente con el establecimiento de un arco magmático representado por un cordón de plutones calco-alcalinos localizados en el flanco Oriental de la actual Cordillera Central (McCourt y otros, 1984 en ICP-GER, 1998), en Colombia este evento afecta la zona comprendida entre la paleo-cordillera central y la paleo-falla de Guaicáramo causando un adelgazamiento de la corteza en las zonas Tablazo-Magdalena Medio y el Cocuy donde se forman dos grábens limitados por fallas normales activas los cuales permitieron la depositación de sedimentos de la Formaciones Bocas, Jordán, Girón y Los Santos (Fabre, 1984 y Cooper, 1995), Figura 9.

Durante el Albiano Figura 8b, debido a la elevación del nivel eustático, el mar transgrede sobre la actual zona del Valle Medio del Magdalena y Llanos Orientales, se presenta un cambio gradual de espesor hacia el Oriente en las unidades estratigráficas lo cual sugiere el desarrollo de una fase de subsidencia termal post - rift que dominó la historia de evolución durante la mayor parte del Cretácico (Cooper, 1995; Roedder y Chamberlain, 1995 en ICP GER, 1998).

Figura 8. Evolución tectónica de la Cordillera Oriental, Valle Medio el Magdalena, Cuenca de los Llanos



(Tomado de Linares, 1.996).

Desde el Campaniano hasta el Maastrichtiano, Figura 8c., el nivel eustático vuelve a descender, presentándose una rápida regresión marina en la zona de los Llanos y a principios del Cenozoico prácticamente todo el Oriente Andino estaba emergido (Toussaint, 1993).

Durante el Maastrichtiano – Paleoceno (Figura 8c), debido a la interacción de las placas Caribe y Suramericana ocurre la acreción de la Cordillera Occidental lo cual genera el levantamiento de la Cordillera Central. Se crea una cuenca de antepaís hacia el Este que se extiende hasta el escudo Guayanés (Fabre, 1983); durante este tiempo se originaron cabalgamientos con transporte tectónico principalmente en dirección SW (ICP – GER, 1998). En el área de estudio los principales cabalgamientos son La Salina, San Luis y Arrugas y tienen dirección de transporte SW.

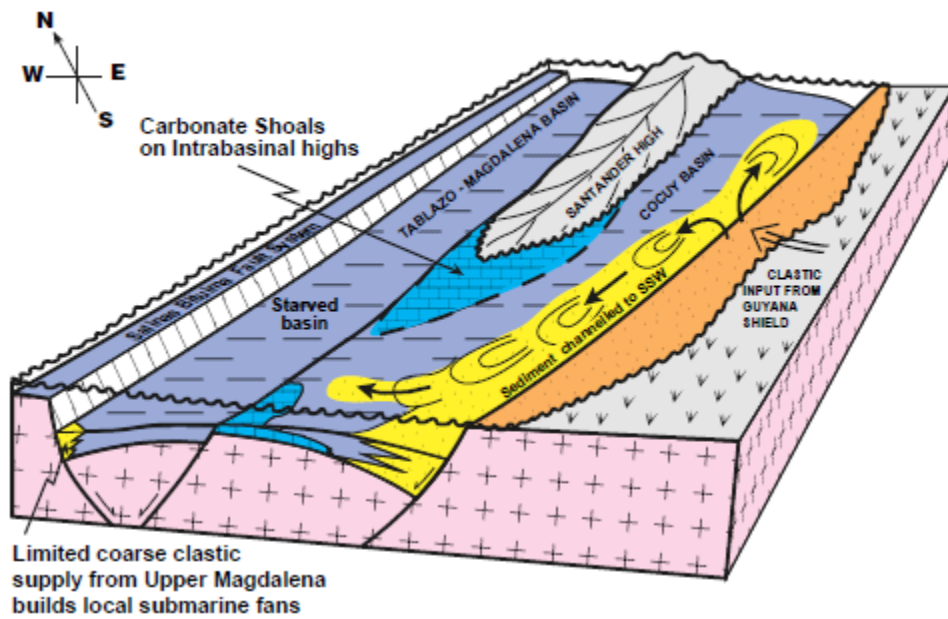
El levantamiento del macizo de Santander corresponde a una fase de compresión que deforma la cuenca Tablazo - Magdalena Medio durante el Paleoceno. En las zonas anticlinales formadas durante esta fase, la erosión remueve una gran parte de la secuencia cretácica, mientras que la sedimentación y la subsidencia prosiguen en las zonas sinclinales de manera más o menos continua (Julivert, 1961 en Fabre, 1983).

Durante el Eoceno, el Oligoceno y el Mioceno inferior, la cuenca Tablazo-Magdalena Medio sigue subsidiendo y se depositan las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado en un ambiente continental restringido a un paleo–valle fluvial, donde se desarrollaron una serie de canales principales con sus distributarios asociados a complejos de “crevasse”, llanuras de inundación, lagos, suelos y localmente depósitos aluviales (ICP – GER, 1998), Figura 6.4.

Durante esta etapa se observan períodos de erosión representados en el área por las discordancias que se encuentran dentro de la secuencia Terciaria de las cuales las más importantes son: la del Eoceno al tope de la Formación Lisama y

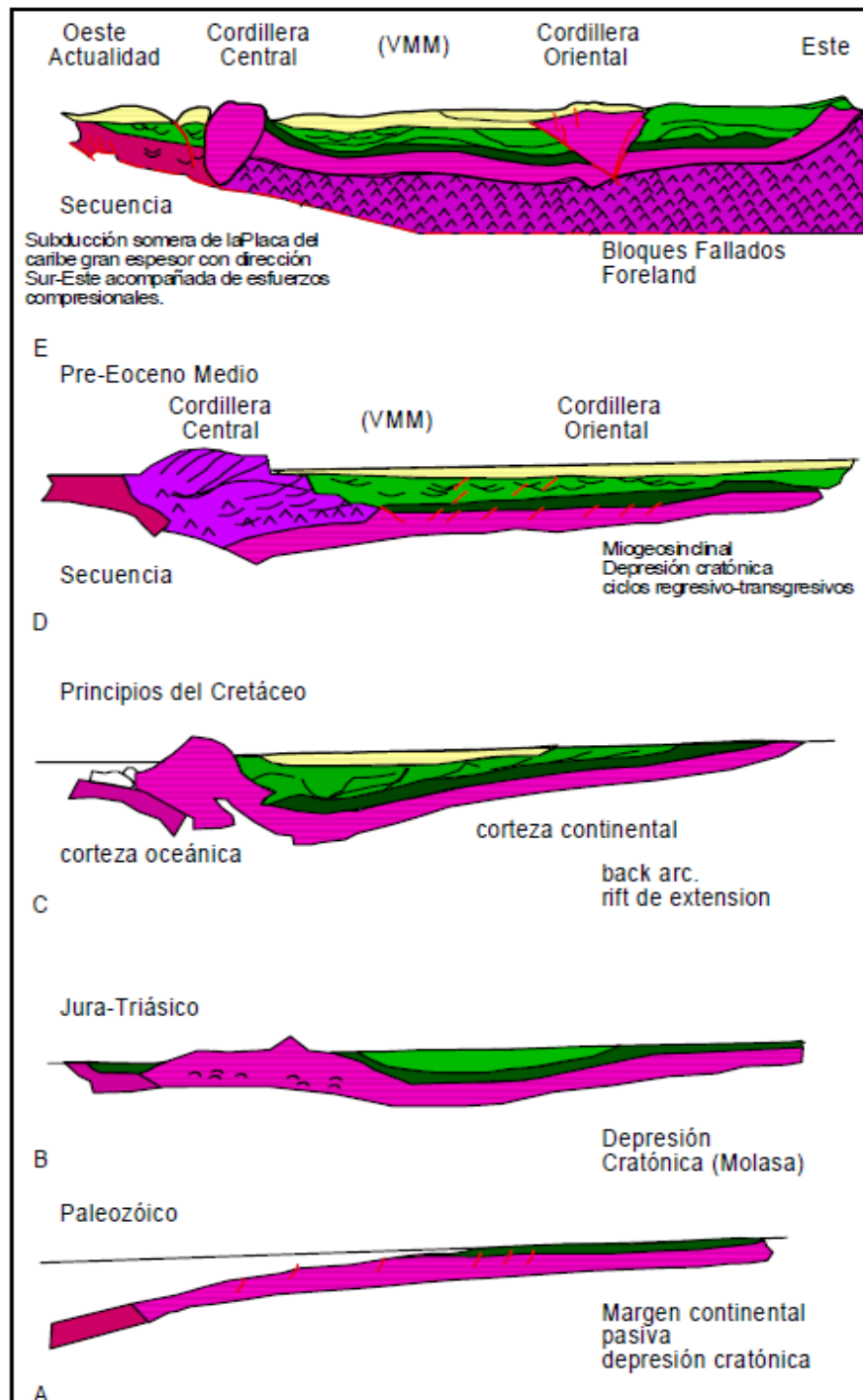
la del Mioceno medio la cual está asociada al levantamiento de la Cordillera Oriental.

Figura 9. Bloque diagrama ilustrado la separación de las Cuencas de Cocuy y Tablazo-Magdalena durante el Triásico-Jurásico y Cretácico Temprano



(Tomado de Cooper, 1995).

Figura 10. Evolución tectono-estratigráfica del Valle Medio del Magdalena



(ECOPETROL 1997).

Durante el Mioceno Medio y Superior (Figura 8d), importantes fases tectónicas compresivas interrumpen la subsidencia de las cuencas del Cocuy y del Tablazo-Magdalena Medio, cuyos sedimentos son plegados y fallados con el levantamiento de la actual Cordillera Oriental y se observa que las zonas más subsidentes de las dos cuencas del Valle Medio del Magdalena y de los Llanos, forman actualmente los dos flancos cabalgantes de la cadena (Fabre, 1983). Las profundas paleofallas normales que limitaban las cuencas durante la fase de extensión son reactivadas como fallas inversas durante la fase compresiva del Mioceno y Plioceno (Julivert y Téllez, 1963 en Fabre, 1983), puesto que representaban planos de debilidad a lo largo de los cuales la Cordillera Oriental pudo cabalgar respectivamente hacia el Este sobre el borde de los Llanos y hacia el occidente sobre el Valle Medio del Magdalena (Fabre, 1983).

Durante el Mioceno tardío y Plio-Pleistoceno se deposita la última secuencia molásica representada por el Grupo Real, el Grupo Mesa y depósitos Recientes, los cuales se observan poco o nada deformados (Figura 10). Estructuralmente el margen oriental del Valle Medio del Magdalena está limitado por la Falla de la Salina hacia las partes media y sur. Hacia la parte Norte por las Fallas de Río Sucio y Lebrija. Sobre la margen occidental no existe un rasgo estructural continuo que establezca el límite, sino una serie de fallas normales con el bloque oriental hundido; algunos corresponden aparentemente a paleo-taludes deposicionales (Yory, Bayer, Medina, 1977).

Las estructuras principales y el patrón primario de fallamiento terciario en el Valle Medio, exhiben una orientación general NE-SE, paralela a la cuenca. La parte oriental se caracteriza por pliegues sinclinales amplios y anticlinales estrechos, limitados por fallas inversas hacia su flanco occidental (Yory, Bayer, Medina, 1977).

5.2.2. Estratigrafía de Formaciones de interés

En la cuenca del VMM se identifican tres secuencias de primer orden depositadas sobre el basamento cristalino constituido por rocas ígneas y metamórficas de edad Pre-Jurásico. Figura 11. La Secuencia A de edad Triásico-Jurásico; la Secuencia B del Cretáceo-Paleoceno. Y por último la Secuencia C post-Eoceno Medio.

5.2.2.1. Secuencia A (Triásico-Jurásico)

Reposa discordantemente sobre el basamento cristalino y aflora en el borde occidental de la cuenca, en las estribaciones de la serranía de San Lucas y en el Macizo de Santander. Está constituida por limolitas rojas, intercaladas con flujos de lavas riolíticas, brechas volcánicas, tobas y piroclásticas depositados en ambientes continentales a marginales (Etayo et. al, 1993). Esta sucesión se presenta intruída por plutones dioríticos a cuarzodioríticos de edad Jurásico Tardío, Cretáceo Temprano. Las formaciones que las constituyen son Jordán Girón.

5.2.2.2. Secuencia B (Cretáceo-Paleoceno)

Constituida por las formaciones Tambor, Los Santos, Cumbre, Rosablanca, Paja, Tablazo, Simiti, La Luna, Umir y Lisama. Esta limitada en su base por la discordancia del Jurásico y en su parte superior por la discordancia del Eoceno Medio. Esta secuencia se depositó en condiciones marinas, de plataforma, las cuales se hicieron transicionales desde el Maastrichtiano. Sísmicamente está caracterizada por reflexiones paralelas a levemente divergentes que corresponden a calizas, margas, shales y lodolitas. La geometría y estructura es tabular indicando un ambiente muy estable con subsidencia uniforme. La

amplitud es variable debido a la intercalación de niveles arcillosos con niveles de calizas y ocasionalmente areniscas; la continuidad y frecuencia son variables.

El Cretáceo Inferior está representado por cuarzoarenitas de grano fino a conglomeráticas de las formaciones Los Santos, Tambor (de distribución local) depositadas en ambientes continentales. El ingreso marino está registrado por las cuarzoarenitas y limolitas de tonos verdosos con fósiles de moluscos (bivalvos) y por arcillolitas laminadas negras de la Formación Cumbre de ambiente intermareal, restringidos (albuferas). Estas formaciones han sido reportadas en el borde oriental de la cuenca (Rolón y Numpaque, 1997). En la parte central y oeste de la cuenca no han sido reportadas estas unidades.

Las condiciones de plataforma marina prevalecieron permitiendo el depósito de calizas, mudstone, wackestone y packstone de bioclastos, sensu Dunham, (1992) de la Formación Rosablanca. Shales negros y arenitas de grano fino arcillosas, depositadas en ambientes intermareales a supramareales, Formación Paja. Mudstone, wackestone con terrígenos, ocasionalmente bioclastos, shales negros, arenitas de grano fino arcillosas, calcáreas y algunas glauconitas de la Formación Tablazo.

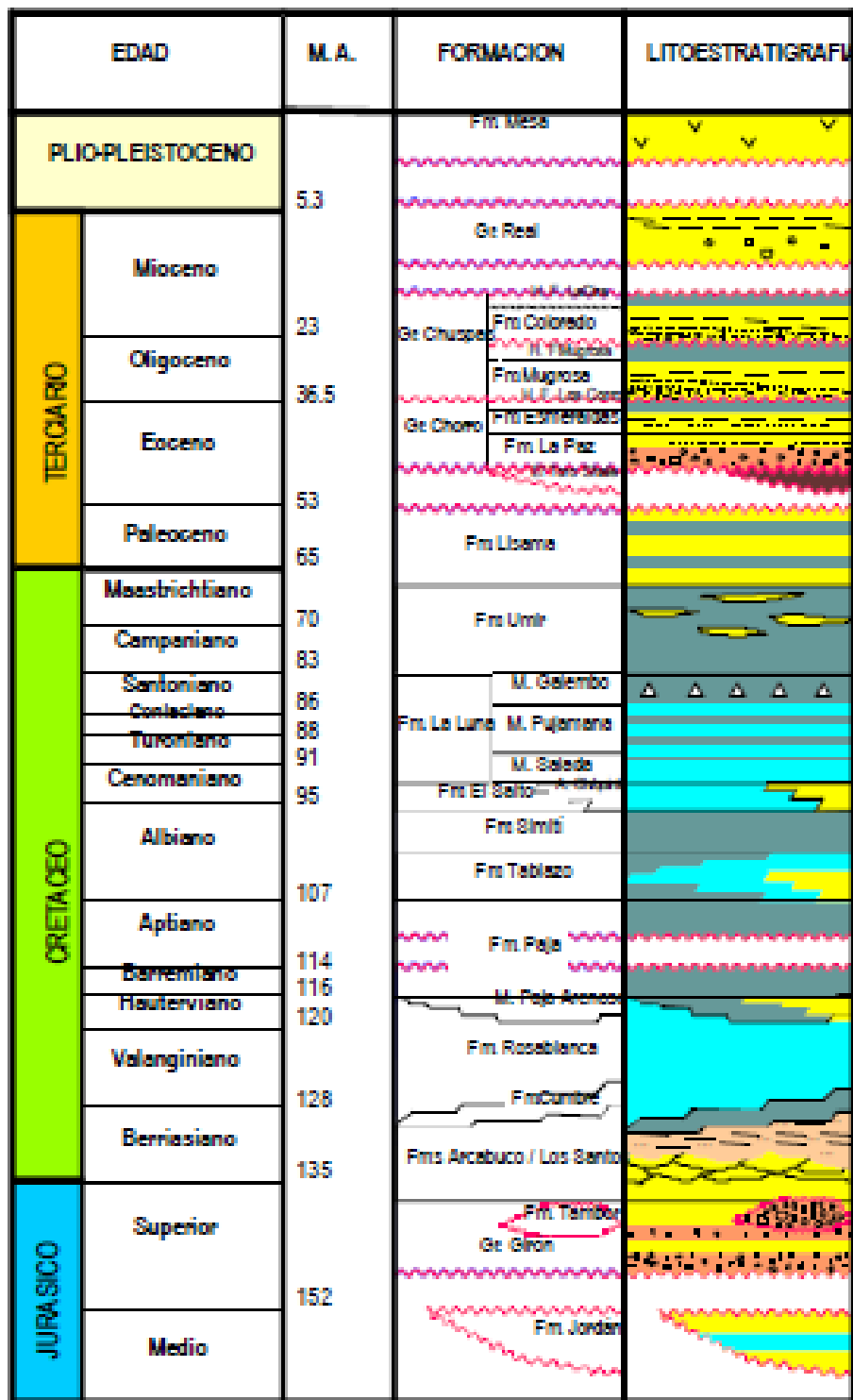
El Cretáceo Superior está caracterizado por gruesos paquetes de shales negros con algunas intercalaciones de arenitas arcillosas y niveles de concreciones, depositados en ambientes submareales que constituyen la Formación Simiti. La Formación La Luna representada por sucesiones de mudstone, wackestone de terrígenos y wackestone-packstone de microfósiles, lodolitas silíceas y shales negros depositados en ambientes submareales. Esta sucesión termina con el establecimiento de condiciones someras en donde se depositaron shales negros, limolitas, algunos niveles de areniscas de grano fino con laminación cruzada y mantos de carbón, correspondientes a ambientes litorales, intermareales y restringidos (pantanos), que constituyen la Formación Umir.

El intervalo Paleoceno está representado por la Formación Lisama y se localiza en el sector noroccidental de la cuenca, suprayace transicionalmente la Formación Umir y representa la transición de condiciones marinas a deltaicas.

5.2.2.3. Secuencia C (Eoceno Medio-Superior-Cuaternario)

Esta Secuencia se depositó en un ambiente continental en una cuenca de antepaís hasta el Mioceno medio e intramontana a partir de este momento. Sobre la discordancia del Eoceno Medio se definen seis tectono-secuencias depositadas en ambientes aluviales y fluviales (Suarez, 1996). Estas secuencias fueron interpretadas en el área del prospecto y comprenden la Tectonosecuencia T1 (Grupo Chorro, Formaciones La Paz y Esmeraldas), Tectonosecuencia T2 (Grupo Chuspas, Formación Mugrosa), Tectonosecuencia T3 (Grupo Chuspas, Formación Colorado) y (Tectonosecuencias T4 a T6, Grupo Real). La expresión sísmica de estas secuencias tectónicas presenta configuración de reflexiones con poco paralelismo y alta divergencia, características de depósitos en ambientes continentales. Tres horizontes fosilíferos han sido identificados como marcadores: “Los Corros” al tope de la Tectonosecuencia T1 (Eoceno Superior), “Mugrosa” al tope de la Tectonosecuencia T2 (Oligoceno) y “La Cira” al tope de la Tectonosecuencia T3 (Mioceno Inferior – Medio). Estos marcadores se caracterizan por ser unidades delgadas pelíticas coetáneas depositadas en ciénagas y extensas llanuras de inundación. En sísmica, se pueden observar como reflexiones continuas, debido a que al tope de cada una de ellas se presenta una discordancia regional de baja angularidad o paraconformidad que separan las tectonosecuencias (Suarez, 1996).

Figura 11. Columna generalizada del Valle Medio del Magdalena



Tomada de Rolón 2007.

5.3. HISTORIA EXPLORATORIA DE HIDROCARBUROS EN LA CUENCA DEL V.M.M.

La historia de exploración de hidrocarburos en la cuenca del Valle Medio del Magdalena se remonta a los comienzos del siglo XX, siendo el campo La Cira-Infantas, el primer descubrimiento en el año de 1918; a partir de este descubrimiento la exploración presenta dos épocas importantes con el aumento de las reservas descubiertas, estas corresponden a los periodos 1940-1955 (campos: Casabe, Yariguí-Cantagallo, Palagua-Velasquez y Buturama) y 1955-1965 (campos: Llanito, Provincia, Cocorná, Lisama). Los últimos 30 años corresponden a un período de poco incremento en las reservas descubiertas, solo hasta el año de 1994 el descubrimiento del Campo Opón aportó de nuevo reservas en rocas del Terciario.

En el año 2005 el pozo Guariques-1 localizado en el bloque Lisama-Nutria, probó la existencia de hidrocarburos en las formaciones Mugrosa y La Paz.

Los primeros pozos que probaron los yacimientos Cretácicos en las formaciones La Luna y Rosablanca fueron perforados entre 1922 y 1955, por las compañías Tropical Oil Company (Infantas U-1, La Cira U-2, La Puerta-1), Socony Vacuum Oil Co. de Colombia (Mc Carthy-1, Pedral-1, Paturia-1), Shell-Condor (Cantagallo-14, Garzas-1, Bosques-1). A partir de 1955 por ECOPEPETROL (Infantas-1613, 1625) Quebrada Roja-1, Llanito-1, Arenosa-1), Petrobras (Bosques-3), International Petroleum (Buturama-1, Crisol-1, Trigos-1, Pital-1), Shell Condor (San Pablo-1), Provincia Petroleum (Reposo-1, Norean-1).

En 1998 en el Campo Buturama, localizado aproximadamente a 150 Km. al noreste del prospecto Guane, la Compañía Harken perforó el Pozo Catalina-1, obteniendo una producción importante de calizas en el Grupo Calcáreo Basal y

en la Formación La Luna. Esta producción fue conseguida mediante la perforación de pozos subparalelos a la estratificación, en condiciones de sub-balance. En este campo se obtuvo petróleo de 36° API en el Grupo Calcáreo Basal y de 12° API en la Formación La Luna.

A finales del año 2004 fue perforado el pozo Cagüí -1 por ECOPETROL S.A., el cual llegó a una profundidad de 12700` y probó la existencia de hidrocarburos en la Formación Rosablanca recuperando 150 bls de petróleo de 27.5° API.

En el pozo Cagüí-1 a diferencia del campo Buturama está presente la formación Paja (15' de espesor), la cual separa las formaciones Tablazo y Rosablanca.

Los espesores encontrados en este pozo para las formaciones tablazo y Rosablanca fueron de 680' y 440' respectivamente (Rojas L. y Malagón F. 2005). Las pruebas realizadas en la Formación Tablazo fueron tres de ellas acuíferas y una seca, mientras que la realizada en la Formación Rosablanca fue catalogada como petrolífera con baja capacidad de aporte, recuperándose 150 bbls de aceite de 27.5° API; (Mantilla et al., 2005).

6. METODOLOGÍA DE TRABAJO

La metodología a implementar parte de una recolección sistemática de datos para la caracterización del sistema fracturado, permitiendo diferenciar entre familias de fracturas, espaciamiento (para cada familia), tipo de esfuerzo que las genera, morfología de la pared, tipos de relleno, conductividad, orientación, apertura, intensidad de fracturamiento y el control litológico que brinda el entendimiento de mecánica de rocas (definición de Litotipos por susceptibilidad al fracturamiento); así como la influencia de las fracturas sobre la producción y migración de hidrocarburos.

Para la adquisición de los atributos anteriormente mencionados se hace uso de la información disponible a diferentes escalas en los pozos Guane -1 y del área comprendida por el 3D de Cagüí, como registros convencionales y/o especiales, caracterización de fracturas en core, modelamiento petrofísico, sísmica 3D y análisis geométrico de superficies con el fin de identificar posibles oportunidades exploratorias y de producción, dado que el éxito exploratorio dependerá tanto de emplazamiento de nuevos pozos como de su correcta orientación interceptando el mayor número de fracturas a través del direccionamiento en las unidades de interés.

La integración de la totalidad de la información permite plantear un esquema de trabajo que conlleve a obtener resultados positivos a la viabilidad del área prospectiva. Esta evaluación de riesgos contemplará el análisis de variables y parámetros identificados en las diferentes etapas de Desarrollo del Yacimiento:

Prospecto: Determinación de la complejidad estructural del Yacimiento a fin de determinar de manera global los esfuerzos y eventos tectónicos que pudieron generar fracturamiento. De igual manera considerar Campos aledaños que se comporten como YNF.

Perforación: Análisis de pérdidas de fluido, análisis del comportamiento de la cromatografía de gases y revisión de aquellos informes que documenten la inspección visual de los rípios de perforación.

Evaluación inicial de los pozos: Análisis de registros-correlación y aplicación de diferentes métodos para identificación de fracturas.

Producción: Análisis básico del comportamiento de las curvas de producción y presión (declinación y corte de agua) mediante comparación con curvas tipo para Yacimientos Naturalmente Fracturados

6.1. Revisión de Información

Evaluación del Tipo, Calidad y Validez de la Información disponible.

6.2. Revisión y definición de Litotipos.

Por medio de este análisis se buscará determinar los Litotipos que mejor caractericen el comportamiento en Producción del Yacimiento; la distribución de dichos Litotipos conlleva a la construcción de una curva discreta de Tipos de Roca. La determinación de dichos Litotipos busca enlazar el mayor número de parámetros que mejor describan el comportamiento en Producción del Yacimiento como pueden ser litología (según Dunham), diagénesis, calidad de roca, Susceptibilidad al Fracturamiento (Mecánica de Rocas) y/o Unidades de Flujo o Unidades Hidráulicas y/o tipos de depósito.

Esta curva discreta de Tipos de Roca se asocia a la respuesta de los registros a través de ubicar los Litotipos a profundidad de registro con ayuda del Core Gamma Spectral, para después asociar la respuesta de los registros pertenecientes a cada pozo a cada Litotipo a través de análisis clúster. De esta

manera se concibe el concepto de electro-facies, la determinación de lito-facies hace parte de esta descripción, la cual permite determinar las características litológicas en las zonas fracturadas y determinar las litologías que presentan mayor intensidad de fracturamiento. Este análisis genera un registro discreto de facies, el cual es uno de los input de entrada para el modelamiento petrofísico.

6.3. Caracterización de fracturas sobre núcleos

Este análisis se enfoca en determinar las características principales de las fracturas en los núcleos. El objeto es determinar parámetros como intensidad de fracturamiento, inclinación, dirección preferencial de las fracturas, familias de fracturas y un posterior análisis estadístico que relación el comportamiento de cada lito-facie con la presencia y características de las fracturas.

Las fracturas a nivel de yacimiento se pueden dividir en dos tipos de acuerdo con su tamaño: macro-fracturas y micro-fracturas. La caracterización de macro-fracturas está enfocada a la descripción detallada de los diferentes aspectos geológicos y de ingeniería que intervienen en la acumulación y transporte de hidrocarburos dentro del yacimiento.

Los parámetros analizados durante la caracterización de macro-fracturas son enumerados a continuación:

- Tipo de Fractura (Naturales, Inducida, Natural-Inducida).
- Tipo de esfuerzo Tensión, Compresión, Cizalla).
- Apertura y relleno.
- Longitud
- Perfil de la fractura y morfología de la pared.

- Aptitud de la fractura.
- Litotipos por susceptibilidad al Fracturamiento.

6.4. Orientación de fracturas

La orientación de fracturas en afloramiento y en núcleos a nivel micro y macro, permite relacionar los sistemas fracturados presentes en el yacimiento con los esfuerzos primordiales que han actuado en las rocas a través de los diferentes eventos deformativos a los que ha estado sometida la cuenca.

Con esta orientación es posible visualizar el comportamiento de cada una de las familias de fracturas y observar las rutas de mayor aporte y migración de los hidrocarburos. La orientación real de las fracturas es utilizada como herramienta primordial en el montaje del modelo conceptual de fracturamiento para el campo y en el montaje de información de carga par la simulación numérica.

6.5. Análisis de la relación Litotipos-fracturas

La intensidad de fracturamiento es una medida relativa de la permeabilidad del yacimiento. Generalmente, altas intensidades de fracturamiento correlacionan con altos valores de permeabilidad.

Generar una relación entre la intensidad de fracturamiento y la permeabilidad representa un reto importante en la caracterización de los Yacimientos Naturalmente Fracturados; ésta relación se puede desarrollar integrando información de análisis de núcleos y registros de pozo, estableciendo una metodología que logre involucrar la intensidad de fracturamiento y los Litotipos.

6.6. Intensidad de Fracturamiento –Litotipos.

Este parámetro se define como la dependencia existente entre la intensidad de fracturamiento y la distribución de Litotipos. Varios autores (Stearns, 1968), (Stearns y Friedman, 1972), han señalado que esta relación está ligada con la resistencia o ductilidad de las rocas. Litologías con alto porcentaje de constituyentes frágiles tienen un menor espaciamiento (mayor intensidad de fracturamiento) que aquellas con un porcentaje más bajo (arcillas) asumiendo similares condiciones ambientales y de esfuerzos actuando sobre las rocas.

6.7. Análisis de registros FMI y UBI

Uno de los métodos indirectos más eficaces para analizar fracturamiento en pozo utilizado en la industria del petróleo es el análisis de registros de imágenes.

Por medio del análisis de registros UBI y FMI es posible caracterizar el tipo de fracturas que se presentan en la cara del pozo, adicionalmente se pueden caracterizar atributos primarios de la morfología de las fracturas observadas y se obtiene la orientación real de estas fracturas en el subsuelo.

6.8. Análisis de atributos sísmicos datos sísmicos post-stacks

Los datos de sísmica 3D post-stacks producen significativos atributos para el modelamiento de Yacimientos Naturalmente Fracturados, donde el uso de datos post-stacks se aplica para realizar imágenes espectrales e inversiones de alta resolución.

Los atributos que se usan para caracterizar YNF se basan en su capacidad de proporcionar las relaciones geológicas y físicas entre las fracturas y sus

respuestas sísmicas. Las heterogeneidades de la litología es uno de los factores que influyen la distribución de las fracturas. La impedancia elástica proporciona una buena herramienta para obtener las propiedades de la roca a través de los módulos de Lamé y de corte. Las fracturas saturadas con aceite pueden causar atenuación sísmica.

Por lo tanto los atributos obtenidos desde el análisis inversión de impedancia Acústica y atenuación sísmica pueden ser usados para calibrar y cuantificar fracturas sobre las limitaciones de los pozos.

6.9. Manejo estadístico e integración de parámetros

La integración de todos los parámetros utilizados en la caracterización de fracturas, permite estimar como son las condiciones para la acumulación y flujo de fluidos en el sistema fracturado para cada pozo y de manera macro en el Campo. Parámetros como el tipo de apertura y el perfil de la fractura indican la calidad de la misma.

La identificación de las zonas de mayor fracturamiento determinadas por el número de fracturas naturales en una profundidad en particular, se convierte en un factor preponderante al relacionarlo con la impregnación de las fracturas, y esta puede indicar el carácter positivo del fracturamiento y la conectividad de las mismas. Las zonas de alto fracturamiento son correlacionadas con los diferentes Litotipos y el tipo de litología afectada por tal fracturamiento, encontrándose qué tipo de Litotipos tiene mayor disposición al fracturamiento.

Con el fin de integrar y asegurar la información base del estudio junto con la información desarrollada por la metodología respecto a la caracterización de fracturas, la información puede ser cargada en una base de datos especializada a nivel de pozos y campo que permite el almacenamiento, análisis y

visualización de los datos integrales de sistemas fracturados para su posterior carga a modelos discretos y de simulación.

El éxito del Proyecto está fundamentado en el entendimiento de la génesis misma de la fractura, referida a ciertos aspectos fundamentales como:

1. Comportamiento Geomecánico, relacionado a Composición, Textura y Diagénesis misma de la roca. Patronado sobre los núcleos de perforación a partir de la definición de una curva discreta de Litotipos y acompañado de la descripción misma de las fracturas
2. Extrapolación de los Litotipos definidos en núcleos a los demás pozos a partir de los registros convencionales, haciendo uso de Cross Plot Multipozo,. El éxito de esta etapa determina el poder llevar la Información de Fracturas determinadas en núcleos (Intensidad de Fracturamiento, Propiedades de la Fractura, etc.) a los demás pozos no corazonados.
3. Determinación de la aptitud de las familias de Fracturas a partir de los datos de FMI, definitivo en el poblamiento de fracturas por la información de distribución espacial de los planos de fractura y su ubicación en profundidad.
4. Definición del Modelo Estructural a partir de la Interpretación de líneas sísmicas 2D y/o de un cubo sísmico 3D, acompañado de ser posible de la Interpretación de rasgos estructurales a partir del Dipmeter y análisis de la posición estructural respecto de la Intensidad de Fracturamiento.
5. Elaboración de mapas de Curvatura Simple, Curvatura Gauss, Cilindricidad a partir de las Superficies definidas en la definición del Modelo Estructural que conlleven a Mapas de Intensidad de Fracturamiento.

6. A partir de Información Sísmica 3D la realización de Análisis de Atributos Sísmicos, a fin de definir los principales patrones de familias de fracturas y refinación del modelo estructural en la identificación de zonas prospectivas y cierres estructurales.
7. Definición de Intensidad de Fracturamiento a partir de registros de Pozo.

7. RESULTADOS

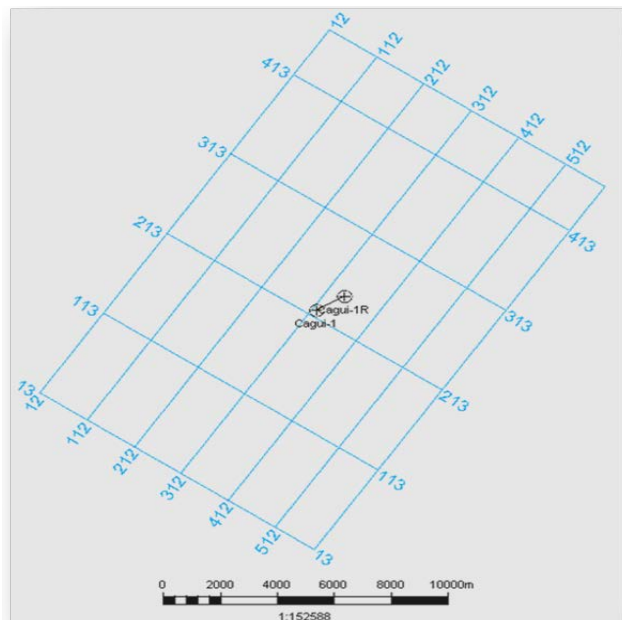
7.1. Interpretación Sísmica Y Generación De Superficies Y Planos De Falla

7.1.1. Interpretación Sísmica Del Modelo Estructural

A continuación se muestra el resultado de la carga y validación del modelo estructural preexistente en el Prospecto Cagüí. Las fallas, horizontes, pozos y sus respectivos registros fueron cargados en la plataforma Petrel, en donde se evaluó la forma en que fueron interpretados. Dicha evaluación del modelo estructural se hizo en base a Atributos Sísmicos.

El cubo sísmico suministrado tiene un área de 212.5 km² correspondiente al volumen 3D de Cagüí; en las cuales se interpretaron 465 inlines, 582 crosslines, con un sample de 4 ms; este cubo sísmico presenta un proceso de post-apilado de migración en tiempo, donde la Formación objetivo está entre los 2270 y los 4200 ms.

Figura 12. Survey del volumen sísmico Cagüí 3D.



La re-interpretación del modelo estructural consistió en definir y representar la orientación y geometría y demás características de los elementos estructurales, como parte de la caracterización geológica del área. En el caso de esta tesis está limitado a estructuras de edad pre-eoceno, ya que el objetivo se centra en la secuencia fracturada de la formación Rosablanca de edad Valanginiano. Para esta área el único pozo que recorre la sección completa de la Formación Rosablanca, pozo que posee un check shot valido para realizar el amarre sísmica-pozo

Antes de comenzar la interpretación del modelo estructural en los datos sísmicos se cumplieron los siguientes pasos:

Recolección de información: se partió de la recopilación de la información concerniente a las interpretaciones anteriores donde se destacan los trabajos anteriores de Garavito (Ecopetrol, 2008), así mismo el número de pozos, inventario de registros de pozos con check shots disponibles, topes formacionales, datos sísmicos disponibles migrados con o sin post procesos.

Carga de datos: este paso consiste en validar y cargar los datos del pozo y sus registros. Analizar los datos sísmicos para determinar geometría y escalamiento. Cargar los datos sísmicos. Validar el volumen sísmico. En caso de que los registros sónicos y densidad no sean de buena calidad pero mejorables, se procede a editar las curvas.

Los topes formacionales utilizados para la interpretación son:

Tope y base de las Formaciones Rosablanca siendo la base la discordancia Jurásico-Cretácico, Tablazo y la Discordancia Eoceno-Mioceno; éstos topes fueron previamente validados, la Discordancia del Eoceno, es una superficie de referencia o un marcador claro dentro de las secciones sísmicas, por lo que se escogió como tope de referencia para ubicar los principales rasgos estructurales del área.

7.1.2. Metodología

El objetivo básico de la interpretación sísmica es identificar regiones de interés que propicien probables acumulaciones de hidrocarburos, sintonizando las estructuras y la evolución geológica con los períodos de migración y expulsión, para reducir el riesgo a la hora de la perforación. Lo primero que se tiene que hacer es el mapeo estructural a partir de la sísmica y el control de pozo; este modelo estructural consiste en definir y representar la orientación, geometría y demás características de los elementos estructurales, como parte de la caracterización geológica del área prospecto, la interpretación sísmica se realiza de la siguiente manera:

- Detección y mapeo de fallas
- Seguimiento de horizontes.

7.1.2.1. Detección y mapeo de fallas

La identificación y mapeo de fallas es un paso importante en la interpretación sísmica debido a que da una primera aproximación del modelo estructural. Éstas también pueden actuar como trampas de hidrocarburos y barreras de permeabilidad o vías de migración y comunicación entre los yacimientos (Liner, 2004). El desplazamiento de las fallas puede ser vertical, horizontal o una combinación de ambos, visualizándose mejor el primero en secciones verticales y los segundos (fallas rumbo-deslizantes) en secciones horizontales.

Con frecuencia las fallas presentes producen un efecto de degradación en la calidad de la imagen sísmica, como resultado de la complejidad geológica, difracción o conversión de ondas en las zonas de fallas. Sin embargo, algunas fallas no pueden ser observadas en datos sísmicos.

Según Liner (2004), las fallas se pueden detectar o identificar en datos sísmicos gracias a:

1. Discontinuidad de los reflectores.
2. Cambios abruptos en el buzamiento de los reflectores.
3. Amplitudes pequeñas alineadas, llamadas dim-out o sombras de falla.

En la interpretación cualitativa de las fallas, éstas sólo se identifican y se mapean mientras que en el análisis cuantitativo se identifica su tipo (normal o inversa), orientación, azimut, y ubicación precisa a la profundidad del objetivo. Según Liner (2004) se puede calcular la componente vertical del desplazamiento como $\Delta z = \Delta t v / 2$, donde Δt es el salto en tiempo entre los dos bloques (foot-wall y hanging-wall) y v es la velocidad interválica entre los mismos bloques.

7.1.2.2. Seguimiento de horizontes

Es necesaria la ubicación y picado de los patrones de fallas antes de la interpretación de horizontes debido a que las fallas segmentan los bloques y hace más sencillo el entendimiento del comportamiento de los horizontes. Dentro de cada paquete de interpretación se puede utilizar la opción de auto tracking o punto a punto para seguir los eventos de interés, para luego armar el mapa compuesto por todos los bloques. Según Liner (2004), el objetivo es crear un mapa estructural en tiempo que represente la geometría de la superficie de reflexión.

7.1.2.3. Calibración sísmica pozo

De los pozos existentes, solamente un pozo poseía Check Shot, a partir del cual se generó un sismograma sintético, con el fin de garantizar la exactitud del

proceso anterior seguimiento de los horizontes se hizo con el mayor cuidado posible en la totalidad del área de estudio, esperando por lo tanto que el horizonte interpretado corresponde exactamente al horizonte que se quiso interpretar a partir de los datos de pozo.

Los sismogramas sintéticos son el puente entre la información geológica (datos de pozo en profundidad) y la información geofísica (sísmica en tiempo). Básicamente, esto implica un proceso de dos pasos:

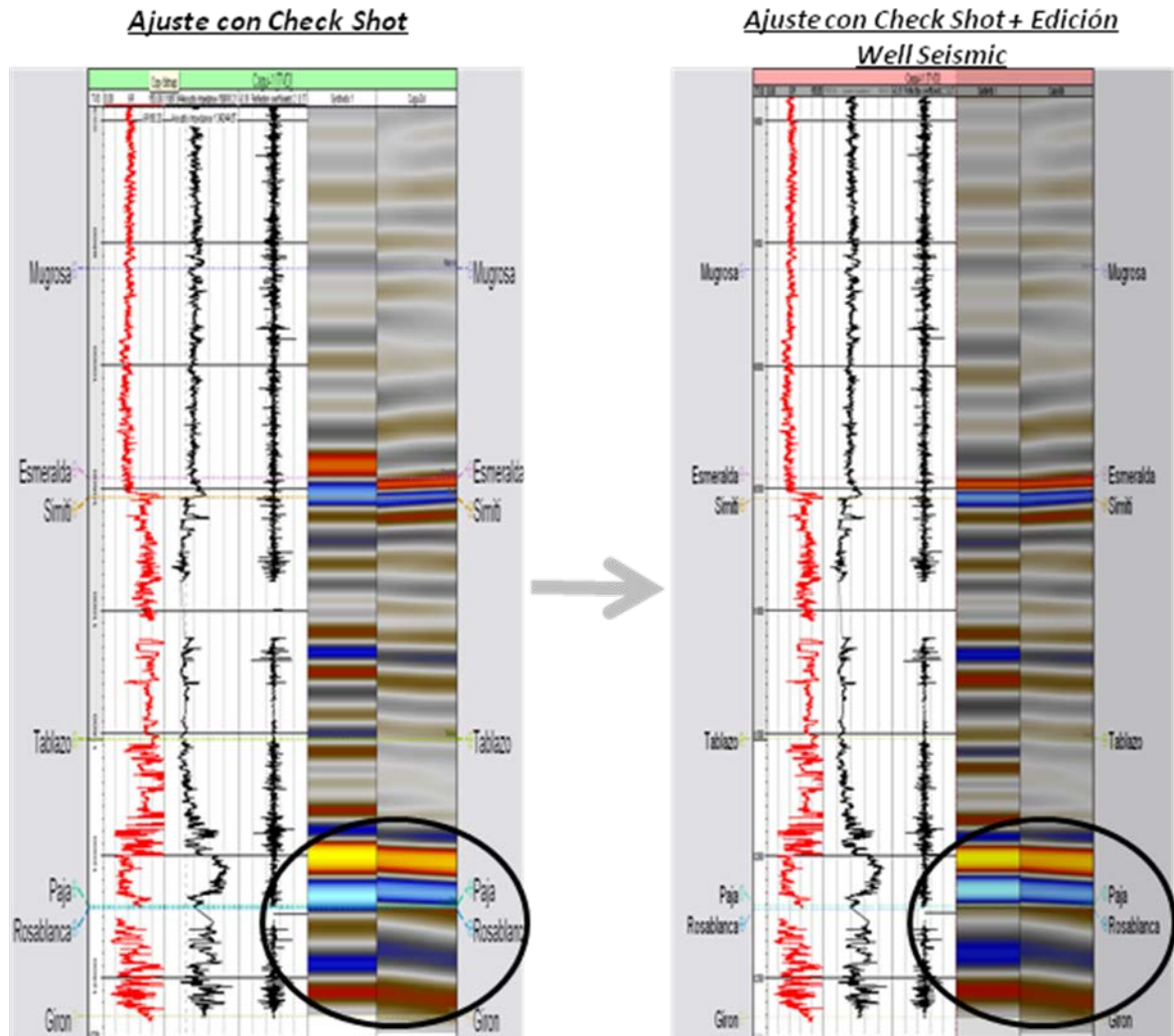
1. Conversión a Tiempo de los pozos por medio de los datos de check shots y los registros sísmicos.
2. Generación de sismogramas sintéticos a partir del registro densidad, registro sísmico y una ondícula sísmica (frecuencia, fase y amplitud) mediante el cálculo de impedancia acústica y el coeficiente de reflexión, que luego se utilizan en un proceso de convolución con la ondícula.

7.1.3. RESULTADOS Y ANÁLISIS INTEPRETACION SISMICA

7.1.3.1. Sismograma sintético

El pozo fue ajustado en base al Check Shot y al desarrollo de un Sismograma Sintético, posteriormente se entro a editar la posición con respecto a la extracción de una pozo sísmico.

Figura 13. Ajuste sísmica-pozo fue perfecta para la zona de interés (circulo negro) con el check shot del pozo Cagüi-1.



Para lograr la calibración deseada entre los datos de campo y el sintético, se desplegó la interpretación geológica de los registros de pozo, donde se encuentran topes validados de las superficies de interés (horizontes interpretados). A partir de esta información se pueden realizar pequeñas variaciones en el datum del pozo, lo que permite ajustar la respuesta sintética a las trazas del pozo sísmico, aumentando la similitud entre el comportamiento de

los registros de pozo y la sísmica. Luego de realizar este último paso se obtiene la traza sintética definitiva.

En la zona de interés (Circulo Negro), se logró un buen ajuste con el check shot y la edición fue mínima (5 ms aprox.). El ajuste permite identificar las características geológicas de la traza sísmica esto se observa en la figura 13, donde la discordancia se pudo identificar como una superficie erosiva gracias por el aumento de la curva en el registro GR, y a que representa un máximo de amplitud negativa en la traza sintética debido al aumento de velocidad y densidad de las rocas Pre-Cretácicas respecto a las del Mioceno.

7.1.3.2. Interpretación sísmica

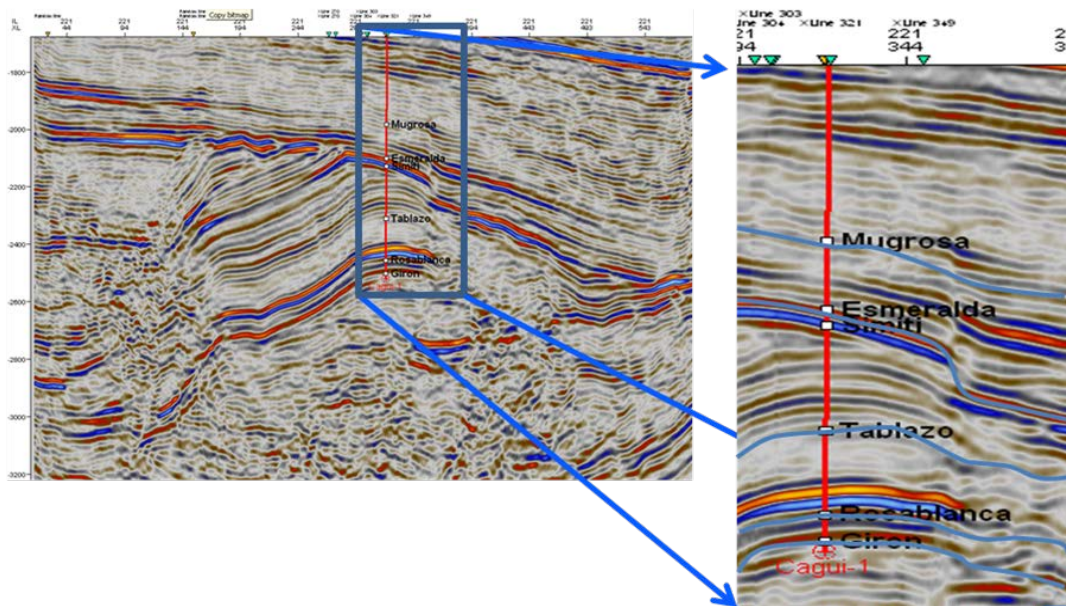
Como se mencionó anteriormente, gracias a que se pudo lograr una calibración entre los sismogramas sintéticos a la sísmica y a los registros de pozo, era de esperarse que la interpretación sísmica de las secciones correspondiera con la interpretación de los registros geológicos (GR y resistividad) de cada pozo. Como se observa en la figura 14., cada horizonte interpretado presenta un patrón de reflexión diferente al resto, lo que hace más fácil asociar estos horizontes a eventos geológicos.

Cinco horizontes sísmicos fueron calibrados con la información de pozo y así figuran en esta lista, que corresponde a:

1) Discordancia Jurásico-Cretácico que conforma la megasecuencia A, 2) tope Formación Rosablanca, 3) tope Formación superior Tablazo, 4) tope Formación Simití, 5) Discordancia del Eoceno estos últimos correspondiente a la megasecuencia B, 6) tope Formación Esmeraldas y 7) tope Formación Mugrosa y estos dos últimos a la megasecuencia C. Megasecuencias ya definidas en trabajos regionales para la cuenca el Valle Medio del Magdalena

Para esta tesis el objetivo se centro en la interpretación de los horizontes de la discordancia del eoceno, tope de la Formación tablazo, tope de la Formación de Rosablanca y discordancia jurasico cretácico, definidos para toda la extensión del volumen sísmico.

Figura 14. Horizontes interpretados ajustados a topes de pozo, según su patrón de reflexión.



Para la interpretación y mapeo de planos de falla se siguió la metodología de Shaw, Connors, y Suppe (2005), que se basa en la separación de dominios de buzamiento por planos imaginarios llamadas superficies axiales, que ayudan a identificar geometrías de los pliegues y truncaciones de reflectores para la identificación de los planos de falla y entender la cinemática de la deformación a través del concepto de ejes axiales activos y pasivos.

7.1.3.3. Interpretación Modelo Estructural

El área presenta como estructura principal un anticlinal asimétrico elongado en dirección preferencial N 30 E, distribuido a lo largo de dos frentes de deformación, limitado al oriente por un sistema de fallas inversas de alto ángulo y al occidente por una serie de fallas tipo backthrust, la estructura involucra la secuencia cretácica debajo de la discordancia del eoceno y la secuencia por debajo de la discordancia del jurasico cretácico figuras 15 y 16.

Figura 15. Interpretación de planos de falla en inline 221.

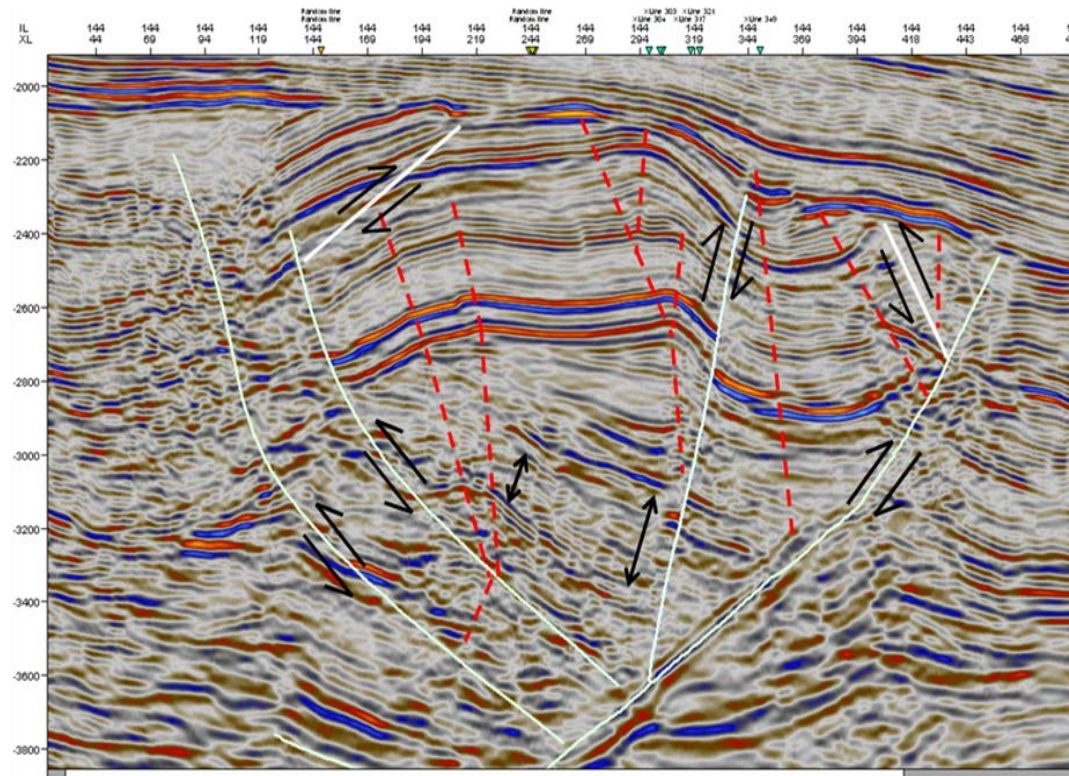
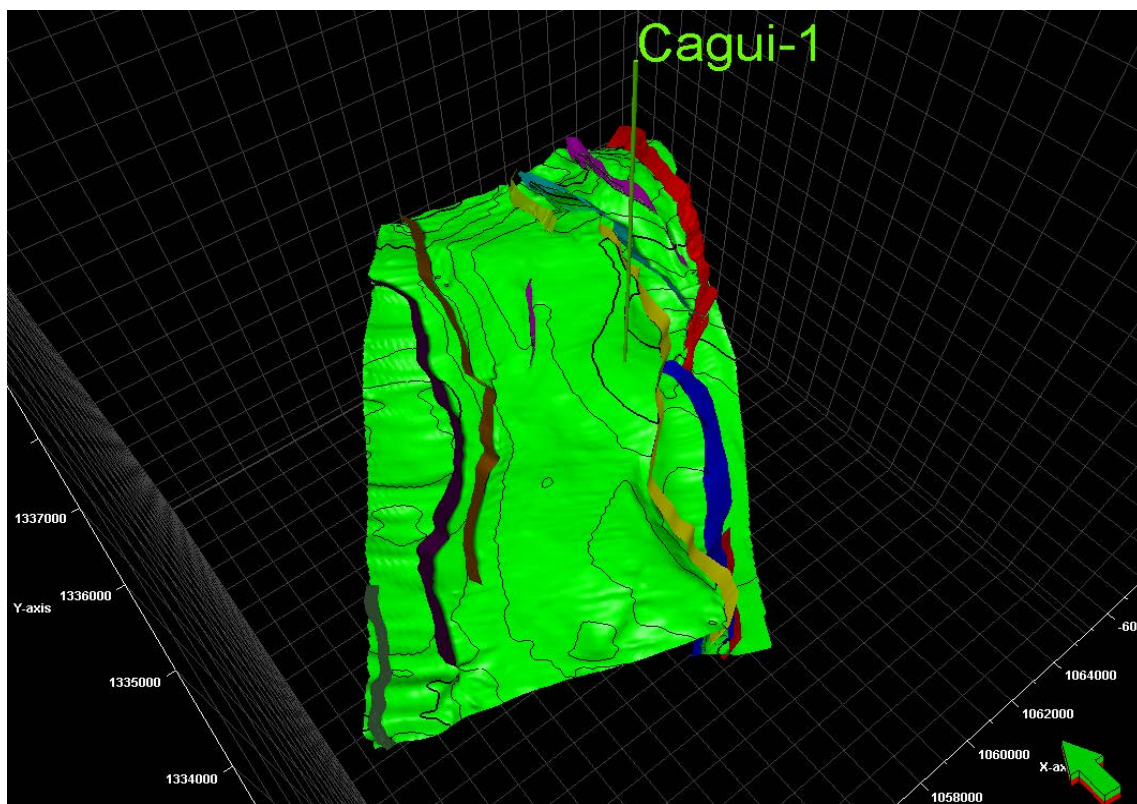


Figura 16. Modelo estructural del anticlinal de Cagüí.



La estructura interna del anticlinal de Cagüí presenta dos frentes de deformación que generan estilos estructurales asociados a los diferentes eventos tectónicos a los que ha sido sometida la cuenca del valle medio del Magdalena. Conforme a esto el importante Fallamiento interno del anticlinal de Cagüí está dividido y delimitado en 3 bloques estructurales importantes figura 16.

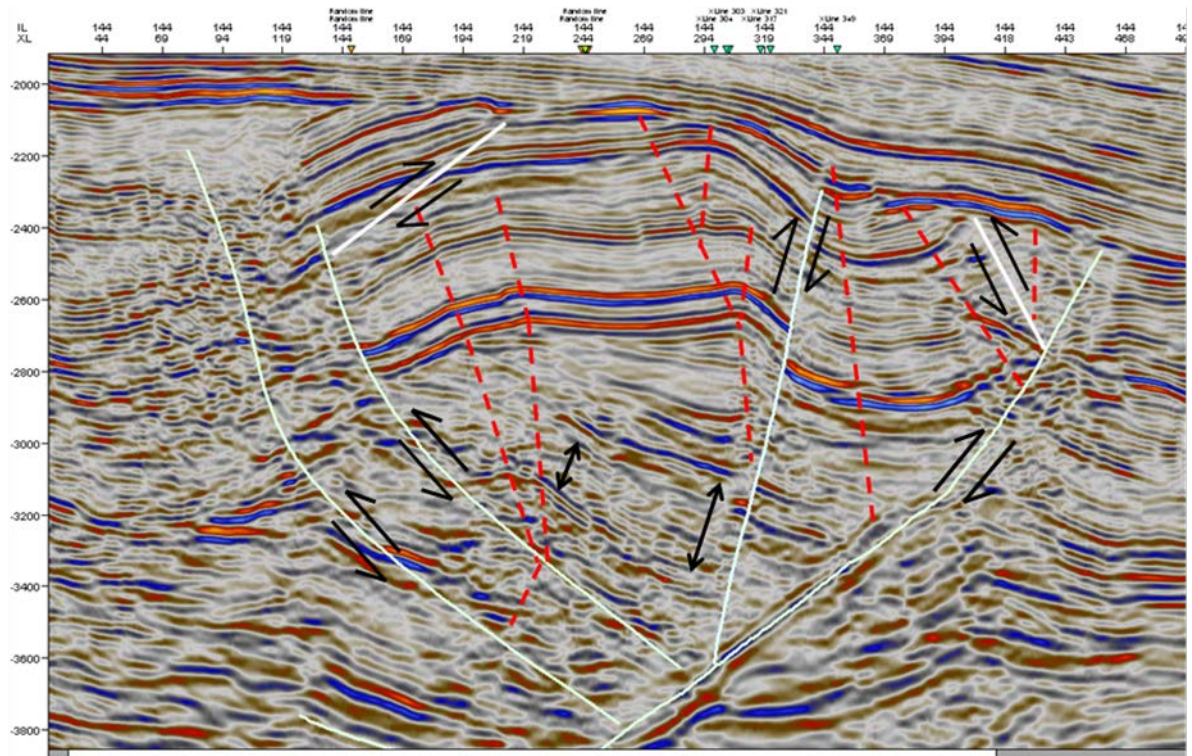
7.1.3.4. Estilos Estructurales Interpretados

- **Plegamiento y fallamiento inverso con vergencia al este**

La acción de la acreción de los terrenos de naturaleza oceánica en el occidente de Colombia (Toussaint 1978; Cediell 2008) considerados lo que hoy es la

cordillera occidental y posterior levantamiento de la cordillera central Durante el Maastrichtiano a Paleoceno, se ha considerado como responsable de la inversión de fallas normales antiguas de edad Triásica-Jurasica y posterior plegamiento de las rocas del Cretácico en el Valle Medio del Magdalena. Este tipo de estructuras se ha sido sugerido para el VMM por Dengo y Convey 1993 quienes proponen que incluso todo el Valle Medio del Magdalena, incluyendo rocas del basamento jurasico han cabalgado hacia al este a lo largo de un nivel de despegue localizado dentro del basamento figura 17, cubriendo los antiguos grábens rellenos de sedimentos del cretácico inferior. Se interpretó entonces este fallamiento principal del área como una falla inversa lístrica con vergencia al este, esta falla se denomino como la falla de Cagüí tiene una orientación preferencial NNE; en el hangingwall de esta falla están presentes el basamento, la secuencia del jurasico y cretácico inferior.

Figura 17. Plegamiento y fallamiento inverso con vergencia al este.



El carácter de inversión de la falla de Cagüí es claramente observable en la sísmica donde los reflectores de las unidades del jurasico son divergentes incrementando sus espesores hacia las falla de Cagüí, indicando la actividad de una falla normal con cinemática rotacional durante la acumulación de la secuencia sin-rift, criterios típicos para reconocer una inversión tectónica (MacClay et al, 1992)

La falla 2 se interpreto como un splay de falla de la falla principal de Cagüí que corta el hanging wall, dando origen al acortamiento, plegamiento y levantamiento de las unidades del cretácico en el anticlinal de Cagüí, esto sucede cuando la inversión no reactiva la falla principal.

- **Plegamiento y fallamiento inverso con vergencia al oeste**

El sistemas de fallas con vergencia al oeste se extiende como un gran sistema de Back thrusts, son la respuesta a la inversión de la cuenca relacionado con el sistema de cabalgamiento vergente al este formado durante el Mioceno como consecuencia de del carácter tectónico compresivo de la cuenca, producto de la acreción y levantamiento de las cordilleras central y occidental respectivamente.

Estas fallas son reactivadas por la colisión del bloque de Panamá con el NW de Colombia durante el mioceno (Dengo y Convey 1993, Cooper 1994) y posterior levantamiento de la cordillera oriental en la orogenia andina. En el Valle Medio del Magdalena existen niveles de despegue para este tipo de estructuras dentro de los shales cretácicos, para esta área el sistemas de back trust desprenden de la falla principal de Cagüí. La existencia de la estos niveles de despegue posibilita la existencia de los pliegues que involucran le secuencia del Cretácico.

Se reconocen en la extensión de la sísmica por los cambios de buzamiento de sus reflectores hacia el NW del anticlinal de Cagüí.

- **Fallamiento transcurrente**

Estas características estructurales del valle medio se explican como consecuencias del fallamiento transcurrente registrado por la oblicuidad y el ángulo agudo entre varios patrones de fallas, la oblicuidad de los ejes de plegamiento con algunas fallas. Estas características obedecen a los eventos compresivos del Eoceno y posterior colisión del bloque de Panamá con el NW de Colombia durante el mioceno (Dengo y Convey 1993, Cooper 1994). Fallas regionales mayores que enmascaran el Valle Medio del Magdalena han sido reconocidas como fallas transcurrentes con movimiento dextro lateral, entre ellas la falla de Palestina (Feninger, 1970), otra falla de con componente de rumbo importante es el sistema fallas de Bucaramanga - Santa Marta.

7.1.3.5. Interpretación Sismo-estratigráfica

La buena calibración de entre el sismograma sintético a la sísmica y los registros de pozo, como era de esperarse que la interpretación sísmica de los horizontes correspondiera con los topes definidos en el pozo caguí-1. De esta manera fue posible seguir el patrón de reflexión de cada horizonte. Una vez que se conocían los horizontes a ser interpretados y que se habían ubicado los marcadores correspondientes a dichos horizontes, se procedió a realizar la interpretación sísmica.

El tener los planos de fallas picadas fue importante puesto que para el área de Caguí las fallas segmentan los bloques y así es más sencillo el entendimiento del comportamiento de los horizontes, los horizontes se picaron haciendo el seguimiento a través de inlines y crosslines, línea por línea para lograr una mejor interpretación y así hacer que el programa en este caso petrel realizara una mejor interpolación a la hora de generar la superficie de los horizontes, este paso fue muy importante puesto que se iban a calcular atributos sísmicos

geométricos sobre las superficies y para que el cálculo fuese lo más claro posible respecto de lo que era nuestro objetivo que son las fracturas, se necesitaba la mejor resolución en la interpretación de los horizontes además se realizaron interpretaciones en líneas arbitrarias (random lines).

Fueron interpretadas cinco horizontes que van desde el más antiguo al más reciente de esta manera: discordancia Jurasico-Cretácico, tope formación Rosablanca, tope Formación Tablazo y discordancia del Eoceno que fue utilizada como datum para la interpretación.

Cada horizonte presenta un patrón de reflexión diferente lo que hace mas fácil asociar estos horizontes a eventos geológicos. Y el comportamiento de las fallas todas inversas indica el régimen tectónico compresivo para el área de estudio y las superficies reflejan el acortamiento que ha tenido el anticlinal de Cagüí, esto hace que los horizontes tengan cambios en su dominios de buzamiento siendo más compleja la interpretación, además la mejor resolución de la sísmica esta para la zona del anticlinal en el hangingwall, y la zonas de baja resolución para la parte norte y el flanco trasero de la estructura siendo mas difícil la interpretación; para los flancos trasero y frontal además el corte de las fallas a los reflectores generan ruido y hace que los patrones de reflexión sea caóticos para el seguimiento de los horizontes.

La interpretación se baso en los principios de la estratigrafía de secuencias que lo hace es agrupar las reflexiones en paquetes que corresponden con intervalos depositacionales conocidos como secuencias depositacionales y system tracts (sistemas encadenados depositacionales) Mitchum, R. (1977).

Tres secuencias de primer orden fueron identificadas así, la secuencia A correspondiente al Triásico Jurásico, secuencia B correspondiente al Cretácico Paleoceno y secuencia C Eoceno Cuaternario. Cada secuencia está caracterizada por los siguientes patrones sísmicos de reflexión: la secuencia A corresponde a patrones de reflexión convergentes que incrementan su espesor

hacia el sureste con medio a alta amplitud y moderada continuidad; la secuencia B está compuesta por reflectores paralelos con alta amplitud y buena continuidad, y la secuencia c corresponde a reflectores paralelos a subparalelos con amplitud media y moderada continuidad.

Estos patrones de reflexión tienen una correlación con los ambientes de sedimentación en el cual fueron depositadas estas secuencias: la secuencia A fue depositada en un ambiente continental producto de la actividad del carácter normal que tuvo la falla de Cagüí en el jurásico lo que explica el carácter divergente de los reflectores hacia la falla de Cagüí; la secuencia B fue depositada en un ambiente marino y muestra el régimen expansivo que tuvo la cuenca indicando la invasión del mar Cretácico en Colombia, esta secuencia se compone de unidades de calizas que forman reflectores paralelos con alta amplitud y buena continuidad; y la secuencia C que no era objetivo de la interpretación pero se aprecia como los reflectores indican un ambiente fluvial que indica el cambio de una cuenca foreland a una cuenca intermontana, que explica el porqué los reflectores son subparalelos a paralelos con amplitud media y continuidad moderada.

La discordancia del Jurásico Cretácico se observa solo en el hangingwall de la falla de Cagüí esta discordancia se presenta como una discordancia angular y no está presente en el footwall, explicando el hecho del comportamiento normal de la falla de Cagüí, que forma parte de un half graben en el triásico jurásico producido por el rompimiento de pangea y la separación de Norteamérica de Suramérica.

En el footwall de la falla de Cagüí la secuencia del Cretácico está completa y se comprueba por el carácter sísmico, en el hangingwall la mayoría de las formaciones del cretácico superior fueron erodadas formando la discordancia del Eoceno y así dar paso a la depositación del Terciario. La discordancia del Eoceno es el límite de la secuencia B que se conforma por unidades que van

desde cretácico inferior al Paleoceno; esta secuencia para el lado del hangingwall de la falla de Cagüí se preserva solo las unidades del Cretácico inferior Rosablanca, Tablazo, Simití, el resto de la secuencia fue erodada.

7.1.3.6. Refinación Del Modelo Estructural a partir de Análisis De Atributos Sísmicos

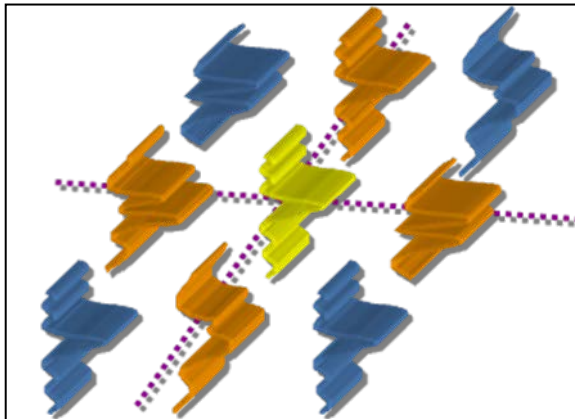
Muchos atributos se pueden calcular pero hay unos más útiles que otros, hay que seleccionar los atributos que nos puedan solucionar nuestras preguntas, la tarea más difícil es integrar los atributos a la interpretación, ya que un problema es seleccionar el atributo más adecuado, se debe tener una metodología para una mejor extracción de información a partir de la aplicación de atributos sísmicos para la visualización e interpretación de volúmenes sísmicos. Primero es necesario el cálculo de atributos que me permitan realizar un análisis externo del yacimiento es decir, para interpretar cambios estructurales y estratigráficos, y luego para el análisis interno del yacimiento se calculan aquellos atributos que me reflejan cambios estratigráficos como litología o distribución de porosidad.

Para la refinación del modelo estructural se calcularon los diferentes atributos sísmicos en las diferentes plataformas que permiten la aplicación de este módulo, dentro de las cuales se utilizaron las herramientas de Gocad, útil en el cálculo de atributos geométricos, de intensidad y respuesta, en la plataforma Opendtect nos permitió el cálculo del volumen de coherencia, y en la plataforma Petrel de Schlumberger también fue posible calcular e integrar los diferentes cubos de atributos a la interpretación del modelo estructural.

- **Atributos De Coherencia**

La Familia de los atributos de Coherencia (Varianza, Semblanza y Coherencia) mide el grado de similaridad entre trazas con respecto a las trazas que la rodean en dirección Inline y Crossline figura 18, (Chopra et al., 2001). El cálculo de la coherencia lo que busca es convertir un volumen de continuidad en un volumen de discontinuidad, acentuando datos estructurales.

Figura 18. La coherencia es una medida de la similaridad entre las trazas, (Neidell and Tanner, 1971)

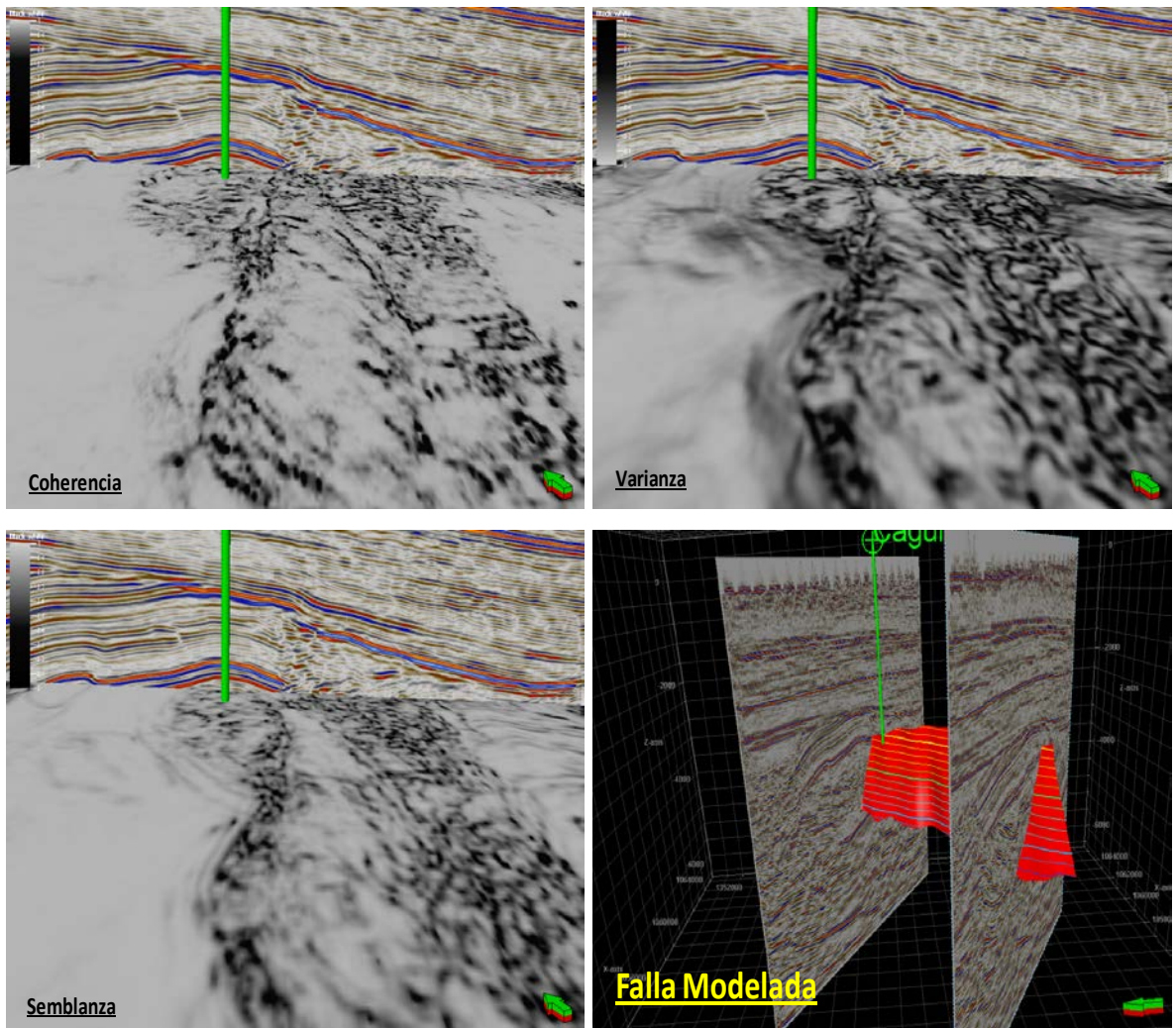


Al aplicar los atributos de coherencia en un time slice a 2600 ms profundidad de formaciones de interés se resaltaron discontinuidades en las trazas sísmicas que me muestran las tendencias de fallas, que por medio de la interpretación convencional fue difícil de definir.

En la imagen de la figura 19, se observa como los atributos de coherencia semblanza y varianza, donde el atributo de varianza fue el atributo que permitió caracterizar la geometría del splay de falla denominada falla 2, es posible inferir algunas tendencias de fracturas asociadas a la deformación originada por esta

falla al este del campo, se puede observar como en la cercanías al pozo Cagüí-1 se encuentra afectado por estas fracturas.

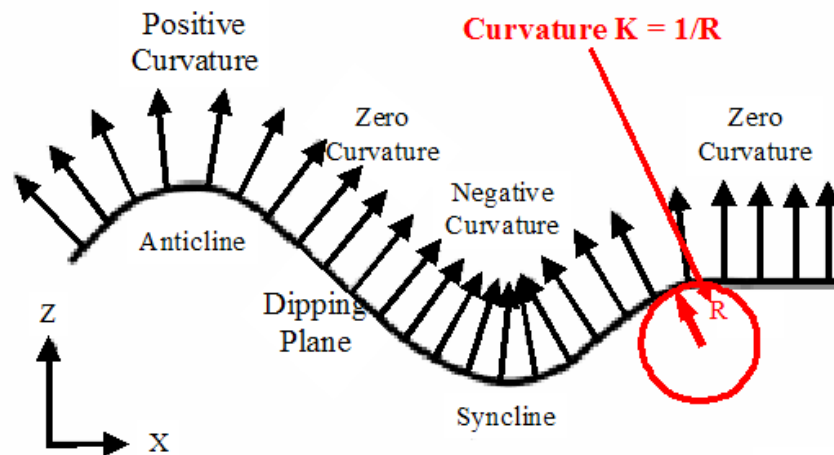
Figura 19. Atributos de coherencia aplicados en la detección de fallas en un time slice a 2600ms



- **Atributos de curvatura**

Los atributos de curvatura permiten saber si la tendencia geométrica de los lineamientos es cóncava o convexa y la proporción entre ellas. Cuanto más cóncava o convexa sea una superficie mayor es su curvatura (Chopra, 2001) figura 20.

Figura 20. Definición de curvatura, formas con geometría cóncava hacia arriba zonas con curvatura positiva y formas con geometría convexas zonas con curvatura negativa, formas con geometrías planas zonas con cero curvatura,

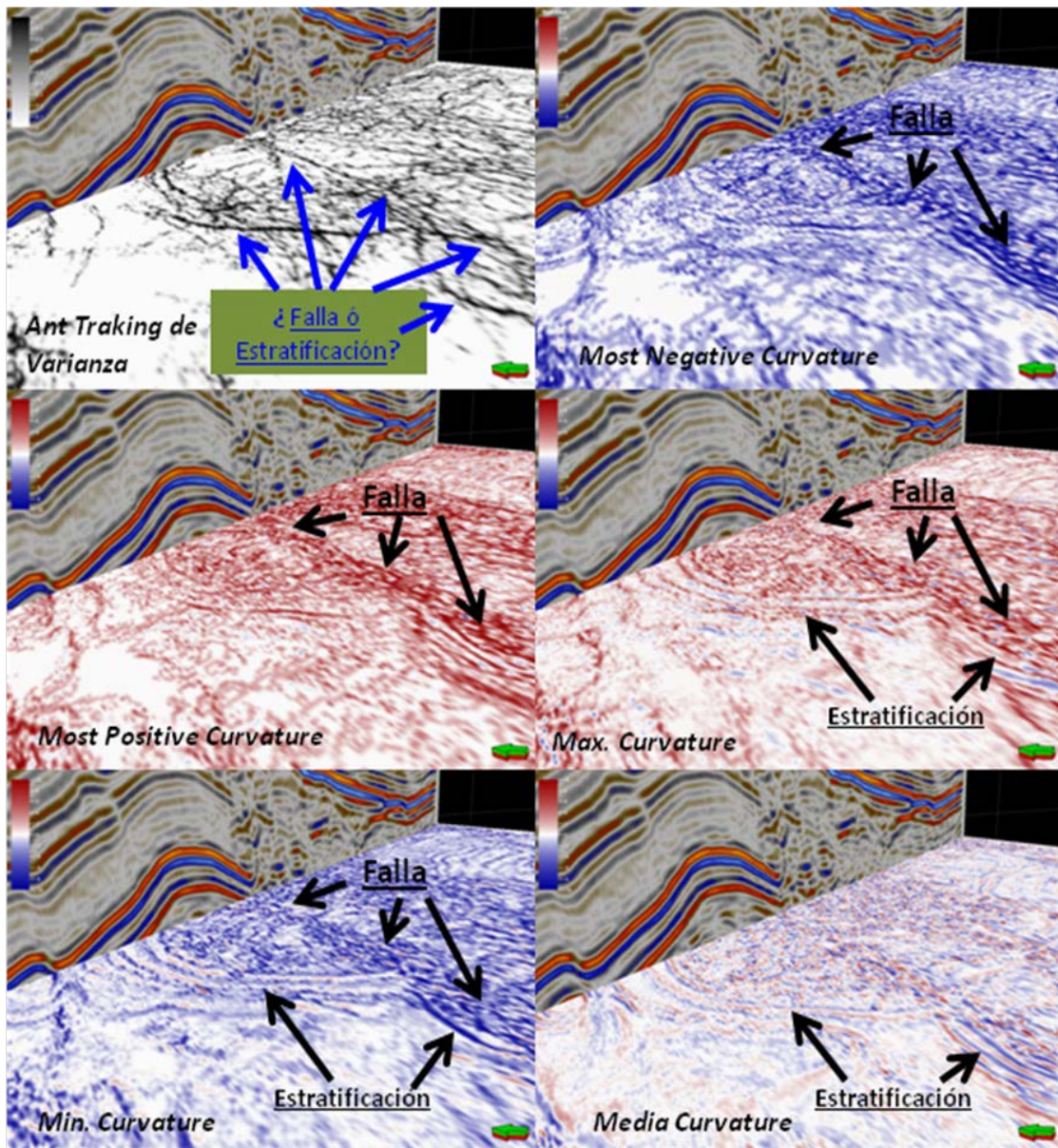


Tomado de Chopra, 2001

Ya que la medida de la curvatura es una medida de la deformación de los estratos, fue posible discriminar entre los rasgos asociados a fallamiento, fallas sutiles y rasgos asociados a estratificación. La imagen de la figura 21., muestra las diferentes medidas de la curvatura en un time slice a 26000 ms, los atributos de most positive curvature y most negative curvature, permite la interpretación

de fallas y flexión de pliegues para la identificación de la variación de densidad de fracturas

Figura 21. Diferentes medidas del Atributo de curvatura mostrando la discriminación de rasgos geológicos como fallas estratificación y tendencias de fracturas en un time slice a 2600 ms.

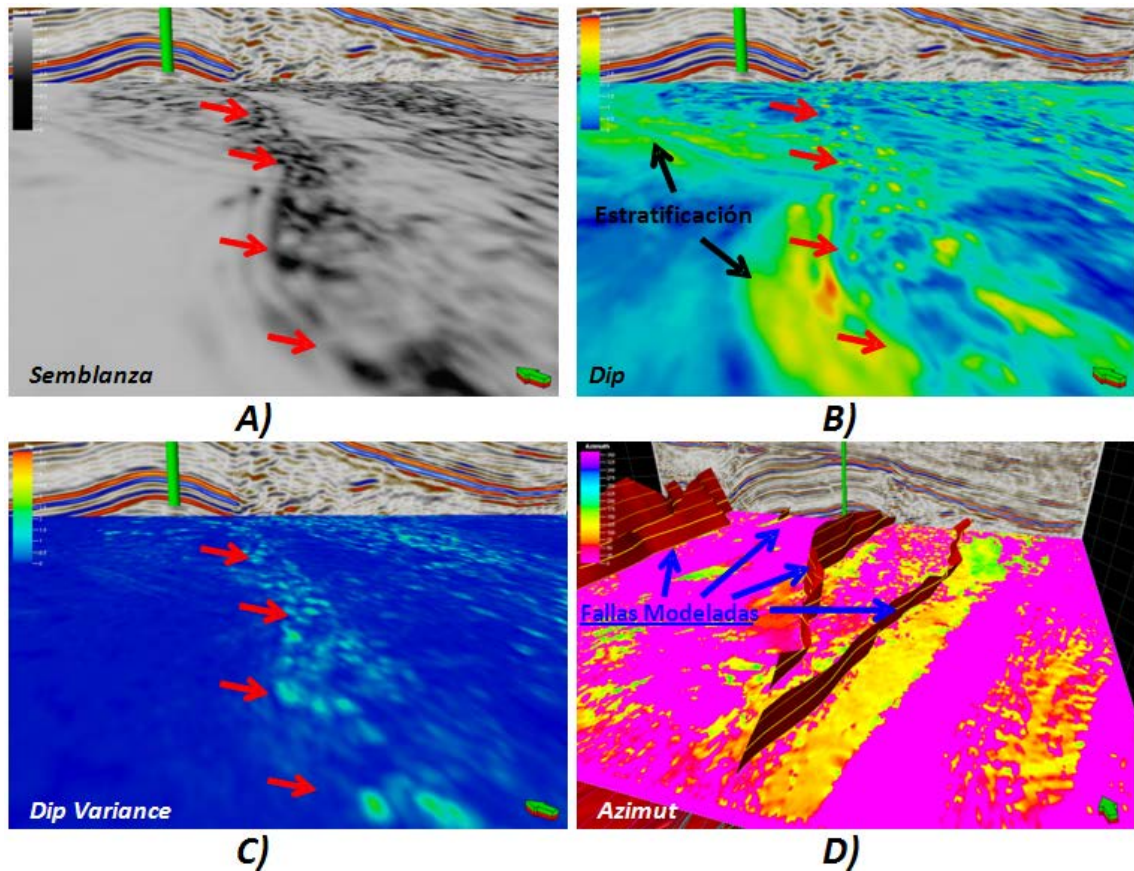


- **Atributos de azimut y buzamiento**

El buzamiento muestra la magnitud del gradiente de tiempo y es construido al comparar cada muestra del horizonte con dos muestras adyacentes en dirección ortogonal. Los valores individuales de cada buzamiento no tienen mucho significado pero la diferencia relativa entre varios de ellos tiene mucho valor, por esto la forma más efectiva de mostrar el valor del buzamiento es una simple tabla dicromática que varía gradualmente de un color correspondiente al valor mínimo a otro correspondiente al valor máximo.

Los atributos sísmicos Dip y Azimuth permitieron conocer la disposición de las capas con respecto a la distribución de la red de fracturas y fallas. Los cambios en buzamiento y azimut ayudan a diferenciar entre estratificación (B), zonas de fallas y zonas de alta deformación (C y D) que pueden estar asociadas a zonas con una gran densidad de fracturas. D). En la gráfica 22., se muestra el atributo de Azimut donde se evidencia los fuertes cambios de rumbo de las capas (Amarillos).

Figura 22. Calculo de atributos de azimuth y buzamiento en un time slice a 2600ms



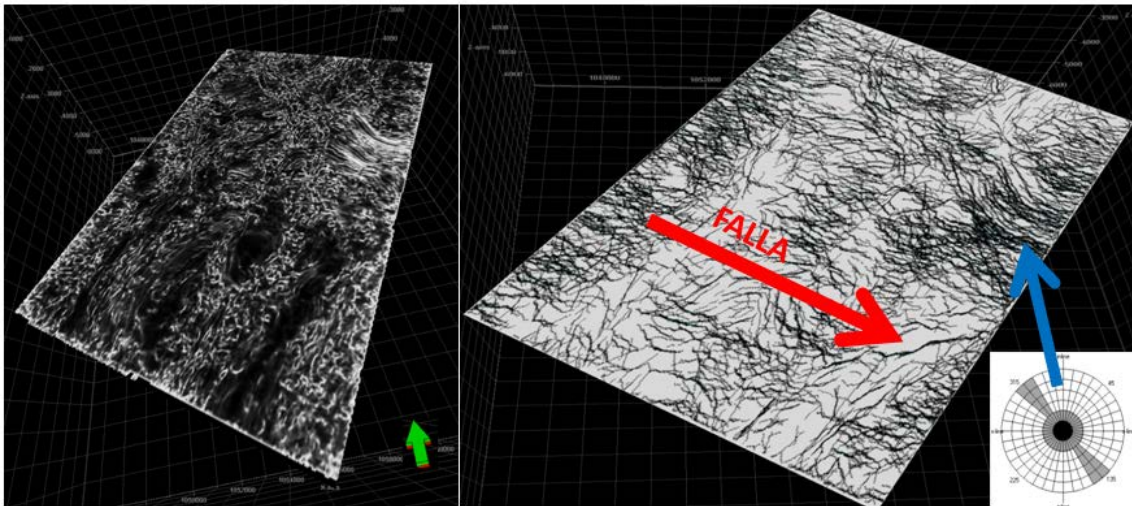
El cálculo de estos atributos son el filtro para discriminación de estructuras con fuertes cambios en el azimuth y buzamiento para la delimitación de zonas con fuerte deformación asociadas a fallas y tendencias de fracturas, ya que es cierto que las datos sísmicos 3d frecuentemente muestran un conjunto de discontinuidades que se asocian con rasgos estratigráficos, pero las fallas en el esta área cortan en un alto ángulo los reflectores, precisamente el azimuth y el buzamiento me dan la limpieza para la adecuada extracción y mapeo de fallas y tendencias de fracturas. El cálculo de cada atributo proporciona información

independiente sobre la complejidad estructural del área y detallan la calidad de la interpretación.

- **Ant tracking**

Este atributo usado para la extracción de fallas desde un pre proceso que requiere de la combinación de atributos sísmicos; este atributo que analiza todas las discontinuidades en un proceso, que requiere la ayuda del filtro realizado anteriormente con los atributos geométricos de varianza y con los atributos de dip y azimut, después de discriminar los rasgos estratigráficos de los estructurales, se procedió a calcular el atributo de ant tracking sobre el atributo de varianza figura 23., que fue el que mejor nos represento la discontinuidad entre trazas correspondiente a planos de falla.

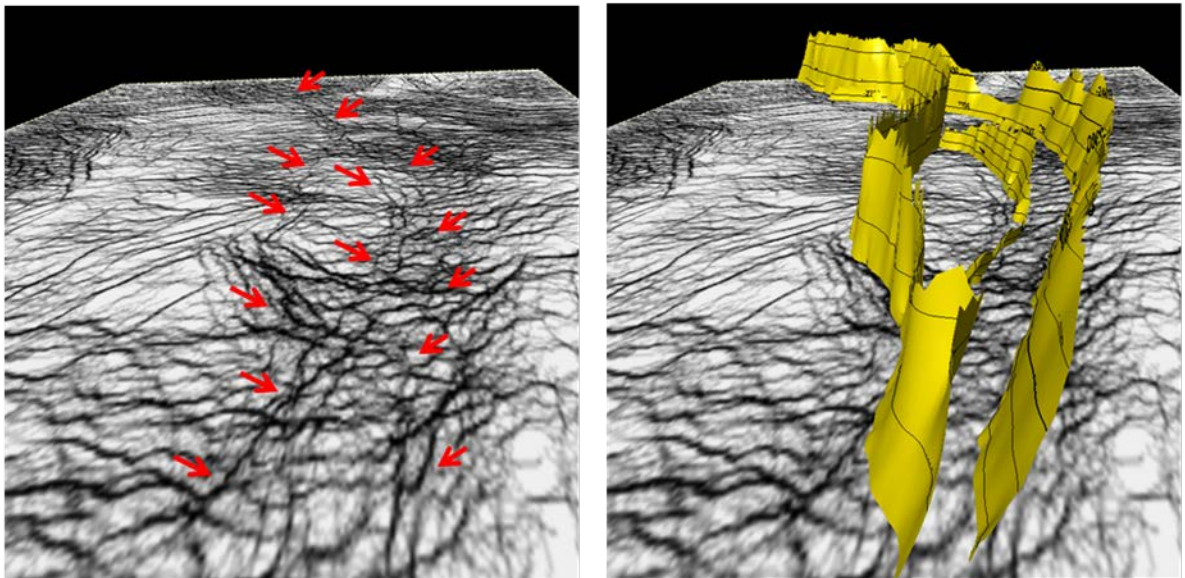
Figura 23. Ant tracking de varianza para representar discontinuidad entre trazas permitiendo resaltar y seguir la geometría de los planos de falla.



La deformación del flanco frontal se ve bien definida por el atributo de extracción de fallas de ant tracking calculado sobre el atributo de varianza permitiendo definir entonces los cierres estructurales para este flanco del

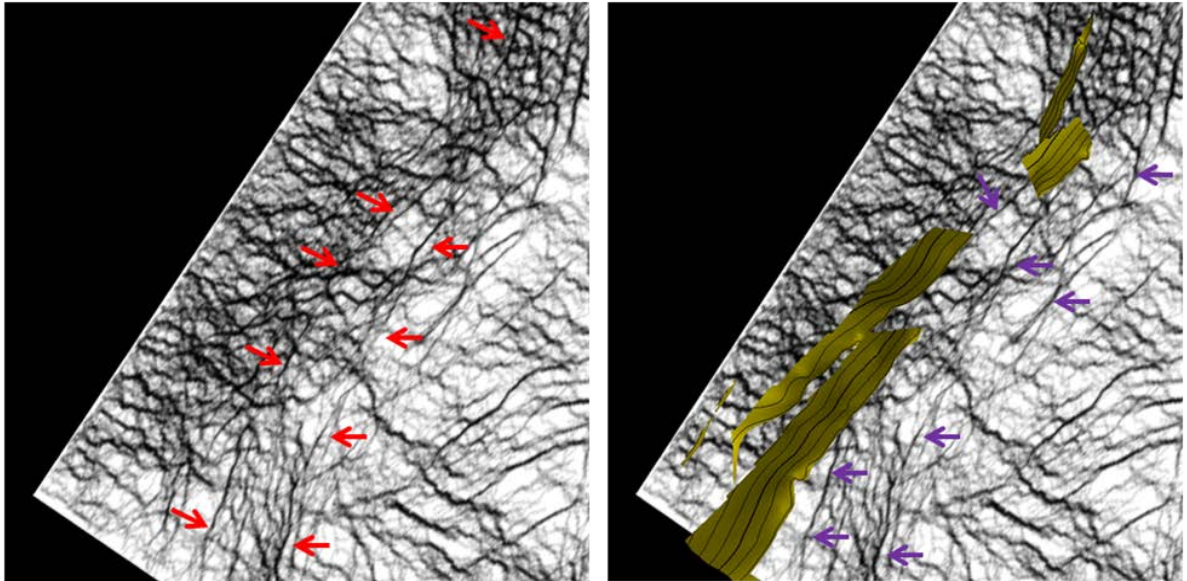
anticlinal de Cagüí, como se observa en la figura 24., las geometrías de las fallas de Cagüí, el splay de la falla principal (denominada falla 2) y falla 3, se puede observar la oblicuidad de las fallas producto de los eventos compresivos del eoceno y posterior colisión del bloque de panamá con el NW de Colombia durante el mioceno (Dengo y Convey 1993, Cooper 1994).

Figura 24. Definición de la falla principal de Cagüí en el flanco frontal de la estructura



En el flanco trasero fue posible también efectuar el cierre y se ve bien definida por el atributo de extracción de fallas de ant tracking calculado sobre el atributo de varianza permitiendo definir entonces los cierres estructurales para este flanco del anticlinal de Cagüí figura 25.

Figura 25. Cierre de la estructura en el flanco trasero, mediante la definición de fallas tipo back thrust.



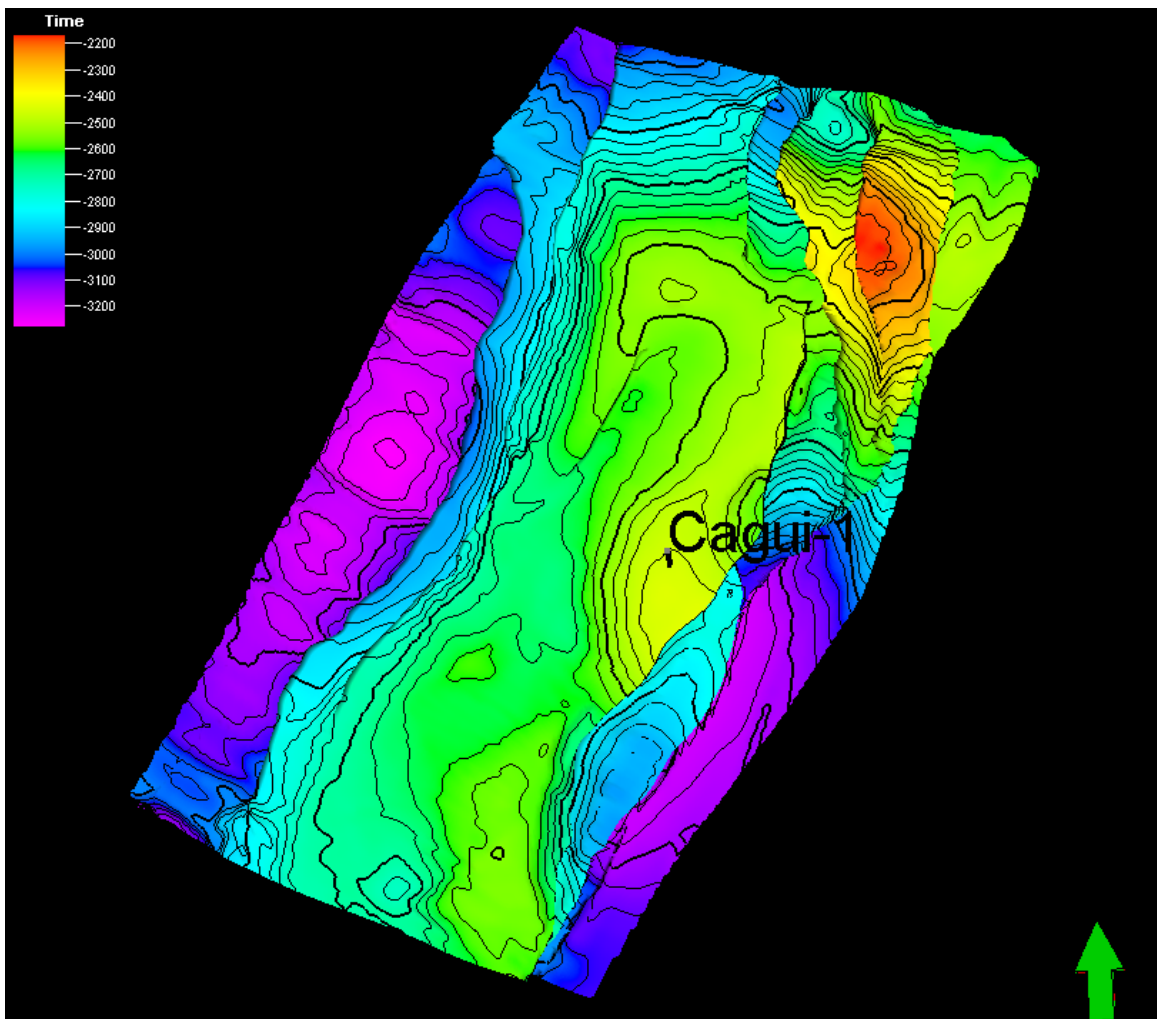
7.2. Análisis Geométrico De Superficies

El análisis geométrico de superficies es útil en la caracterización de fracturas si se tiene en cuenta la siguiente regla general: “mientras más deformada se encuentra un área de la estructura, mas fracturada tenderá a estar”. Hay aspectos a tener en cuenta al utilizar esta afirmación, principalmente en el sentido en que la densidad de fracturas también depende de otros factores como lo son el tipo de roca, el espesor de las capas, la cercanía a fallas geológicas, etc. Por ello, el análisis geométrico de superficies debe tomarse como un apoyo al análisis de núcleos, registros de pozo y no como una sustitución de éstos, es decir, no intenta reemplazar a las demás técnicas de caracterización de fenómenos estructurales sino complementarlas.

La superficie de contornos estructurales de la Formación Rosablanca, permite tener una idea de la geometría de la superficie. Como se puede observar en la Figura 26, hay pendientes fuertes hacia los flancos este y oeste de la estructura

en el flanco al norte de la estructura se observa un cambio muy fuerte en el buzamiento, la estructura en la parte central se encuentra un poco mas homogénea. Se observan la alta complejidad de la estructura hacia los flancos esto afectará bastante los valores de geometría, tanto de curvatura, rumbo, dip y cilindruidad, afectando consecuentemente el valor de densidad de fracturamiento en esta zona.

Figura 26. Superficie de contornos al tope de la Formación Rosablanca, se observa la escala de valore de la profundidad en tiempo, en rojo valores menor profundidad y en azules mayor profundidad.

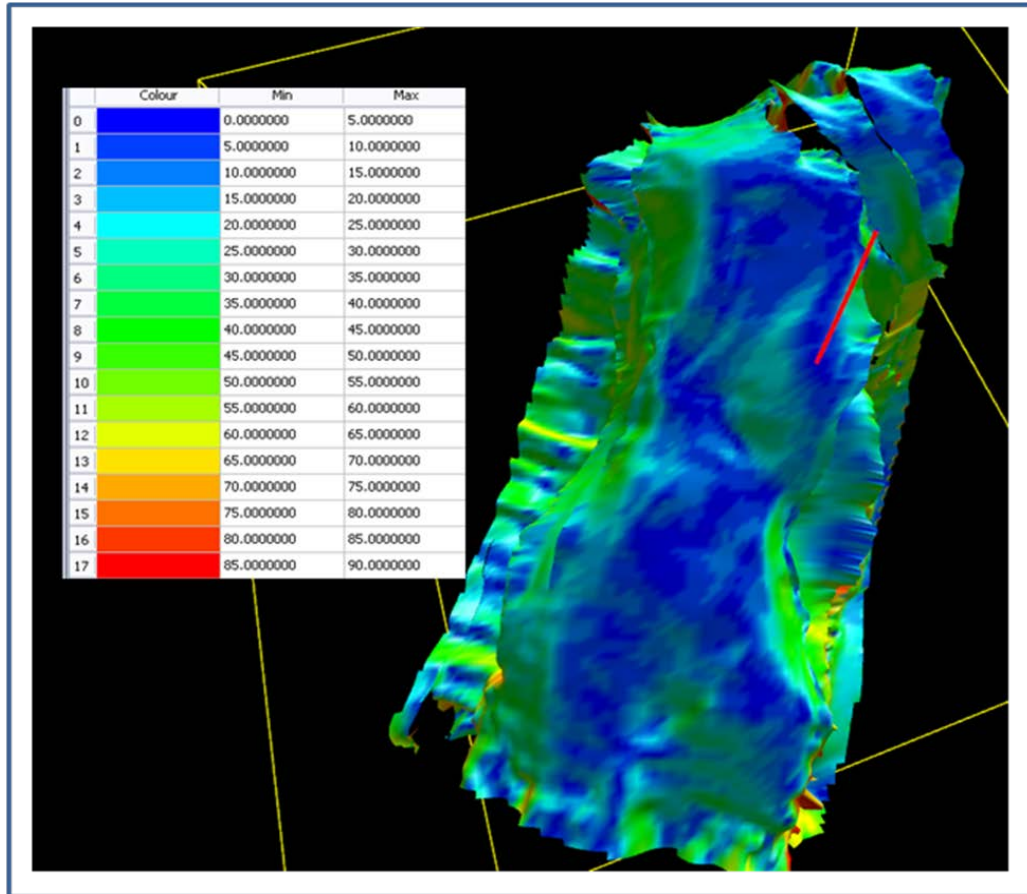


Para el análisis geométrico de superficies para el área de Cagüi se utilizaron los atributos de Curvatura Simple, Desviación Cilíndrica, Rumbo y Buzamiento, realizado en el software 3D Move. El análisis geométrico de superficies permitió identificar arealmente las zonas con mayor intensidad. El integrar la interpretación de esta serie de aspectos geométricos permite llegar a tener una buena caracterización de la densidad, orientación, espaciamiento y conectividad de las fracturas de un Yacimiento Naturalmente Fracturado.

7.2.1. Atributo de Buzamiento

Este atributo realza las zonas donde la magnitud de buzamiento es mayor, siendo un indicador de mayor fracturamiento hacia donde éste aumenta. (Figura 27).

Figura 27. Atributo de Buzamiento a partir de la superficie estructural al tope de la Formación Rosablanca. Escala de colores con variaciones de 0 a 90.



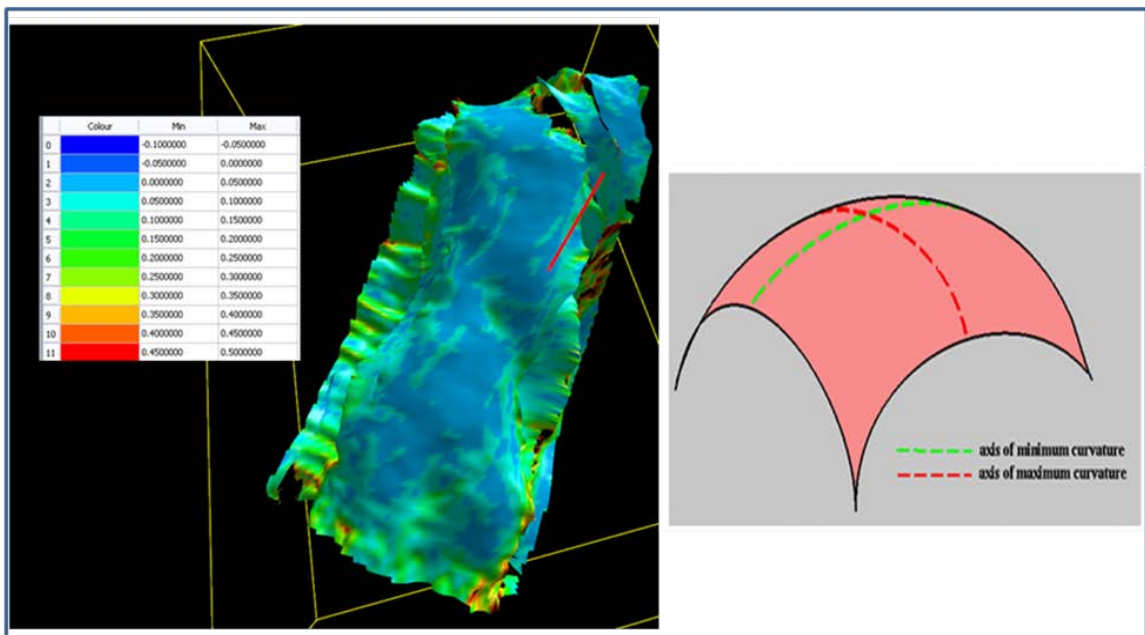
En la Figura 27, se puede observar como hacia la parte de los flancos frontal y trasero de la estructura el buzamiento es mayor (tonos verdes y amarillos) y hacia la cresta de la estructura el buzamiento se mantiene cercano al cero (tonos azules oscuros). Según el atributo de buzamiento se espera una alta intensidad de fracturas en los sectores de altos buzamientos se iluminan de verde oscuro a amarillo.

7.2.2. Atributo de Curvatura Simple

El atributo de curvatura simple es altamente efectivo en la identificación de las áreas más deformadas. La curvatura simple establece la rata de cambio del buzamiento de una superficie a través de la definición de los ejes de máxima y mínima curvatura. Este atributo permite reconocer las áreas distensivas en el campo. Tal como se observa en la Figura 28 los valores más altos de curvatura positiva se encuentran hacia los flancos de la estructura y hacia el Sur del Anticlinal de Cagüí.

De esta forma, vamos a tener mayor intensidad de estas fracturas hacia donde el análisis de curvatura del área de Cagüí se encuentra iluminado de color verde a rojo. (Ver Figuras 28)

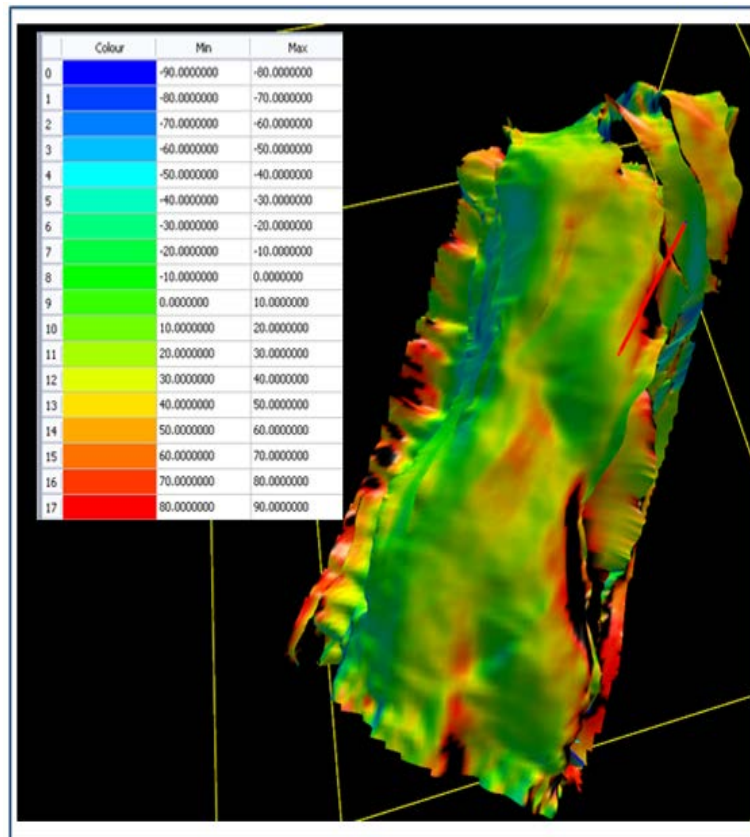
Figura 28. Atributo de Curvatura simple a partir de la superficie estructural al tope de la Formación Rosablanca.



7.2.3. Atributo de Desviación Cilíndrica

El atributo de desviación cilíndrica mide la tendencia de una superficie de parecerse o no a un cilindro el cual se establece determinado un vector en dirección del eje del cilindro. El cálculo de la desviación cilíndrica permite señalar sectores de mayor intensidad de fracturas aunque este parámetro no permita discretizar entre una familia u otra. Como se puede observar en la Figura 29, los valores de alta cilindridad están representados de color rojizo mientras que los de baja cilindridad están representados con los colores verdes y azules. (Ver Figura 29).

Figura 29. Atributo de Desviación Cilíndrica a partir de la superficie estructural al tope de la unidad Caballos Superior.



Al igual que los demás atributos, la desviación cilíndrica al tope de cada una de las unidades de la Formación Rosablanca evidencia una correspondencia en los diferentes sectores de las superficies estructurales.

7.3. Ambiente De Deposito De La Formación Rosablanca Para Los Pozos Guane-1 Y Cagui-1

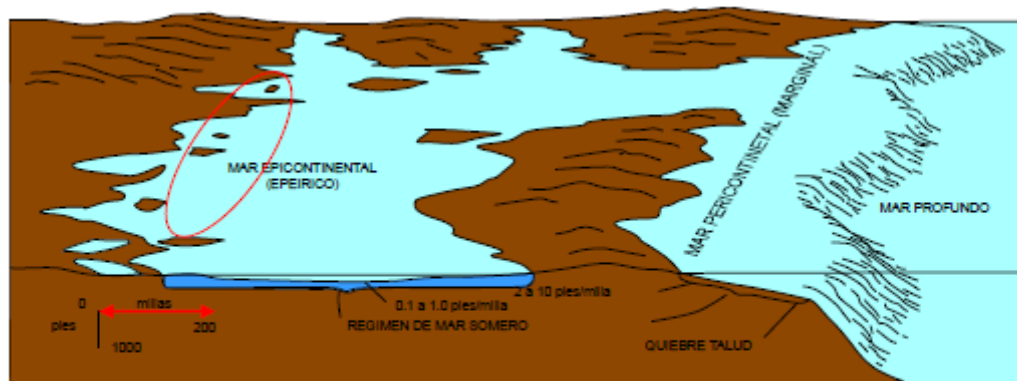
Del estudio realizado por Geólogo Pedro David ICP (2009), determino el ambiente de depósito de la formación Rosablanca basado en la interpretación de 20 facies agrupadas en cuatro grandes grupos dependiendo de las litologías lodosas anhidrita, alquímicos diversos y la resaltable presencia de terrígenos hacia la base de la formación Rosablanca posiblemente la denominada formación cumbre.

Sucesiones de facies permiten definir el ambiente de depósito de la formación Rosablanca como un mar epicontinental (epeirico) figura 30, caracterizado por bajas pendientes t dominado por su parte basal por mareas y tormentas con restricción en su circulación y en su parte superior por sedimentos de afinidad marina abierta somera observándose un claro aporte de terrígenos. Observo una gran zona dolomitizada en la parte inferior de la formación Rosablanca. Lo que corresponde a depósitos de lagoon somero con predominio de mareas, tormentas y periódicos periodos de extrema aridez documentados por la depositación de evaporitas. Esto correspondiente a la secuencia corazonada para el pozo Guane-1.

Para la secuencia corazonada del pozo Cagüí-1 puede ubicarse ambientalmente en lo que se conoce como un mar epeirico o sea de gran extensión y poca profundidad. Esto se ajusta a la descripción de los mares cretácicos a nivel mundial. Dentro de este mar existe una plataforma calcárea

somera interna con depósitos de influencia evaporítica a la base, que pasan a depósitos más restringidos que posteriormente van somerizando a una plataforma interna en la que existen aguas cálidas, bien oxigenadas y ausentes de sedimento siliciclástico que dan paso a barras de oolitos separadas por un nivel de shales de ambiente de baja energía y por debajo del nivel de acción del oleaje.

Figura 30. Esquema 3D de un mar epeirico el ovalo rojo muestra la probable ubicación ambiental interpretada para Guane-1 y Cagüí-1.



7.3.1. Tipos De Roca

La definición de los tipos de roca para los intervalos corazonados de los pozos Guane-1 y Cagüí-1 fue realizada y suministrada por el frente de petrofísica del grupo de Yacimientos Naturalmente Fracturados del ICP, donde a continuación se dará un breve resumen del método de identificación de tipos de roca sobre corazones, y a partir de estos generar un registro discreto de litotipos que permita ser correlacionado posteriormente con la respuesta de cada uno de los registros de pozo (electrofacies) hasta encontrar un buen amarre Roca-Registro.

La definición de tipos de roca sobre los corazones estuvo basada en la descripción de las características sedimentológicas, estratigráficas del pozo Guane-1 (Gomez. P. D.2009), siendo este quien tenía toda la sección de la Formación Rosablanca corazonada y teniendo en cuenta propiedades como la calidad del reservorio, el ambiente de depósito, procesos diagenéticos sufridos por la roca, susceptibilidad al fracturamiento y el grado de impregnación de cada litotipo identificado, todo con el fin de discretizar directamente sobre los núcleos cada cambio litológico correspondiente a un determinado tipo de roca. Los intervalos corazonados tienen un espesor de 400 ft (MD) para el Guane-1 y 70 ft (MD) para el Cagui-1.

Una vez asociado el ambiente de depositación ya definido en anteriores estudios para la Formación Rosablanca se propuso una diferenciación de Litotipos de acuerdo a la clasificación de Dunham figura 25., para rocas sedimentarias carbonatadas y se encuentran denominados así:

TR-1: GRAINSTONE

TR-2: PACKSTONE

TR-3: WACKESTONE

TR-4: MUDDSTONE

TR-5: LODOLITA CALCAREA

TR-6: CALIZA DOLOMITIZADA

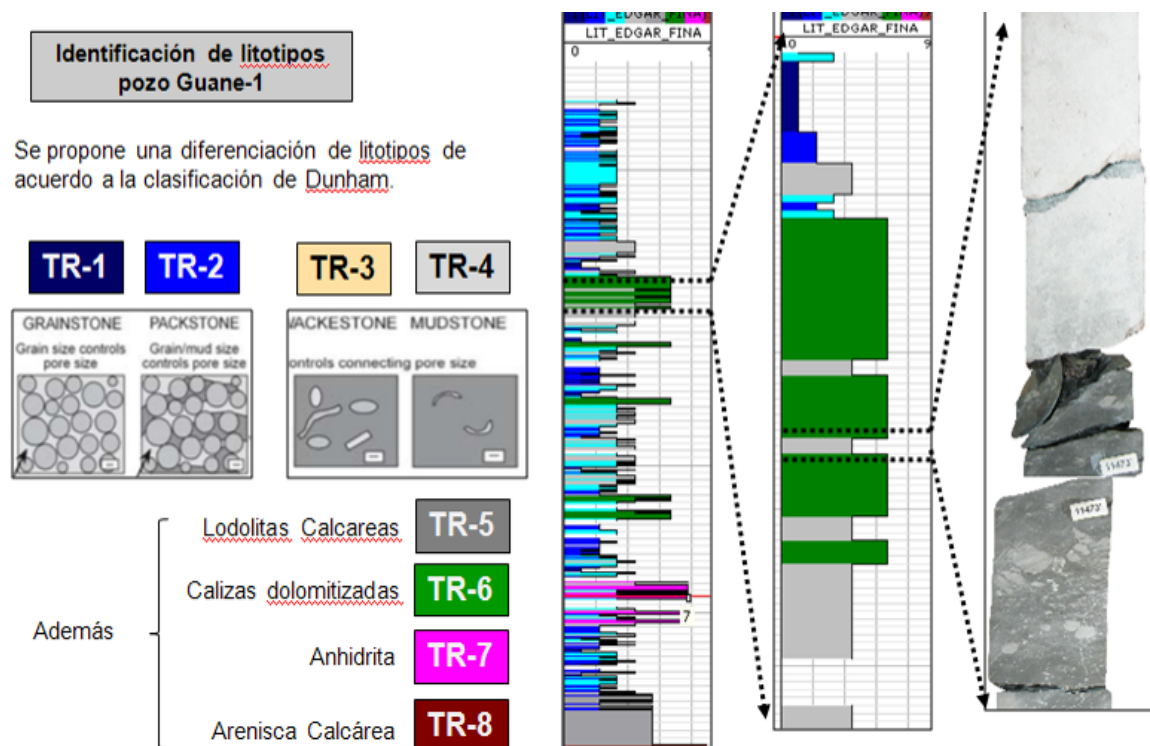
TR-7: ANHIDRITA

TR-8: ARENISCA CALCAREA LODOSA VERDOSA

Una vez se realizó la definición de los tipos de roca sobre los corazones se procedió a generar el registro discreto de tipos de roca para los pozos Guane-1Y Cagui-1 teniendo en cuenta los espesores de hasta 0.5 pies de resolución

vertical y posteriormente incorporarlos en la plataforma de modelamiento Petrel y así poder realizar los respectivos amarres para los modelos Petrofísicos (Ver Figura 31). Para este proceso y su integración fue necesario realizar el shift de profundidad el cual se amarró con la ayuda de los registros Core Gamma y Gamma Ray corridos para estos pozos.

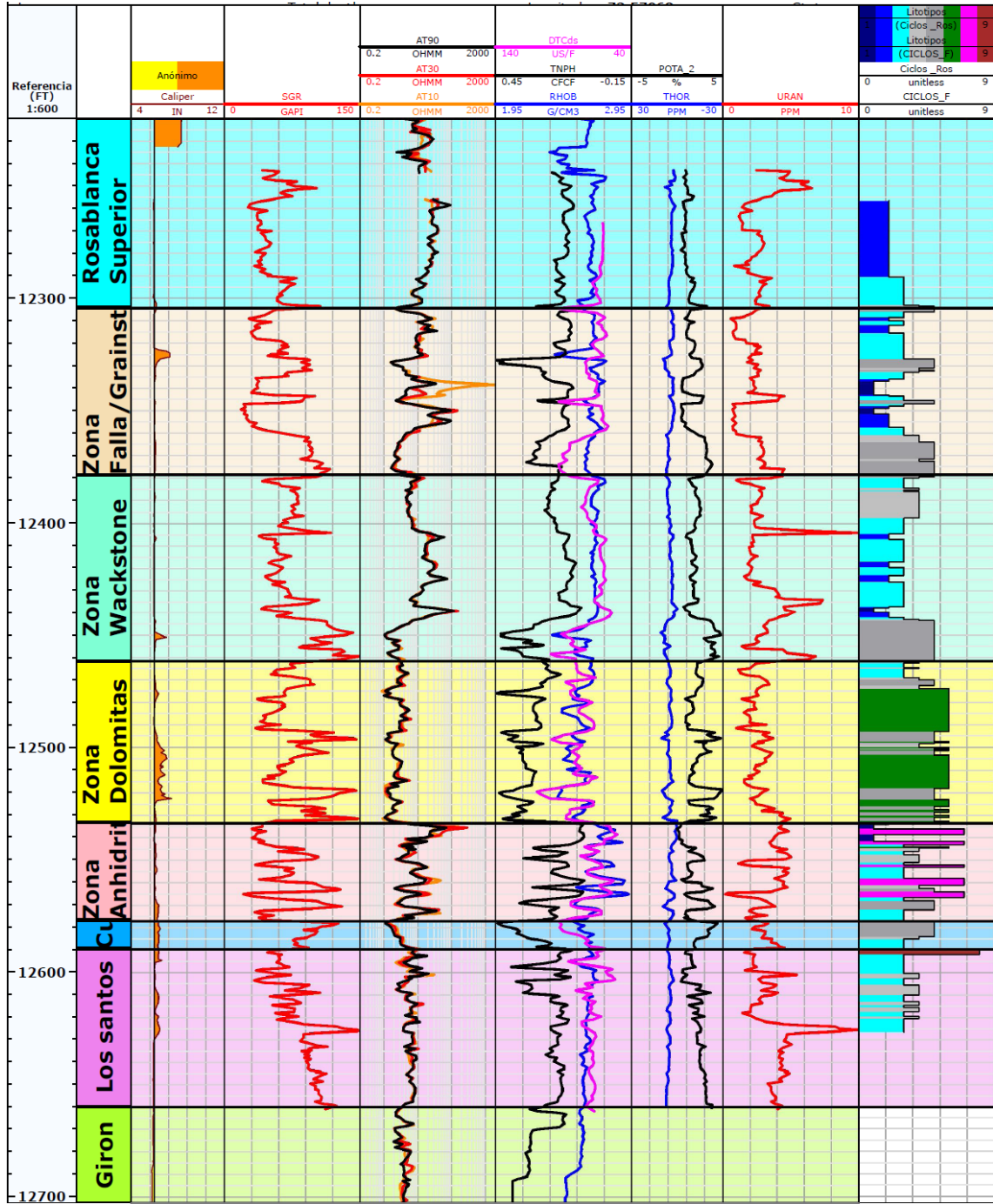
Figura 31. Litotipos diferenciados en la sección corazonada de guane-1, de acuerdo a la clasificación de Dunham para rocas carbonatadas. Suministrado grupo de yacimientos naturalmente fracturados del ICP



Dentro de la caracterización de los diferentes tipos de roca identificados sobre los núcleos de Guane-1 y Cagui-1, se pudo definir diferentes zonas

características gracias a los patrones de ocurrencia, espesores de los diferentes litotipos teniendo en cuenta presente las unidades que se encuentran en los núcleos. En el intervalo corazonado correspondiente al pozo Guane-1 se observa que la mayor ocurrencia corresponde a los tipos de roca 2 y 3 seguido por el tipo de roca 4 , además se encuentran marcada hacia la parte baja de la Formación Rosablanca los tipos de roca 6 y 7 correspondientes a las zonas de dolomitas y anhidritas Figura 32. Las zonas definidas para la formación Rosablanca en la sección corazonada del pozo Guane-1 se muestran en la figura 32.

Figura 32. Las zonas definidas para la formación Rosablanca en la sección corazonada del pozo guane-1, información suministrada por el grupo de yacimientos naturalmente fracturados del ICP.



7.3.2. Caracterización De Fracturas Sobre Núcleos

Para la caracterización de fracturas en núcleo se recurrió a la consulta de trabajos de diferentes autores como Kulander, et al 1990, Aguilera R, 1995, Herrera E, 2005; los cuales muestran de manera detallada y concisa los diferentes parámetros a tener en cuenta para la descripción de fracturas, teniendo en cuenta los aspectos geológicos e ingenieriles que intervienen en el análisis de yacimientos no convencionales; en la Tabla 1 se observa los criterios evaluados para esta caracterización.

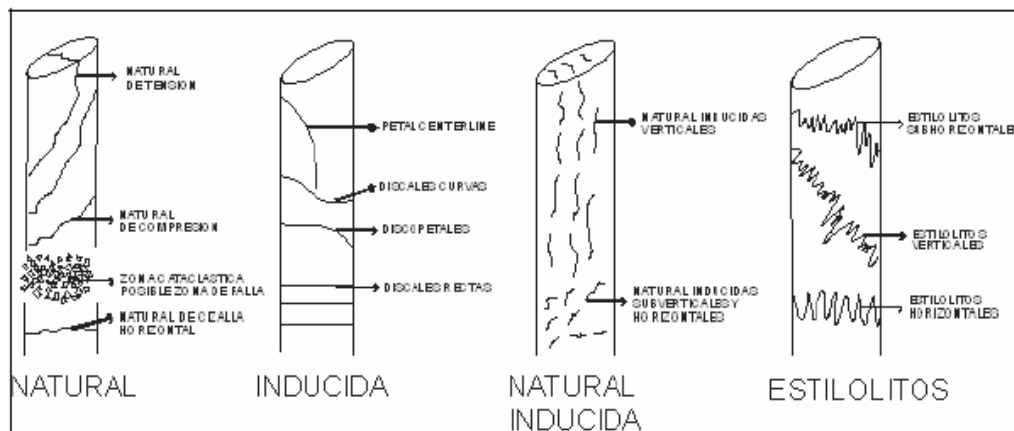
Tabla 1. Parámetros evaluados en la caracterización de fracturas.

PARÁMETRO	N° Asignado	DESCRIPCIÓN
Tipo de Fractura	1	Natural
	2	Inducida
	3	Estilolito
Tipo de Esfuerzo	1	Tensión
	2	Compresión
	3	Cizalla
Apertura y Relleno	1	Abierta
	2	Cerrada
	3	Rellena
	4	Puentes Cristalinos
Medida de Longitud	1	>50cm
	2	25.01 - 50cm
	3	10.01 - 25cm
	4	5.01 - 10cm
	5	<5cm
Medida de Apertura	1	>1cm
	2	5.01mm -1 cm
	3	4.01 - 5mm
	4	3.01 - 4mm
	5	2.01 - 3 mm
	6	1.01 - 2mm
	7	<1mm
	8	No observable
Perfl de la Fractura	1	Recto
	2	Sinuoso
	3	Dentado
Morfología de la Pared	1	Uniforme
	2	Rugosa
	3	Estríada

Estos parámetros fueron tratados pie a pie y consignados en Excel como se observa en la Tabla 2, cada parámetro analizado durante la caracterización corresponde a una columna en esta tabla, se debe aclarar que en muchas ocasiones una profundidad presenta no solo una fractura sino que en ella puede existir más de una, a continuación se describe cada uno de estos ítems.

1. **Profundidad:** Hace detalle a la profundidad en pies del núcleo descrito.
2. **Tipo de Fractura:** En este parámetro se hace referencia a los cuatro (4) tipo de fracturas principales observadas en los núcleos (**Figura 1**), la identificación para cada una de estas es observar el plano de la fractura tanto en superficie como de perfil, teniendo en cuenta que existen esfuerzos pre y post perforación los cuales enmascaran el análisis de estas fracturas.

Figura 33. Fracturas observadas en núcleos. Tomado de Herrera Otero, 2005.



A continuación se describe cada uno de los diferentes tipos de fracturas.

Tabla 2. Parámetros evaluados en la caracterización de facturas.

DEPTH	TIPO DE FRAC	NOMBRE FRAC	No. DE FRAC	No. DE FRACT	TIPO DE	APERTURA Y RANG	LONG (mm)	APERTURA (mm)	PERFIL FRAC	MORFOLOGIA	APTITUD FRAC	TEMPORALIDAD	OBSERVACIONES
11787'	11787	1 ND1 C1	4	2	2	6 3	75 90	0.215 0.4	2 1	ND ND	ND ND	ND ND	Fractura con relleno parcial de calcita. Fractura con relleno total de calcita.
11787	11786	2	4										
11786	11785	1 T1 ND2	8	2	ND	3	145 100	0.62 0.175	2 1	2 ND	74 ND	ND ND	Fractura con relleno total de calcita. Fractura con relleno total de calcita y de orientación subvertical.
11785	11784	2	10										
11784	11783	2	12										
11783	11782	1 ND3		1	ND	3	65	0.05	1	1	55	ND	Fractura con relleno total de calcita
11782	11781	1 ND4 T2 ND5 ND6	12		ND	1 2 3	70 50 40 40	0.05 0.215 0.05 0.05		ND ND ND ND	88 67 50 10	ND ND ND ND	Fractura con relleno total de calcita y de orientación subvertical. Fractura con relleno total de calcita. Fractura con relleno total de calcita. Fractura con relleno total de calcita.
11781	11780	1 ND7 ND8	7		ND	3	60 70	0.33 0.05	1 2	ND ND	78 ND	ND ND	Fractura con relleno total de calcita. Fractura con relleno total de calcita.
11780	11779	1 ND9	14	1	ND	3	60	0.075	1	ND	24	ND	Fractura con relleno total de calcita.
11779	11778	2	10										
11778	11777	2	13										
11777	11776	2	8										
11776	11775	1 ND10	11	1	ND	3	45	0.05	1	1	85	ND	Familias de fracturas, cuyo espacio entre ellas es de 1,5 cms, están rellenas totalmente de calcita y de orientación subverticales
11775	11774	2 ND11	10	1	ND	3	140	0.175	1	1	80	ND	Fractura con relleno total de calcita y de orientación subvertical.
11774	11773	1 ND12 C21	11	2	ND	3	60 85	0.215 ND	2 1	1 3	80 5	ND ND	subvertical y rellena de calcita Slickenside y subhorizontal
11773	11772	1 C22 C23	11	2	3	1	65 58	ND ND	2	3	5 4	ND ND	Slickenside y subhorizontal Slickenside y subhorizontal
11772	11771	1 ND13 ND14	17	2	ND	2	20 50	0.33 0.14	1	1	17 47	ND ND	Fractura con relleno total de calcita. Fractura con relleno total de calcita.
11771	11770	1 C24	15	1	3	1	60	ND	1	3	5	ND	Slickenside y subhorizontal
11767	11766	1 C25	8	1	3	1	50	ND	1	3	10	ND	Slickenside y subhorizontal
11766	11765	2	10										
11765	11764	1 C2	10	1	2	1	72	0.175	2	3	81	ND	Fractura subvertical
11764	11763	1 C3	10	1	2	1	110	0.215	1	1	88	ND	Fractura subvertical Y rellena de calcita
11763	11762	1 13	8	1	1	1	300	0.75	1	1	82	ND	Fractura subvertical Y rellena de calcita, se presenta parcialmente cerrada

- **Fracturas Naturales:** Son definidas como aquellas fracturas existentes antes de la perforación, que fueron generadas por eventos de diferente esfuerzos ya sea relacionados a desarrollos iniciales de cuencas, superposición, esfuerzos orogénicos o epirogénicos.

Características generales de las fracturas naturales:

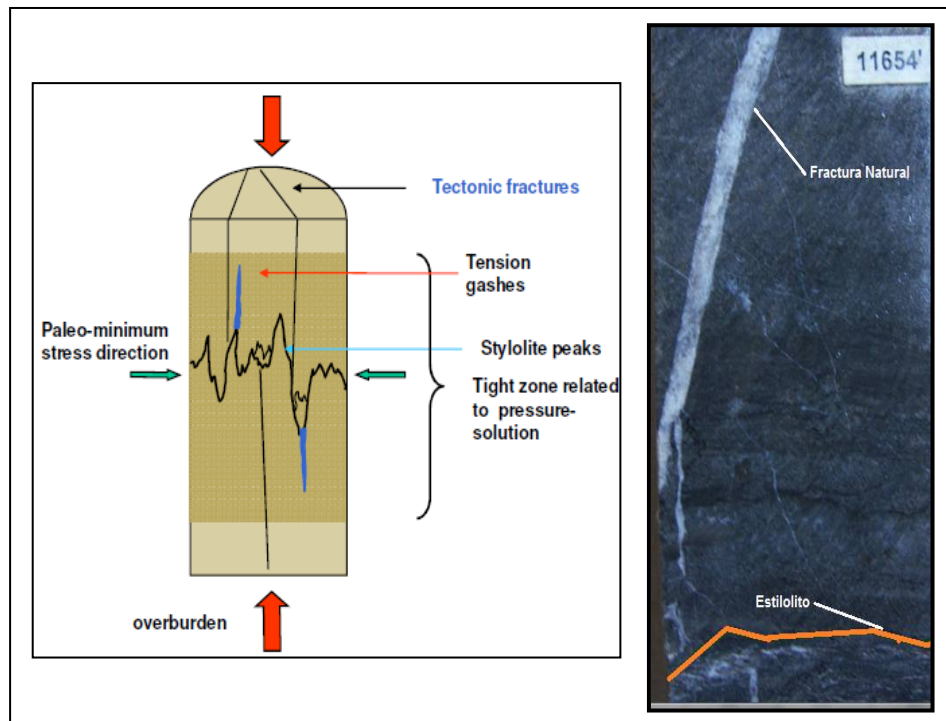
- Superficies pulidas y de slickensides.
- Desplazamiento de los estratos a lo largo de la fractura sin pérdida de cohesión
- Crecimiento de minerales secundarios en las paredes de las fracturas
- En la pared de la fractura se observan estructuras que no tienen relación con la geometría del núcleo.
- El relleno mineral parcial o total sobre la superficie de la fractura (calcita, cuarzo recristalizado, etc.) puede ser también un indicador de fractura natural
- **Fracturas Inducidas:** Estas fracturas son generadas durante la perforación, la toma del núcleo o la manipulación del mismo.

Características generales de las fracturas Inducidas:

- Orientación única en el núcleo
- Incrementa la densidad de fracturas hacia el centro del núcleo
- Curvamiento abrupto hacia las paredes del núcleo
- La superficie de la fractura se relaciona geoméricamente con el núcleo.
- En el caso de esfuerzos inducidos, las estrías se presentan guardando cierta simetría o patrón regular que no se presenta en las naturales.
- **Estilolitos:** Los estilolitos son un tipo de fractura natural, son iniciadas por la concentración de esfuerzos planares dentro de la roca. Estas concentraciones pueden ocurrir en límites litológicos y zonas de baja porosidad, la Figura 33., muestra un ejemplo de la asociación de

estilolitos con sobrecarga fracturas inducidas, gases de tensión y fracturas naturales de extensión.

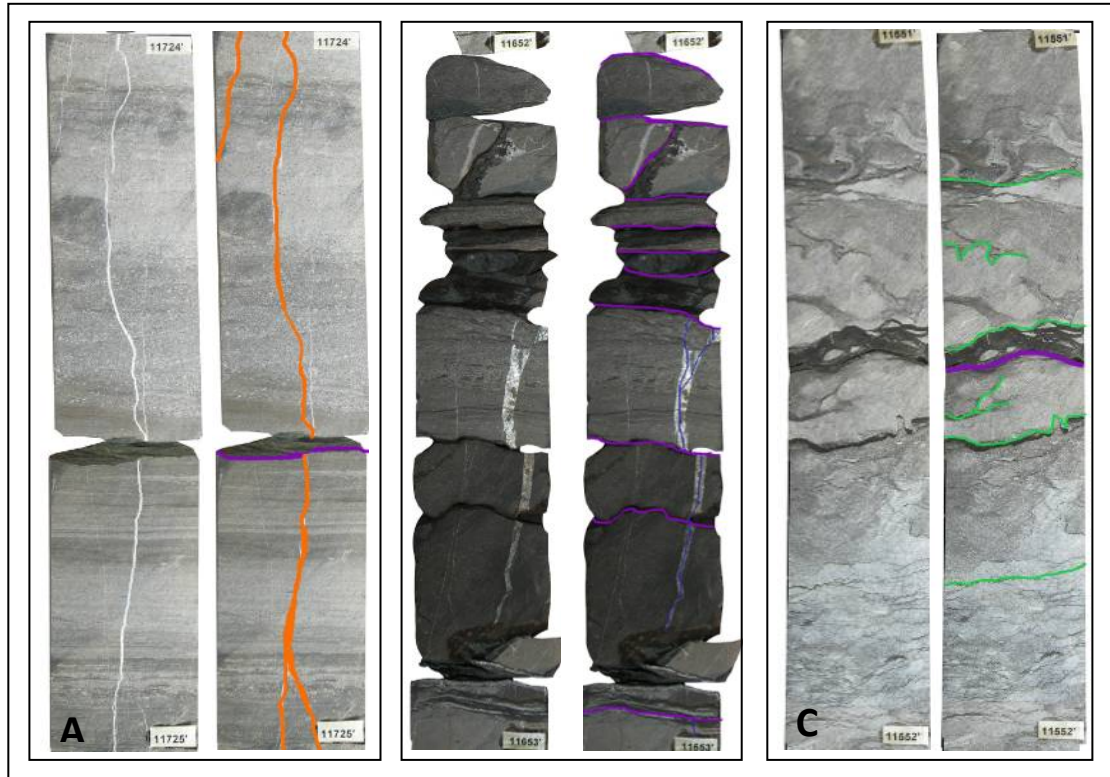
figura 33. Relación de estilolitos y fracturas observadas en el núcleo de Guane-1.



Tomado de BeicipFranlab, pag 9.

En la caracterización de fracturas en Guane-1 y Caguí-1 se reconocieron aproximadamente 436 fracturas naturales, distribuidas en 387 para Guane-1 y 49 fracturas naturales para Caguí-1 como se observa en la Figura 34; haciéndose énfasis especialmente en las fracturas naturales ya que estas permiten definir el sentido de los esfuerzos presentes en el área.

Figura 34. Tipo de fracturas observadas en Guane, (A) fracturas naturales color naranja, (B) fracturas inducidas color morado y (C) estilolitos color verde; Guane-1.



3. Nombre de la Fractura: Es la nomenclatura empleada para realizar el conteo de fracturas existentes en el pozo corazonado Guane-1 y Cagüí-1, esta lleva una combinación alfanumérica que corresponde a una letra asociada al tipo de esfuerzo que genero la fractura y el número acumulado de fracturas encontradas para este tipo de esfuerzo (T1; C2; ND5) son algunos ejemplos de la manera como se llevo el conteo de las fracturas naturales.

4. Tipo de Esfuerzo: Todo tipo de fractura natural presenta tres tipos básicos de esfuerzos, de esta manera existen tres tipos básicos de

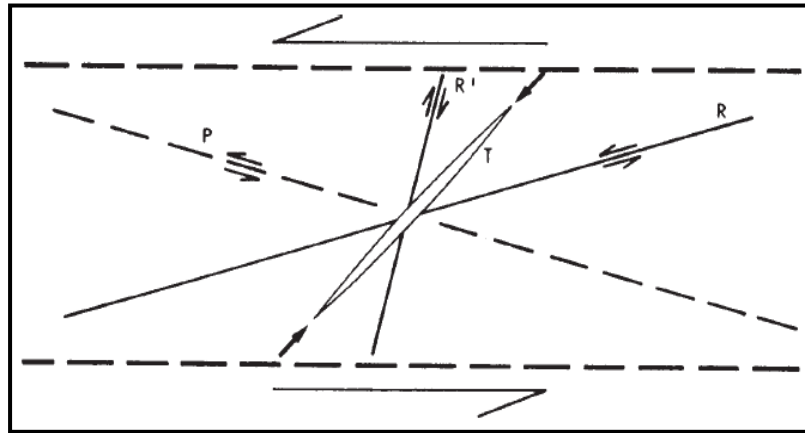
fracturas las cuales son de cizalla, de extensión o compresión y de tensión

- **Fracturas de Cizalla:** Son fracturas con un sentido de desplazamiento paralelo al plano de la fractura, ellas forman un ángulo agudo para la dirección del máximo esfuerzo principal compresivo σ_1 y un ángulo obtuso en dirección de mínimo esfuerzo compresivo σ_3 dentro de la roca.

✓ **Cizalla de Riedel:** Imita el movimiento de una falla de desgarre en el basamento y la creación de una zona de cizalla en la cobertera. Los sistemas de fracturas que se forman está ilustrados en la Figura 35 y se denominan R (sintéticas), R' (antitéticas), P (cizalla) y T.

Las fracturas R, también llamadas Riedels, se forman a unos 12° a 18° del límite de los bloques y en la dirección de movimiento y tienen el mismo sentido de movimiento que los bloques. Las R' o Riedel conjugadas se forman a unos 72° a 78° y su movimiento es al contrario de las R. Cuando se forma una zona de cizalla, lo hace en la dirección del máximo esfuerzo de cizalla, es decir, a 45° del esfuerzo mayor. Las fracturas R y R' representan fracturas de cizalla que se adaptan al criterio de Coulomb y forman con el esfuerzo mayor ángulos de entre 33° y 27° . Las fracturas P se forman a unos 10° a 12° de los límites de la zona y tienen el mismo sentido de movimiento que ésta, pero el ángulo que forman con los límites (o con la dirección de movimiento) es de sentido contrario que el de las fracturas R. Finalmente, las fracturas T son grietas de tensión que se forman aproximadamente a 45° de los límites de la zona, es decir, coincidiendo con la dirección del esfuerzo mayor.

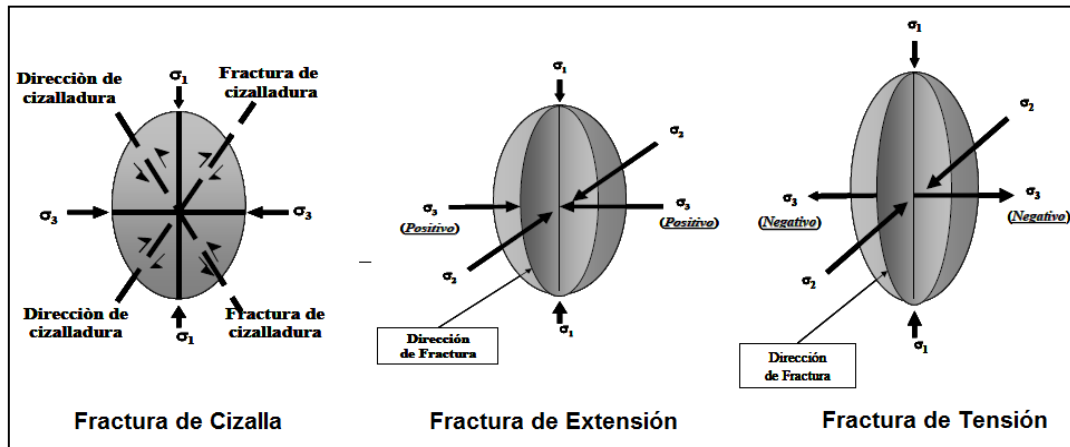
Figura 35. Orientación y movimiento de los sistemas de fracturas de Riedel.



- **Fracturas de extensión o compresión:** Estas fracturas presentan un sentido de desplazamiento perpendicular al plano de la fractura, estas fracturas se originan cuando los tres esfuerzos principales son compresivos.
- **Fracturas de Tensión:** Son fracturas que el sentido de desplazamiento al igual que las fracturas de extensión es perpendicular al plano de la fractura, para formar una fractura de este tipo al menos uno de los tres esfuerzos debe ser negativo.

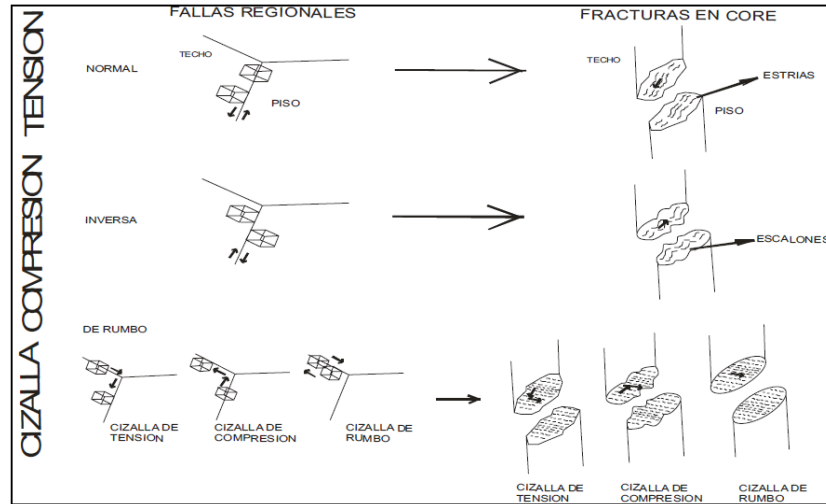
Las fracturas de tensión solo ocurren cerca a la superficie, mientras que las fracturas de extensión pueden ocurrir en condiciones de mayor profundidad.

Figura 36. Elipsoides de esfuerzos.



Haciendo referencia a cada tipo de esfuerzo y como se genera la fractura, la determinación de estos movimientos en el núcleo es de acuerdo a la observación, siendo exclusiva para fracturas naturales; en la Figura 36 se muestra la identificación de cada uno de estos esfuerzos; si el desplazamiento que se observa en el core es del techo en dirección del buzamiento el movimiento es de tensión, y si se encuentra a la inversa es de compresión; el movimiento de cizalla en cambio presenta tres casos; el primero de ellos cuando el desplazamiento del techo es en la dirección del rumbo (cizalla pura), el segundo caso, cuando el desplazamiento del techo es en la dirección del rumbo y además sube (cizalla + compresión) y el último de los tres casos es cuando el desplazamiento del techo es en la dirección del rumbo y además baja (cizalla + tensión).

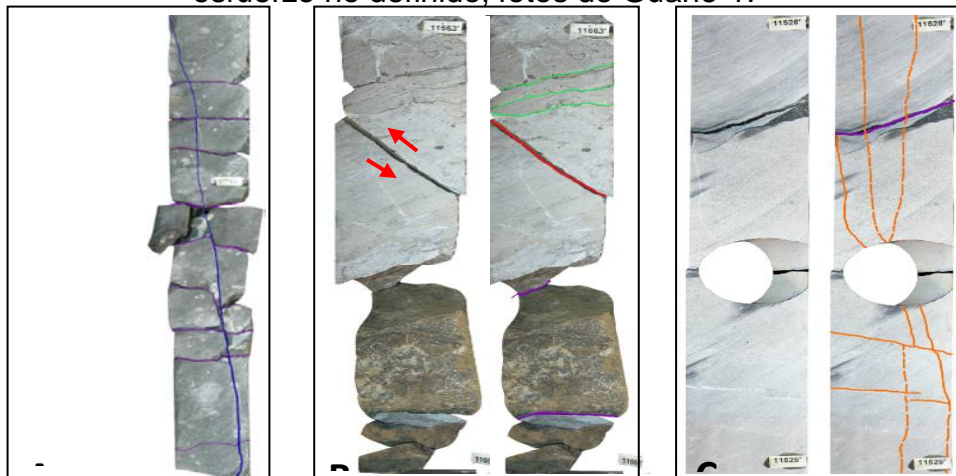
Figura 37. Determinación de esfuerzos teniendo en cuenta el movimiento relativo de los bloques de techo y base,



tomado de Herrera Otero.

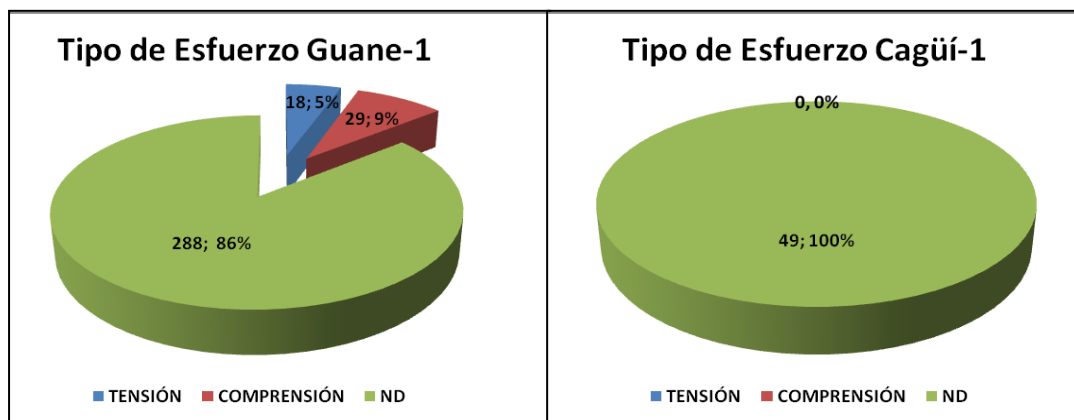
Esto también lo podemos observar en los núcleos de Guane-1 en donde se identificaron dos tipos de esfuerzos tensión y compresión en corazones como se observa en la Figura 38.

Figura 38. Figura (A) fractura de color azul esfuerzo de tipo tensión, el techo de la fractura baja, Figura (B) fractura de color rojo esfuerzo de tipo compresivo, el techo de la fractura sube, Figura (C) fracturas de color naranja esfuerzo no definido, fotos de Guane-1.



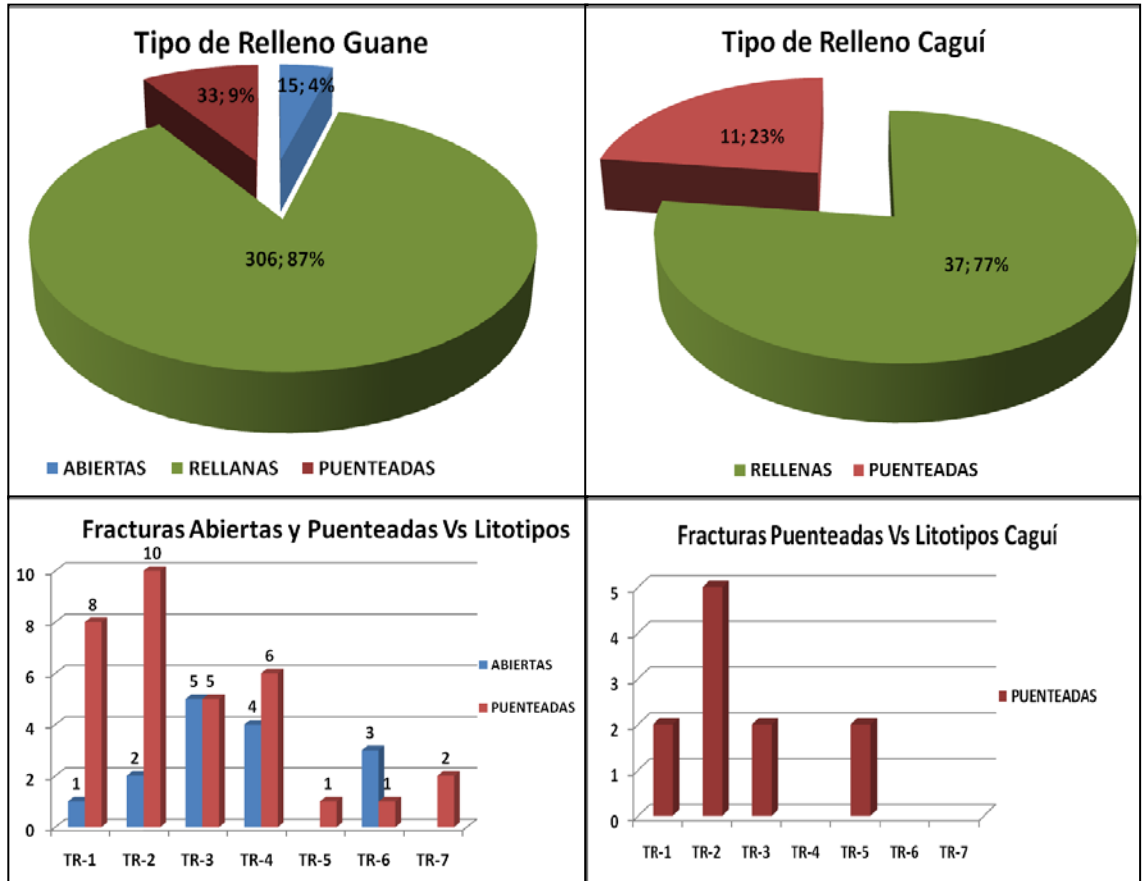
Obteniendo así que un 9% en promedio de las fracturas naturales encontradas que fue posible determinar el tipo de esfuerzo es de compresión, que el 5% es de tipo tensión y que un 86% de las fracturas descritas no se les pudo establecer el tipo de esfuerzo esto para el pozo Guane-1; para el pozo Cagüí-1 el 100% de las fracturas caracterizadas no presentan visiblemente un esfuerzo en particular.

Figura 39. Tipo de esfuerzo que generó las fracturas Naturales observadas en los corazones de los pozos Guane-1 y Cagüí-1



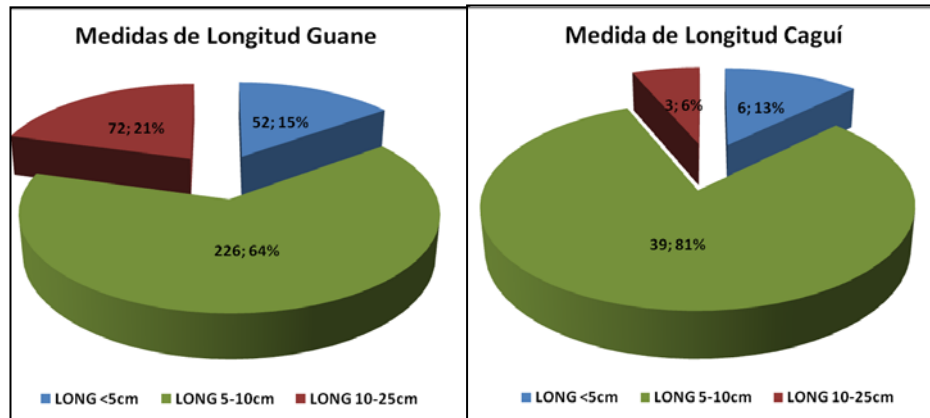
5. Apertura y Relleno: Aquí se identifica el espacio existente entre las caras de las fracturas y se determina si es abierta (1), Cerrada (2), rellena (3) o puente cristalino (4). Las fracturas caracterizadas en Guane-1 se encuentran rellenas de calcita, algunas presentan una impregnación pero está es debido a que en el momento de correr el registro de imagen UBI, este fue corrido en lodo base aceite, para Cagüí-1 la totalidad de las fracturas caracterizadas se encuentran rellenas de calcita; tal y como se muestra en la Figura 40, las fracturas abiertas están asociadas a los litotipos 1-2-3-4 y 6 para Guane-1.

Figura 40. Apertura y Relleno observado sobre núcleo en las fracturas naturales de Guane-1 y Cagüí-1



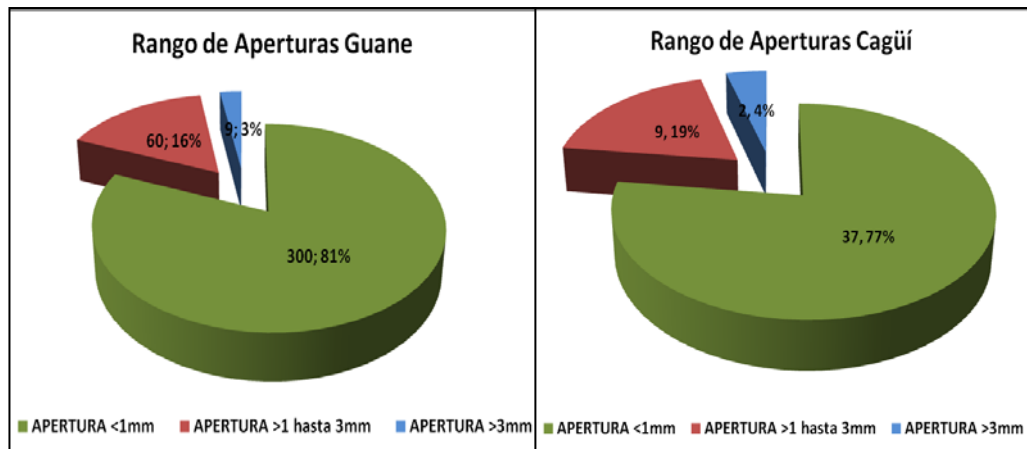
6. Longitud: Es la medida de longitud de la fractura que se observa en el núcleo. Esta medida se da en milímetro y se identifica de la siguiente manera: fracturas mayores a 500mm (1), fracturas entre 500 y 250.1 mm (2), fracturas entre 100.1 y 250 mm (3), fracturas entre 50.1 y 100 mm (4) y fracturas menores a 50mm (5). Las longitudes encontradas se muestran en la Figura 41 y de aquí se observa que tanto para Guane-1 como para Cagüí-1 la longitud predominante se encuentra entre 50.1 y 100mm.

Figura 41. Rango de Longitud de las Fracturas Naturales de Guane-1 y Cagüí-1



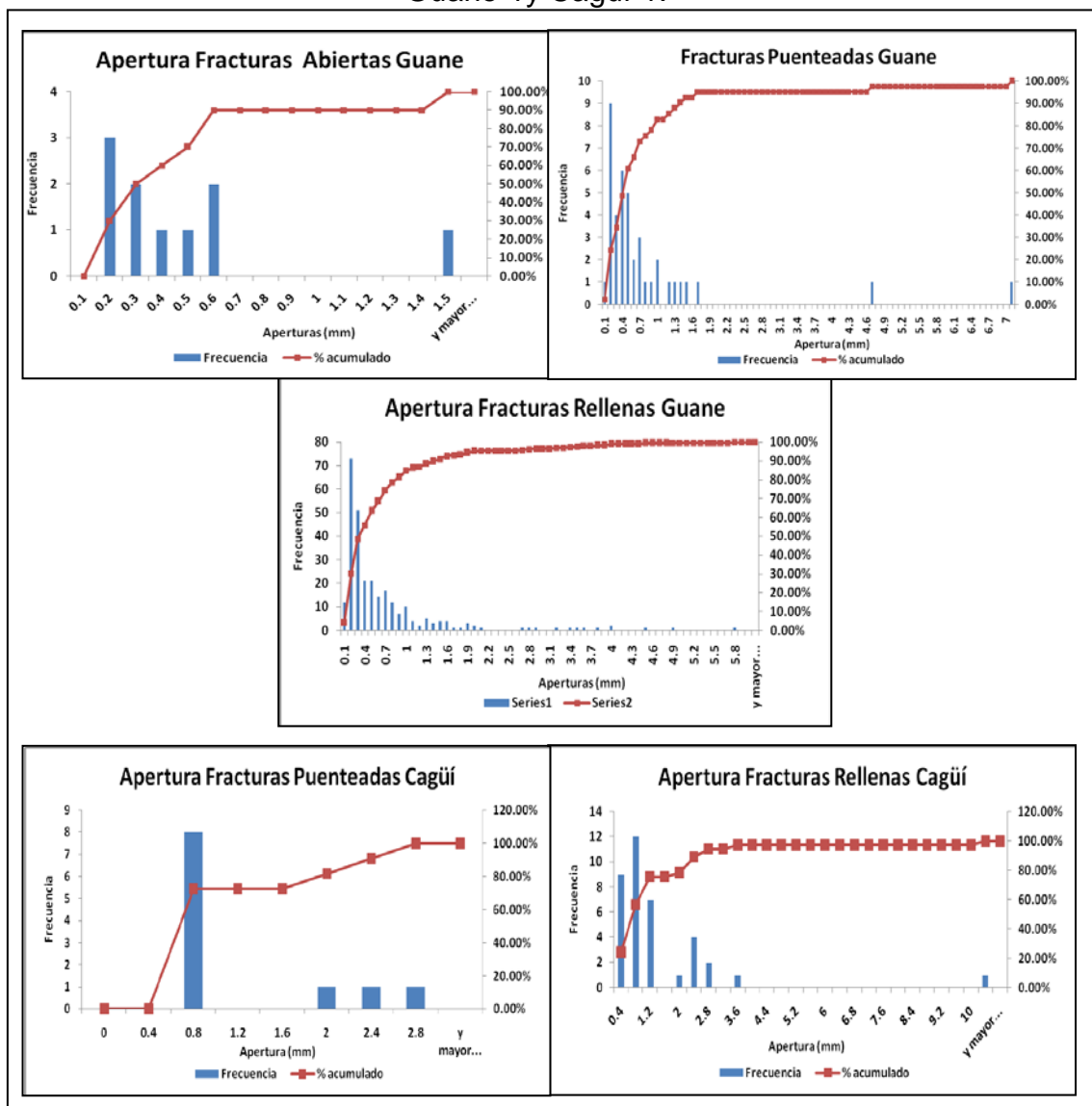
7. Medida de Apertura: corresponde a la distancia medida entre las paredes de la fractura, se clasificó de la siguiente manera: (1) para aperturas mayores a 10 mm; (2) Aperturas entre 5.01 mm -10mm; (3) para aperturas entre 4.01mm-5mm, (4) entre 3.01 mm y 4 mm, (5) para 2.01 a 3 mm; (6) aperturas entre 1.01 mm y 2 mm; (7) para aperturas menores a 1mm y (8) para aperturas no observables. En Los pozos Guane-1 y Cagüí-1 se observaron principalmente aperturas no menores a 1 mm como se observa en la Figura 42.

Figura 42. Rango de Aperturas de las Fracturas Naturales de Guane-1 y Cagüí-1.



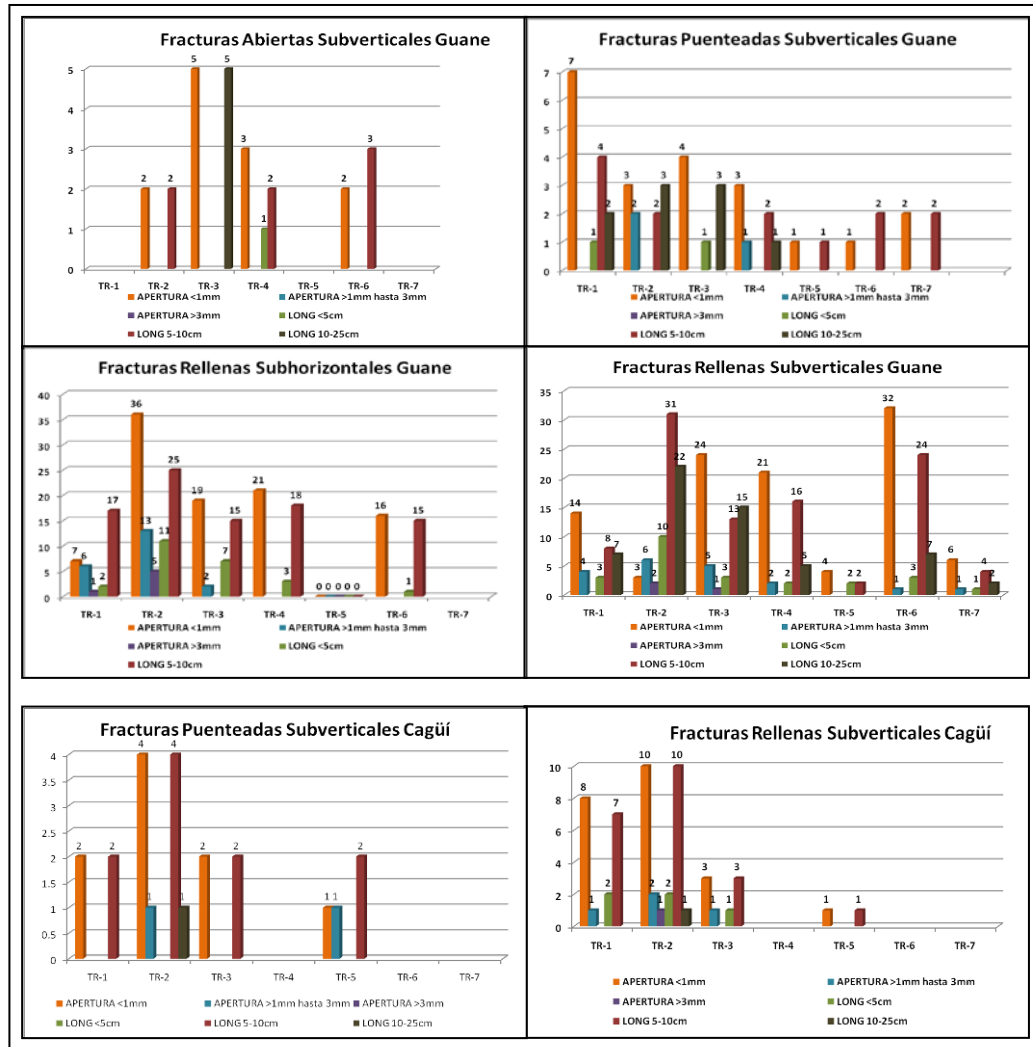
También se analizó las aperturas con respecto al tipo de relleno, en donde se aprecia que para Guane-1 las fracturas abiertas presentan una apertura predominante de 0.2, para las rellenas se encuentra entre 0.1 y 0.4 igual que para las fracturas puenteadas; para Cagüí-1 se observa que las fracturas puenteadas tienen una mayor incidencia entre 0.5 a 0.8 y para las fracturas rellenas entre 0.6 y 0.9, tal y como se distingue en la Figura 43.

Figura 43. Rango de Aperturas Vs tipo de Relleno de las fracturas naturales de Guane-1y Cagüí-1.



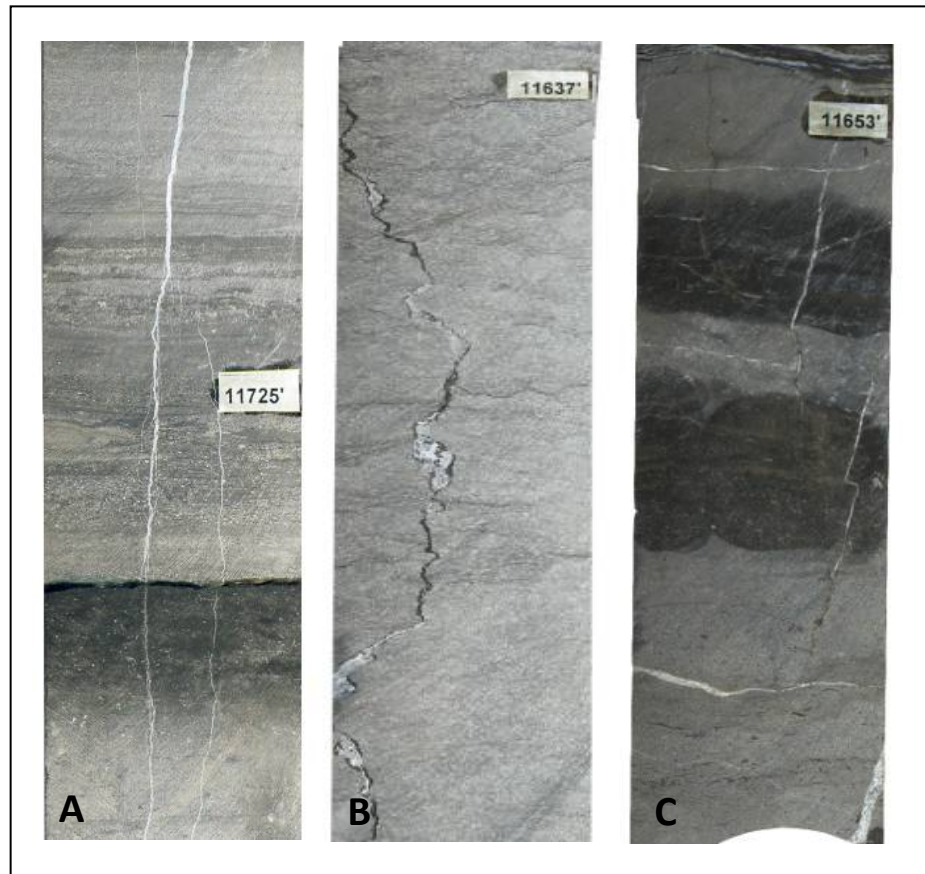
Otra relación que se puede vislumbrar en la Figura 44 es la de aperturas, tipo de roca, longitud y tipo de relleno para Guane-1 y Cagüí-1, de la cual se extrae que las fracturas abiertas sub-verticales de Guane-1 se presentan primordialmente en el tipo de roca 3 "TR3" con una mayor densidad de datos en donde la longitud es de 10 a 25cm y una apertura menor a 1mm, las fracturas puenteadas presentan una mayor densidad de datos en el tipo de roca 1 "TR1" con una longitud predominante de 5 a 10cm y una apertura menor a 1mm, estos dos tipos de rellenos se analizaron únicamente para fracturas sub-verticales debido a q la densidad de datos de las sub-horizontales era despreciable para el análisis; para las fracturas rellenas sub-horizontales de Guane-1 la mayor densidad de datos se observa en el tipo de roca 2 "TR2" con una longitud de 5 a 10cm y una apertura menor a 1mm y para las fracturas rellenas sub-verticales la mayor densidad de datos se observa tanto en el tipo de roca 2 "TR2", como en el 6 "TR6", presentándose para el TR2 una longitud de 5 a 10cm y una apertura que varía entre 0.1 y 3mm, y para TR6 se observa una longitud predominante de 5 a 10cm y una apertura menor a 1mm; para Cagüí-1 solo se observan fracturas rellenas y fracturas puenteadas sub-verticales las primeras presentan una mayor densidad de datos en el tipo de roca 2 "TR2" en donde la longitud predominante es de 5 a 10cm, con una apertura menor a 1mm y para las puenteadas sub-verticales también se observa que el TR2 presenta una mayor densidad de datos con una longitud de 5 a 10cm y una apertura menor a 1mm.

Figura 44. Tipo de Relleno Vs Tipo de Roca, Apertura y Longitud de las fracturas naturales de Guane-1 y Cagüí-1



8. Perfil de la Fractura: Es como se observa la fractura en el núcleo de perforación, y esta puede ser 1) Recta, 2) Sinuosa o 3) Dentada, como se divide en la siguiente Figura 45.

Figura 45. Tipos de Perfiles (A) Recto, (B) Sinuoso y (C) Dentado de las fracturas naturales de Guane-1.



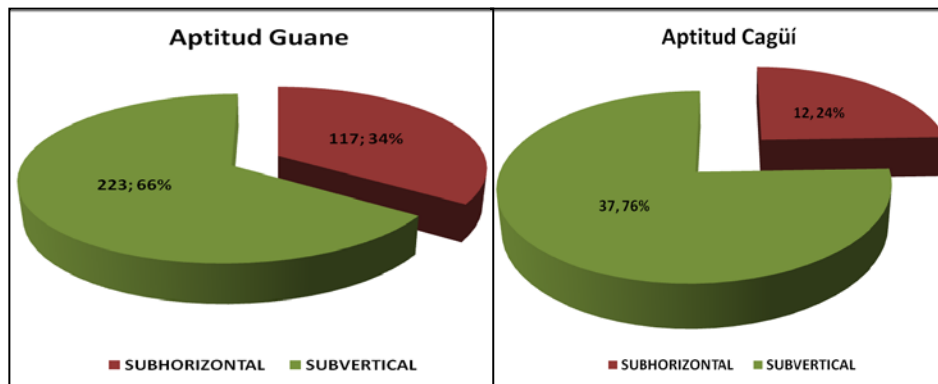
9. Morfología de la Pared: Es la apariencia de la superficie de los planos de la fractura y estos pueden ser 1) Uniforme, 2) Rugosa, 3) Estriada.

El perfil y la morfología de las fracturas son importantes ya que estas determinan el comportamiento de los fluidos en referencia a la velocidad del flujo y capacidad de transporte dentro del yacimiento.

10. Aptitud de la Fractura: Es la orientación de las fracturas en el núcleo, para ello se orientan las fracturas respecto a un eje ortogonal al plano de corte del núcleo determinando de esta forma un rumbo aparente y un buzamiento Figura 46. Se debe tener en cuenta que esta medida de

aptitud de las fracturas en los núcleos es relativa y que se puede corregir de acuerdo a una orientación determinada con algún método alternativo para orientación de fracturas o con los registros de imagen ya sea UBI o FMI

Figura 46. Aptitud de las Fracturas Naturales con respecto al eje observado sobre el core; Guane-1 y Cagüí-1



11.Litotipo: Es una asociación litológica definida por el conjunto de respuestas a los registros eléctricos donde las electrofacies tendrán un comportamiento similar para un mismo litotipo diferenciables de los demás. Un litotipo puede incluir diferentes litofacies por ejemplo cuando la diferencias entre estas son insignificantes a la respuesta de los registros como lo son el color; no obstante una litofacies puede abarcar varios litotipos un ejemplo de esto sería cambios en el volumen poroso las cuales no se identifican a simple vista

7.3.3. Caracterización de Fracturas a Partir de Registros de Imagen FMI y UBI

Los registros de imagen proveen información de las paredes del pozo, permitiendo la descripción del yacimiento mediante la identificación de rasgos estratigráficos, zonas fracturadas, orientación de fracturas, cambios en la densidad de la roca, estratos delgados, análisis estructural y orientación de esfuerzos locales.

Los registros de imagen más empleados en la actualidad se clasifican de acuerdo con su principio de operación en dos grupos, resistivos como el FMI y acústicos como el UBI.

- Fullbore Formation Micro Imager (FMI)

El registro de imagen FMI es una herramienta empleada en lodo base agua, para proveer una imagen eléctrica a la totalidad del pozo ofreciendo información cuantitativa especialmente utilizada en análisis de fracturas. Las características útiles en el análisis del registro son:

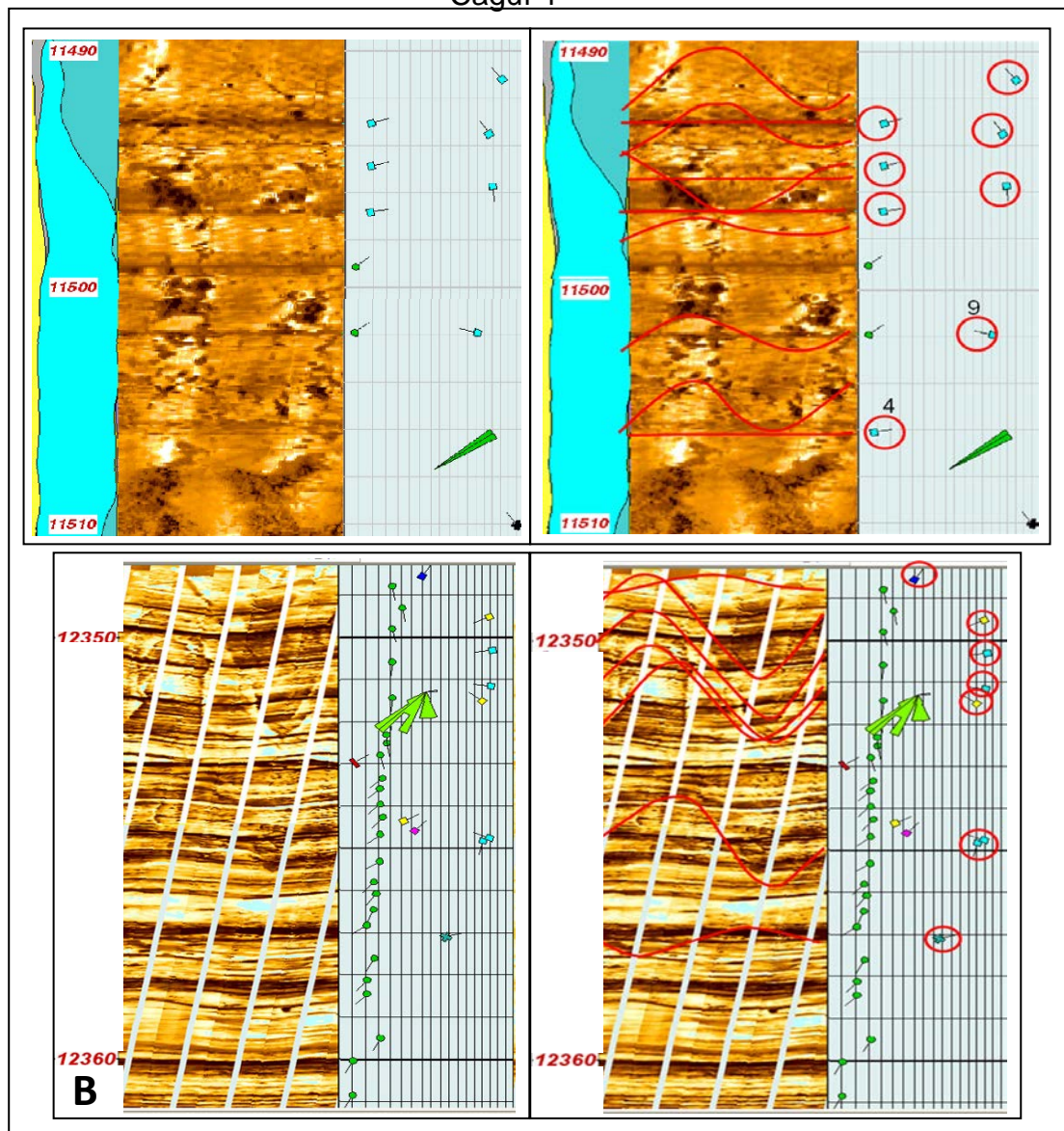
- El manejo de la imagen de la herramienta FMI suministra una identificación clara de las fracturas naturales o inducidas dentro de la formación que se perfora, permite determinar la apertura de la fractura
- Las imágenes de la herramienta FMI permite realizar análisis estratigráficos, donde se puede obtener la interpretación de ambientes de depositación de la roca que se está perforando.
- A partir de la identificación de las fracturas inducidas y Breakouts, en las imágenes del FMI es posible determinar la dirección de los esfuerzos horizontales y plantear un modelo geomecánico que permite predecir la ubicación y el tipo de las fracturas.

- Ultrasonic Borehole Imager (UBI)

El registro UBI es una herramienta empleada en lodo base aceite proporcionando una mejor y alta resolución de la geometría del pozo.

Loa registros de imagen fueron empleados para amarrar las fracturas observadas en núcleos con las interpretadas por cada una de estas herramientas, con el fin de poder orientar el mayor número de fracturas posibles tal y como se observa en la Figura 47.

Figura 47. Interpretación de Fracturas (A) core – UBI Guane-1 y (B) core - FMI Cagüí-1



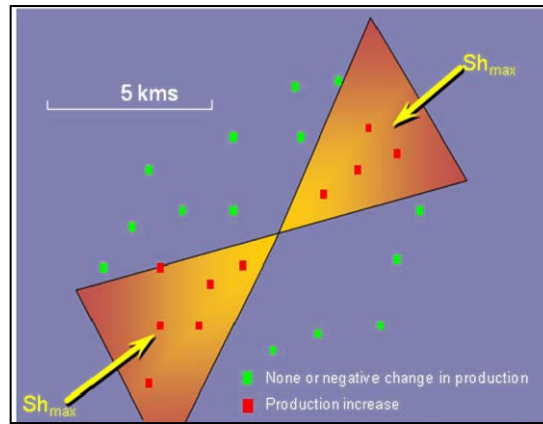
De este ejercicio se obtuvieron 89 fracturas orientadas core-UBI para Guane-1 y 37 core-FMI para Cagüí-1 tal y como se observa en la Tabla 3.

Tabla 3. Fracturas amarradas core FMI, UBI para Guane-1 y Cagüí-1

POZO	INTERPRETACIÓN INTERVALO CORAZONADO	N° DE DATOS
GUANE-1	Fracturas UBI	55
	Sinusoides interpretados UBI	57
	Fracturas core-UBI	89
CAGÜÍ-1	Fracturas FMI	51
	Sinusoides interpretados FMI	24
	Fracturas core-FMI	37

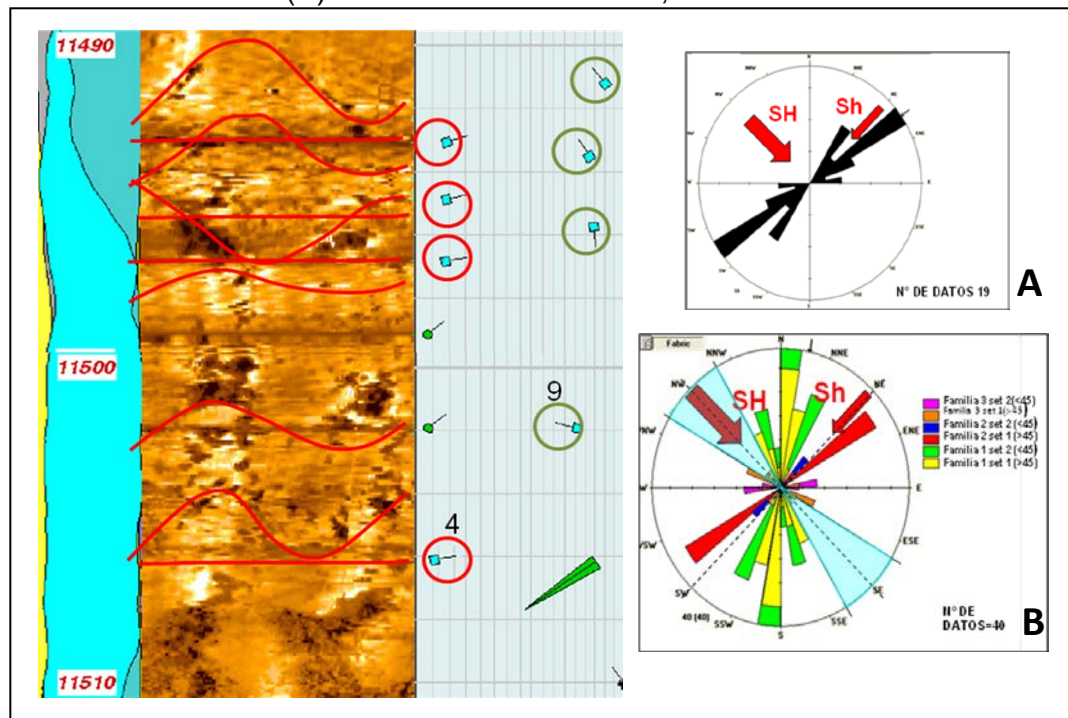
Una vez orientada las fracturas se determinaron las familias y esfuerzos para cada uno de los pozos. Según el análisis realizado por Geomecánica para el pozo Guane-1 sobre los registros de imagen UBI la dirección de los esfuerzos principales teniendo en cuenta las fallas compresivas o breakout que se identificaron a lo largo del pozo es *N60W* y *N30W*, tal y como se observa en la Figura 49 en donde las fracturas que exhiben un círculo verde, presentan una orientación similar al del esfuerzo principal favoreciendo la capacidad de flujo que estas puedan presentar, los círculos rojos nos muestran la orientación del esfuerzo mínimo, también se puede apreciar la roseta de datos core-UBI con cada una de las familias identificadas reconociendo la dirección del esfuerzo principal, en el informe de Geomecánica ellos citan a Heffer et al. 1997, el cual enuncia “que las fracturas naturales son más propensas a presentar características de conductividad a medida que se encuentran en un rango de $\pm 30^\circ$ con el esfuerzo principal”, como se puede contemplar en la Figura 48.

Figura 48. Orientación de las fracturas naturales con respecto al esfuerzo máximo. Las fracturas que se encontraron en un cono de $\pm 30^\circ$ con respecto al esfuerzo máximo presentaron aporte a la productividad.



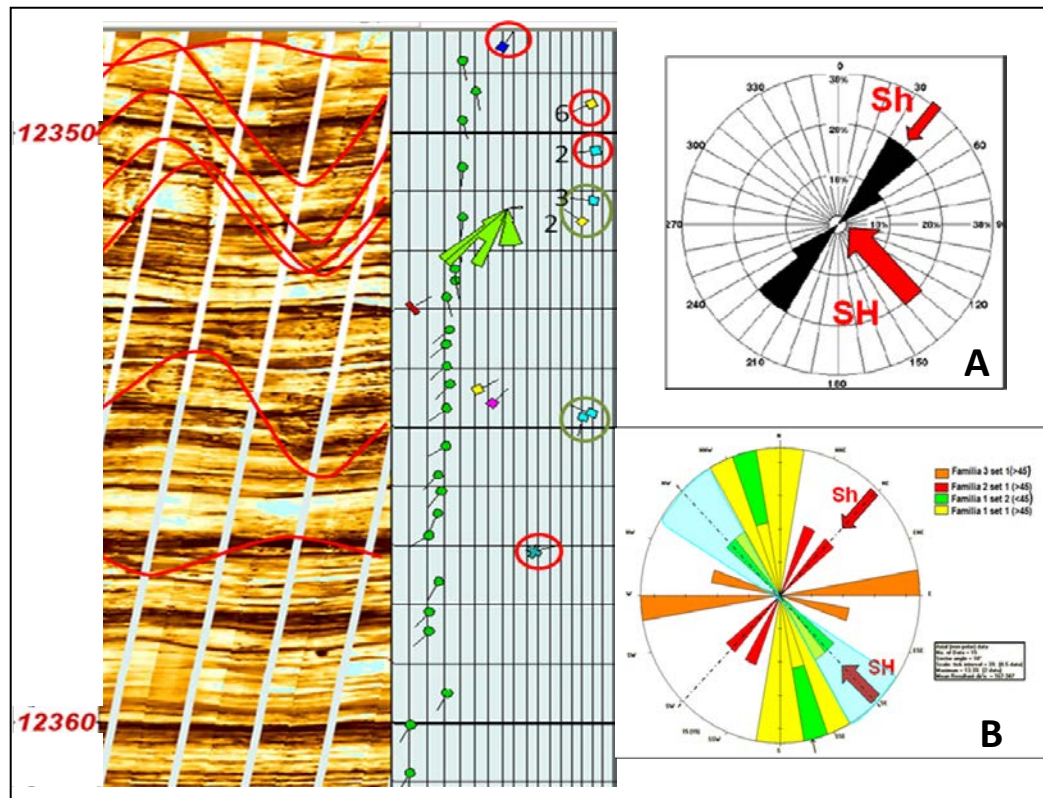
(Heffer et al., 1997).

Figura 49. Orientación del esfuerzo principal core – UBI, (A) Roseta Breakout, (B) Roseta datos core-UBI, Guane-1



El esfuerzo principal para Cagüí-1 presenta una orientación preferencial de N 135°E y el esfuerzo mínimo de N40 ± 5E, teniendo en cuenta los breakout que se identificaron a lo largo del pozo, en la Figura 49 se contempla que los círculos verdes presentan una tendencia similar al del esfuerzo principal y los círculos rojos al esfuerzo mínimo horizontal, también se exhibe las familias encontradas con los datos de core-FMI y el cono de 30° al esfuerzo principal con el fin de identificar la orientación preferencial de estas fracturas naturales.

Figura 50. Orientación del esfuerzo principal core – FMI, (A) Roseta Breakout, (B) Roseta datos core-FMI, Cagüí-1



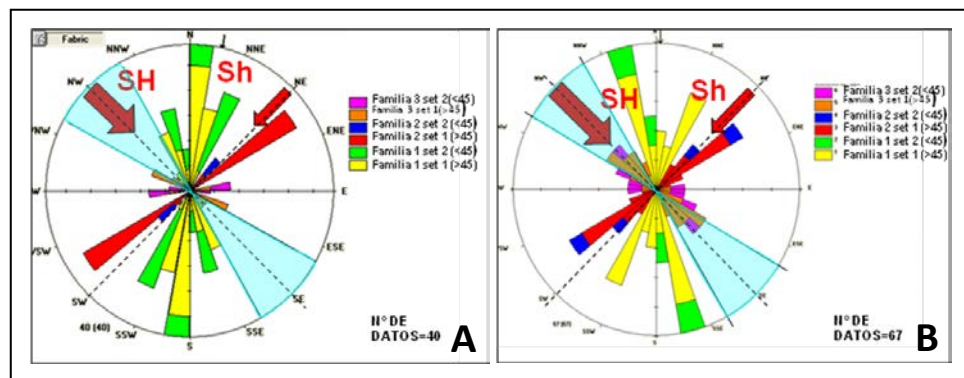
Como se contemplo en la Figura 44, la mayoría de las fracturas caracterizadas en Guane-1 y Cagüí-1 son rellenas, son muy pocas las puenteadas y menor

aún las abiertas, las fracturas amarradas con los registros de imagen son completamente rellenas, pero el FMI y el UBI en sus datos de corrida (.LAS) marcan algunas como punteadas y posiblemente abiertas, debido a esto se filtró la información de estas herramientas con el fin de mostrar en las rosetas fracturas factiblemente abiertas, punteadas y discontinuas para ambos pozos, identificándose para Guane-1 tres familias las cuales están divididas en ángulos menores a 45° y mayores a 45°, esto con el fin de poder identificarlas en registros eléctricos; el UBI clasifica las fracturas en:

- fracturas de alta amplitud (High Amplitude Fractures) son fracturas que se observan continuas alrededor del pozo
- Fracturas de baja amplitud (Low Amplitude Fractures) se observan discontinuas alrededor del pozo.

La Figura 51 **(A)**, nos muestra la roseta de las fracturas core- UBI en el intervalo corazonado de Rosablanca y en la parte **(B)** se observa la roseta para toda la Formación Rosablanca, en donde podemos apreciar que ambas rosetas presentan familias similares y que el cono de 30° muestra una mayor densidad de datos en la parte B, que en la A, esto con respecto a Guane-1.

Figura 51. Orientación del esfuerzo principal core – FMI, (A) Roseta datos core - UBI, (B) Roseta datos de UBI, Guane-1

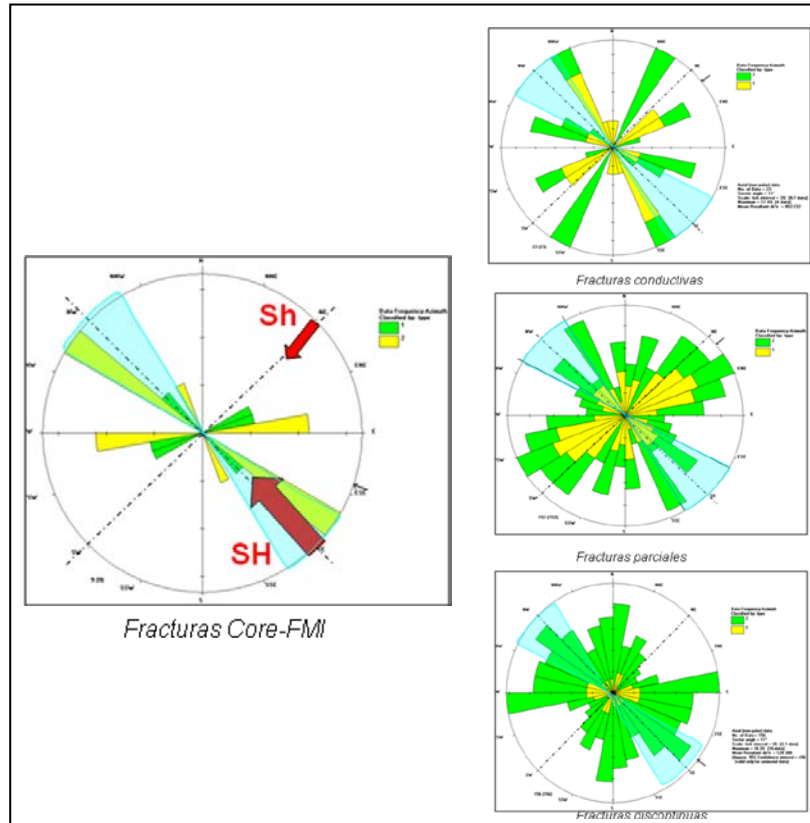


El FMI a diferencia del UBI identifica cuatro tipos de fracturas las cuales son

- Fracturas Conductivas: Aquellas q se observan más o menos continuas alrededor del pozo y tienen una apariencia de estar abiertas para el movimiento de fluidos
- Fracturas Resistivas: Son fracturas que tienen una apariencia de estar completamente cerradas por materiales resistivos como calcita.
- Fracturas Parciales: Son aquellas que exhiben características de fracturas tanto conductivas como resistivas, generalmente presentan poco contraste de resistividad, y parecen ser fracturas cementadas que han sido reabiertas.
- Fracturas Discontinuas: Son fracturas con muy poco contraste de resistividad, aparentemente muy pequeñas, que no tienen continuidad en el pozo.

De las cuales solo se graficaron las conductivas, parciales y discontinuas tanto para el intervalo corazonado como para toda Rosablanca como se observa en la Figura 52, en donde vemos que hay mayor densidad de datos en los identificados core-FMI y también las discontinuas de Rosablanca, lo que nos puede estar indicando que las fracturas caracterizadas en núcleo presentan una tendencia similar a las que el FMI encontró en el pozo de Cagüí-1

Figura 52. Orientación del esfuerzo principal core – FMI, (A) Roseta datos core - FMI, (B) Roseta datos de FMI, Cagüi-1

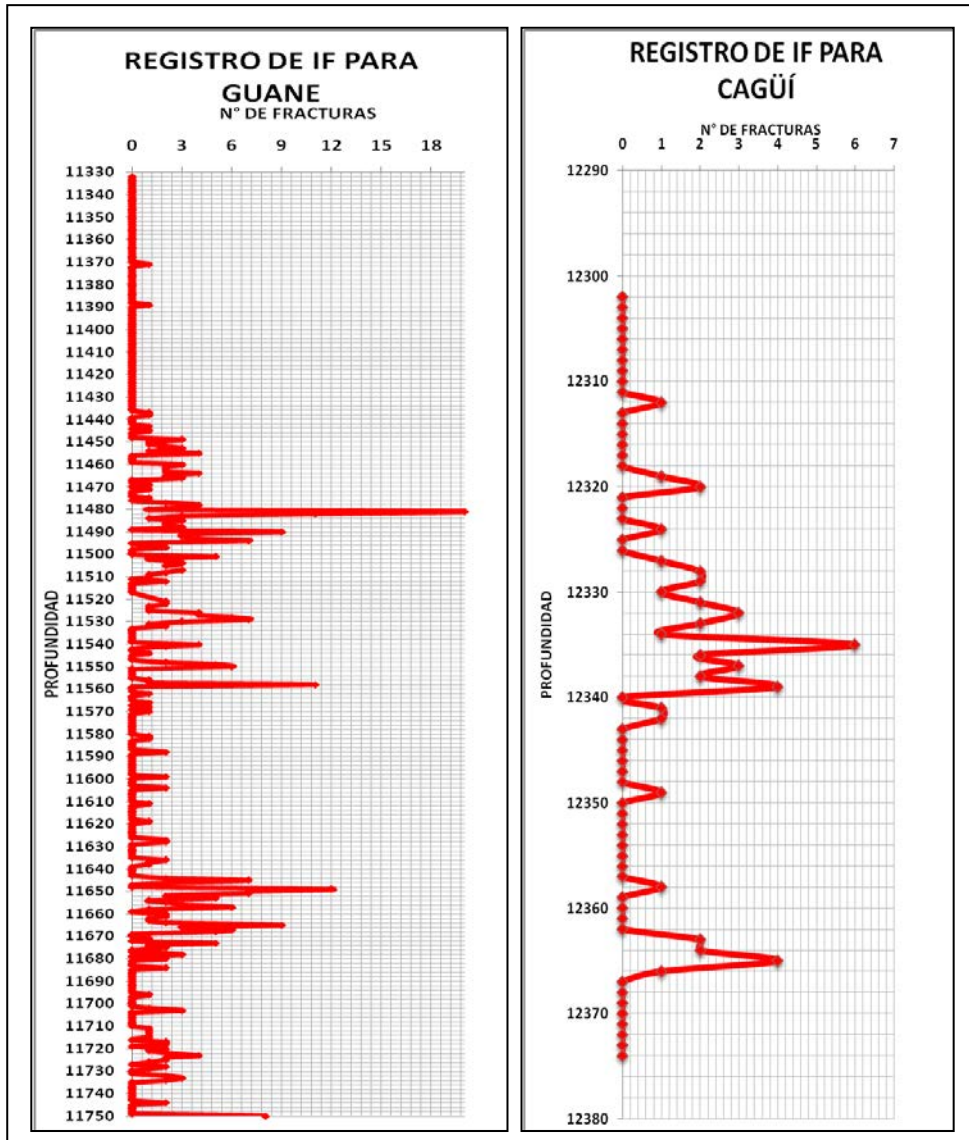


7.3.4. Intensidad De Fracturamiento En Núcleos

Hace relación al número de fracturas encontradas en un intervalo corazonado, tal y como se observa en la Figura 53 para los pozos Guane-1 y Cagüi-1, en donde se aprecia el IF a una determinada profundidad, teniendo en cuenta que para Guane-1 se tiene un espesor de 412ft corazonados y para Cagüi-1 72ft.

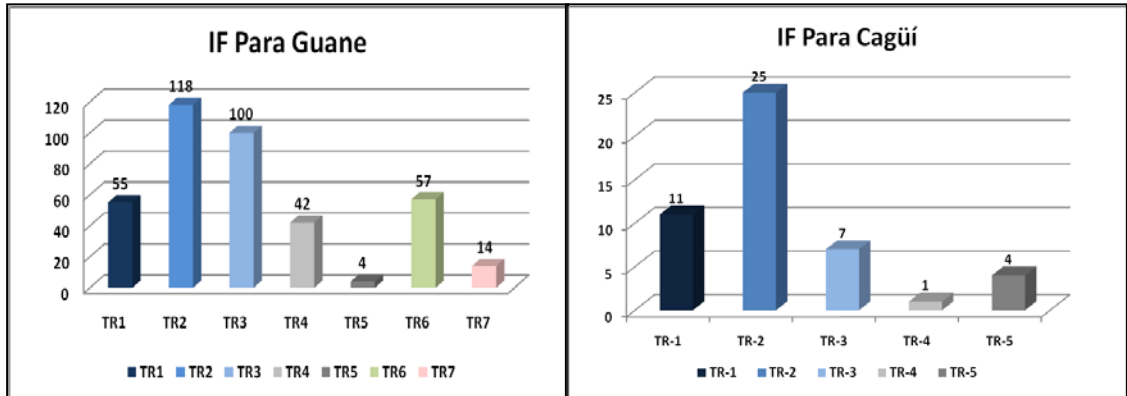
En esta figura se divisa que el IF más representativo para Guane-1 es de 19 y para Cagüi-1 es de 6.

Figura 53. Intensidad de Fracturamiento para Guane-1 y Cagüí-1



A partir de estos resultados se determinó la intensidad de fracturamiento con respecto al tipo de roca con el fin de observar que litotipo es más susceptible al fracturamiento, lo cual se puede apreciar en la Figura 54,

Figura 54. Intensidad de Fracturamiento por litotipo para Guane-1 y Cagüí-1

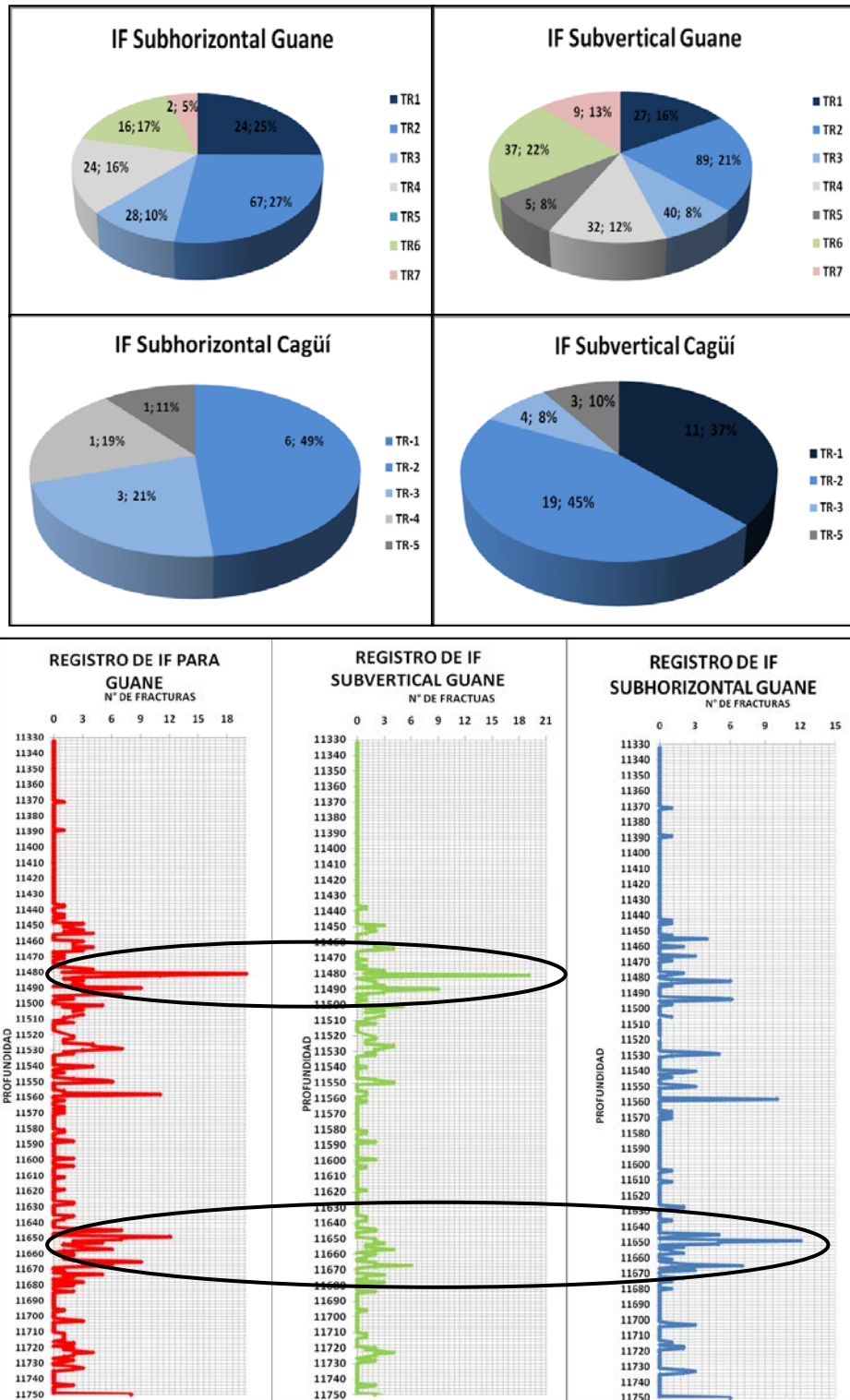


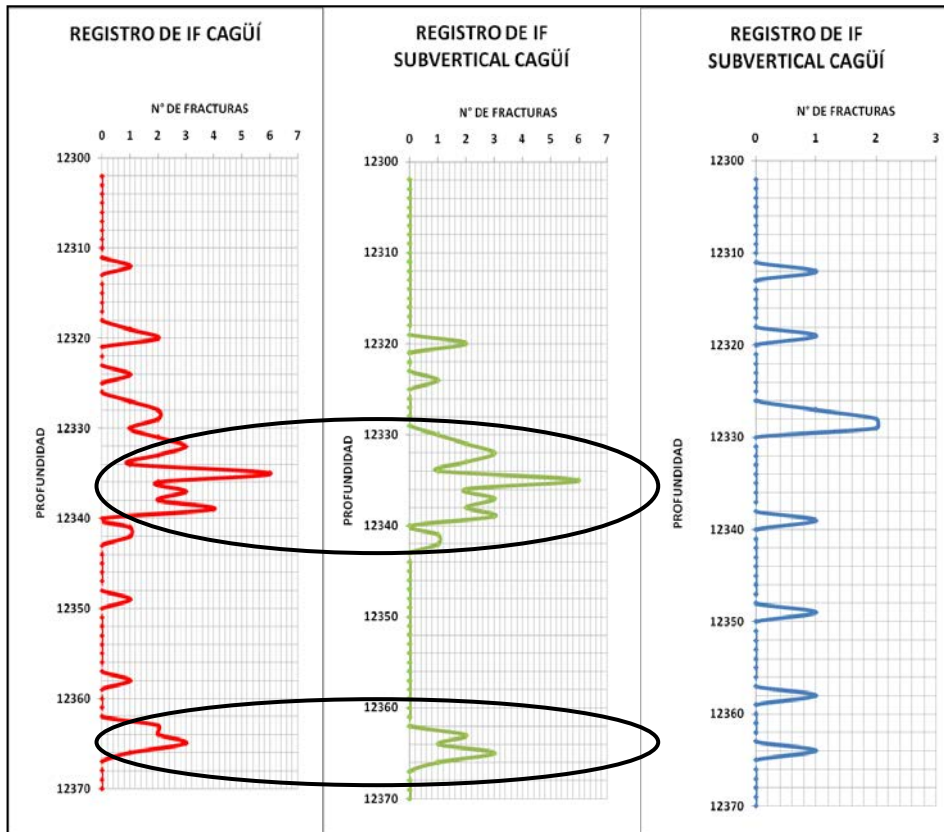
Para Guane-1 se identificaron 7 Tipos de Roca de los cuales el TR1 y el TR2 son de interés como yacimiento, presentando un mayor índice de fracturamiento el TR2 y el TR3, con un IF de 118 y un IF de 100 para TR3.

Sin embargo Cagüí-1 presenta 5 tipos de roca que al igual que Guane-1 los intereses son TR1 y TR2, en donde se observa que el mayor índice de fracturamiento lo manifiestan estos dos tipos de roca vislumbrando un IF de 25 para TR2 y un IF de 11 para TR1.

Tratando de obtener más control sobre los datos, se trabajó el IF en sub-vertical y sub-horizontal ya que los registros eléctricos permiten identificar este tipo de fracturas, la Figura 55 permite apreciar el comportamiento de los litotipos con respecto a si las fracturas son sub-horizontales o sub-verticales.

Figura 55. Intensidad de Fractura por tipo de fracturas para Guane-1 y Cagüí -1





En los registros de IF se observa que la mayor densidad de datos se manifiesta en las fracturas sub-verticales para los dos pozos, presentando para Guane-1 un IF representativo de aproximadamente 20 fracturas y para Cagüí-1 de 6.

7.3.5. Extrapolación De Litotipos a Registros

Luego de la diferenciación de Litotipos sobre las secciones corazonadas de los pozos Guane-1 y Cagui-1, el petrofísico emplea la técnica análisis cluster que consistió en la combinación de diferentes registros en crossplots de 2 y 3 variables que involucra la curva discreta de Litotipos generada cada 0.5 ft, en los pozos corazonados. Este análisis le permitió al petrofísico diferenciar cada uno de los Litotipos encontrados en core empleando principalmente los registros de neutrón, densidad gamma ray y resistividad. Los crossplots de registros son herramientas indispensables para la discriminación de litologías sobre todo cuando se carece de secciones corazonadas.

La previa diferenciación de tipos de roca en el intervalo corazonado permitira ser correlacionado posteriormente con la respuesta de cada uno de los registros de pozo (electrofacies) hasta encontrar un buen amarre Roca-Registro.

Al encontrar este amarre Roca-Registro, se pudo extrapolar estos litotipos a los intervalos no corazonados del pozo Cagui-1 de quien su sección corazonada no superaba los 70 ft, todo esto en base a la respuesta de cada litotipo frente a los diferentes registros de pozo y al concepto geológico identificado previamente.

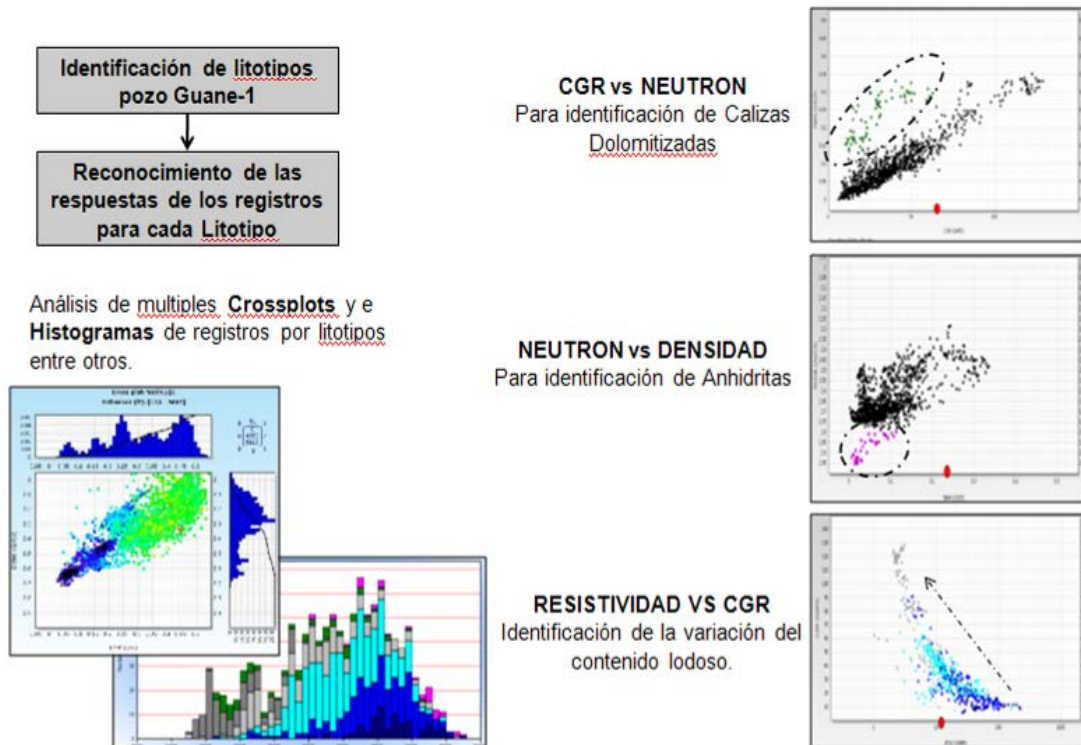
- Esta metodología se enfoca en la definición de litotipos fundamentado en la geología pero enfocado a la caracterización de la roca como reservorio
- La extrapolación de litotipos permite resolver problemas a nivel de resolución vertical, en cuanto a:
 - Completamientos
 - Selectividad
 - Identificación de intervalos de mayor potencial

- Zonas de menor estabilidad
- Factores específicos de cada campo
- Esta metodología permite llevar el conocimiento de la roca al registro y no lo contrario

La metodología aplicada consistió en el análisis del comportamiento de la curva discreta de litotipos definida sobre core frente a los diferentes registros empleando gráficos tipo cossplot. Después en los mismos cossplot se observó todo el intervalo corazonado, encontrando tendencias para cada uno de los tipos de roca en los diferentes cossplot aplicados figura 56.

El primer cossplot empleado involucra los registros Gamma ray y neutrón, este cossplot permitió diferenciar los tipos de roca referentes a las calizas dolomitizadas TR-6; el segundo cossplot involucro los registros de neutrón y densidad, este fue útil para la identificación de las anhidritas; un tercer cossplot relaciona el registro de resistividad y gamma ray, fue útil en la identificación del contenido lodoso.

Figura 56. Identificación de Litotipos en registros a partir de crossplots.



De esta forma fue posible identificar los diferentes tipos de rocas en los registros, del pozo guane-1 y cagui-1, y posteriormente se realizo una correlacion basada en as electro-formas de los diferentes tipos de roca y se ve una correspondencia por zonas en los dos pozos pese de su distancia (55 km), el datum estratigráfico utilizado fue la zonas de anhidritas figura 57. Las cinco zonas definidas figura 56 entonces en base a la mayor frecuencia de los tipos de roca para cada zona son:

- Zonas de anhidritas
- Zona de dolomitas
- Zona wackstone
- Zona de packstone/grainstone

- Zona de Grainstone

Figura 57. Correlación estratigráfica para los pozos guane-1 y cagui-1 distancia entre pozos 55 km.

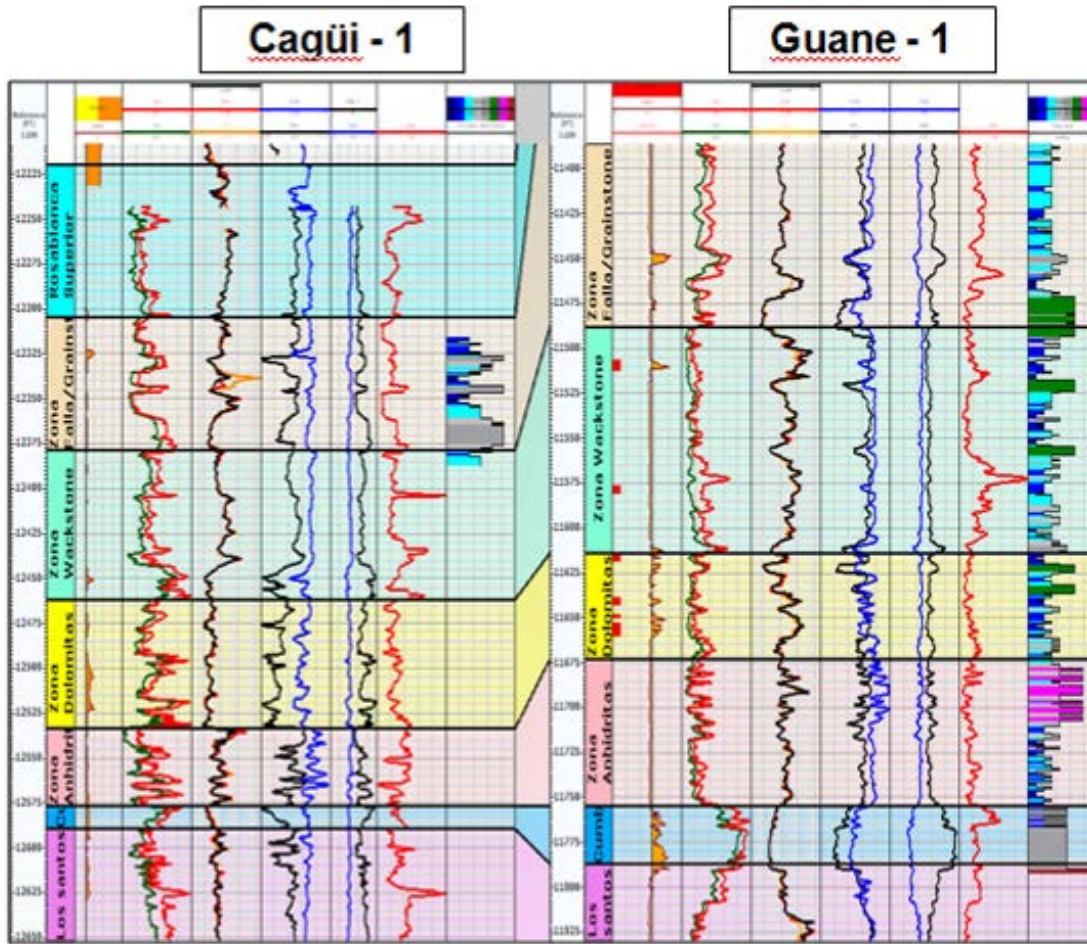
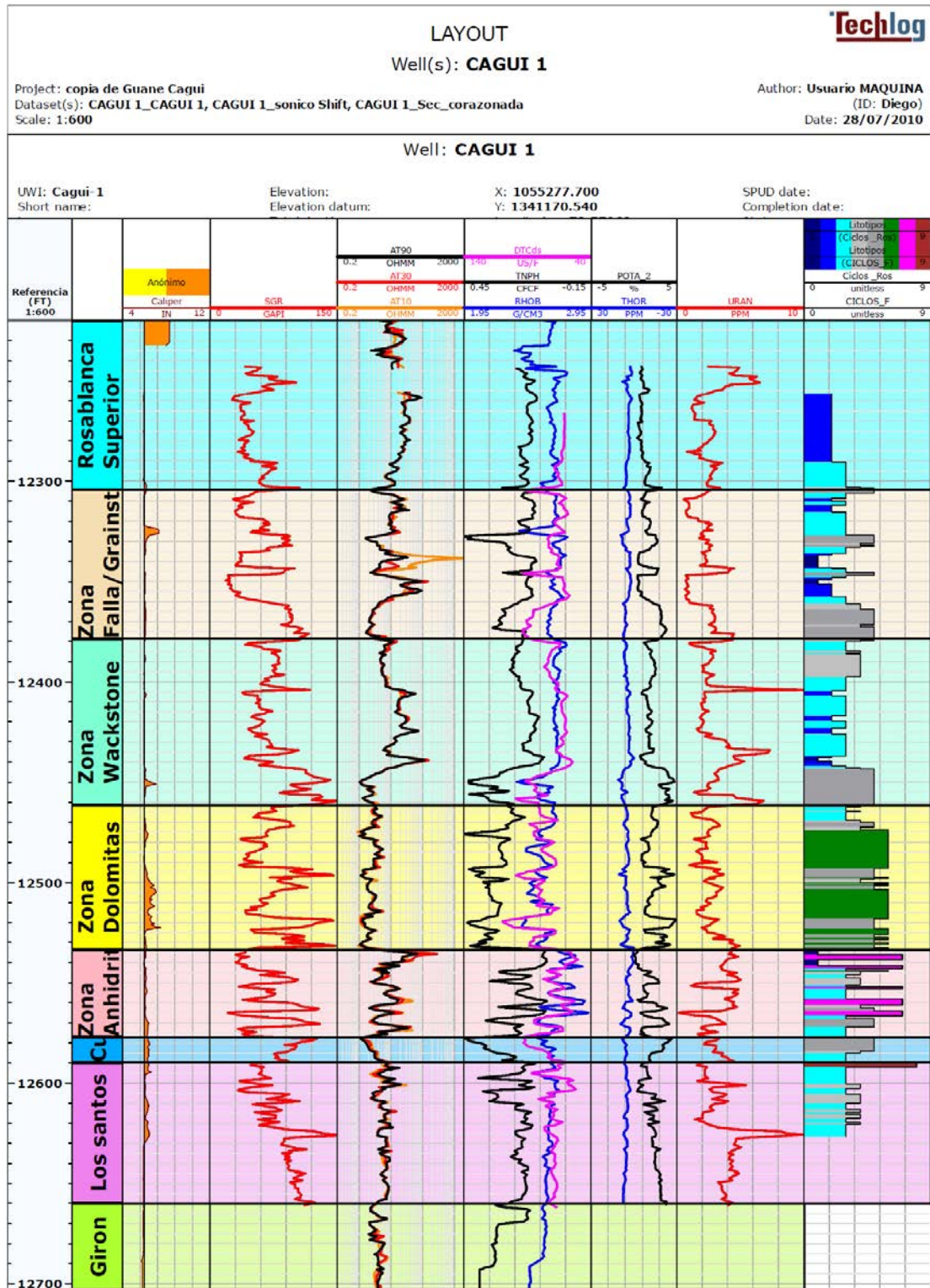


Figura 58. Identificación de zonas por tipos de roca más frecuentes para cada zona



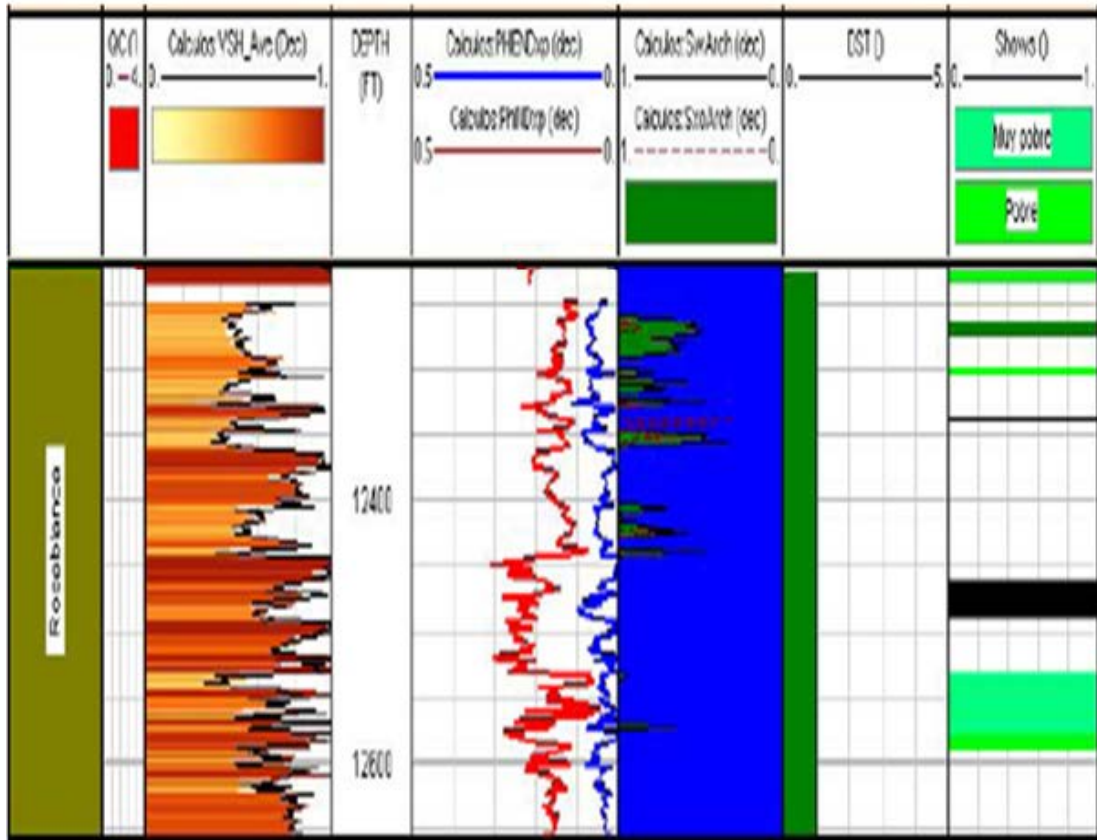
7.3.6. Modelamiento Petrofísico

Se hizo un modelamiento petrofísico quick look calculando las siguientes propiedades:

- **VSH:** Promedio Aritmético Método del crossplot Neutrón-Densidad y el método del GR (Formulación lineal)
- **PHI:** Crossplot Neutrón Densidad
- **Phie:** $PHI \cdot (1 - VSH)$
- **SW:** Archie donde $M=N=2$ y $a = 1$ $R_w = 0.12 @ 75$ o 53000 ppm NaCl.
- **Impedancia-P (PI):** $RHOB \cdot (1/DTc)$

Una vez se identificaron los sets de registros validos en el pozo Cagui-1, se hizo el Splice de todas las curvas disponibles teniendo en cuenta las diferentes corridas de registros. Se editaron los inicios y finales de corridas de acuerdo a las últimas lecturas validas y las curvas de tensión. Se construyó una curva de calidad en base al registro de tensión con el fin de identificar las zonas donde la respuesta de los registros no es confiable. Construyó la curva DST en base a los resultados de las pruebas donde el valor 1 equivale a aceite, 2 es fuerte caudal de agua, 4 débil caudal de agua y 5 no hubo producción de fluidos. Se calcularon las propiedades físicas en base a los registros sísmicos bipolares y al registro de densidad PI, SI, VP, VS, VP/VS, Mu, KB y Lambda.

Figura 59. Log Plot Modelo Petrofísico Quick look. Track 1: Formación Rosablanca, Track 2: Curva de calidad de los registros Track 3: Volumen de arcilla, Track 4: Profundidad Track 5: Porosidad efectiva y absoluta. Track 6: Saturación de agua y Sxo Track 7: Intervalos probados. Track 8: Shows de aceite.



Se observó una concordancia aceptable del modelo de saturación de agua con los shows de aceite hacia el tope y base de la Formación Rosablanca. En la zona de las calizas dolomitizadas no hay una concordancia entre los modelos de saturación y los shows (de buena calificación según el informe de mud logging). El modelo de saturación no se puede comparar contra las pruebas en la Formación Rosablanca ya que se abrió a producción toda la formación. En la formación Tablazo se presentan 3 pruebas (ver figura 59) en dos de ellas se

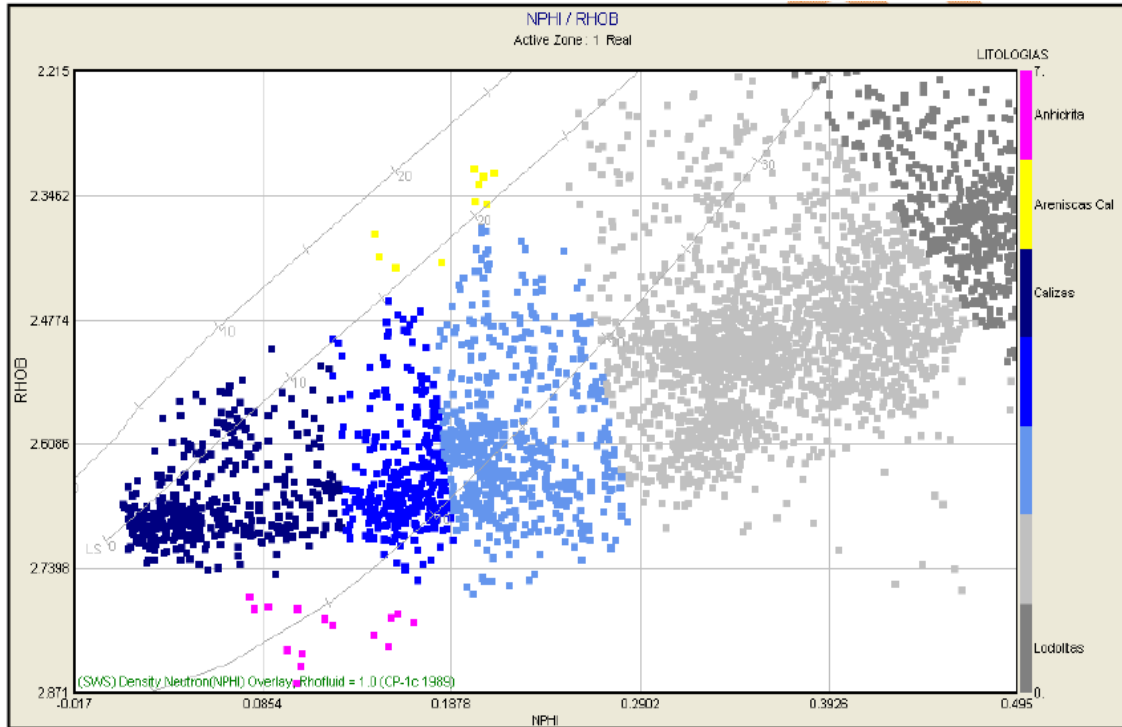
produjo agua y en la tercera no hubo flujo. En el intervalo probado sin flujo (11849-11908 ft md) la curva de calidad de registros presenta el valor más bajo y es una zona donde las condiciones de hueco dificultaron la toma de registros por lo que el resultado del modelo petrofísico no correspondería a la realidad.

7.3.7. Identificación De Relaciones PI Vs Modelo Petrofísico

Se identificaron familias litológicas por medio del grafico Neutron densidad (ver figura 60), se genero una curva llamada "Litologías" con la siguiente nomenclatura:

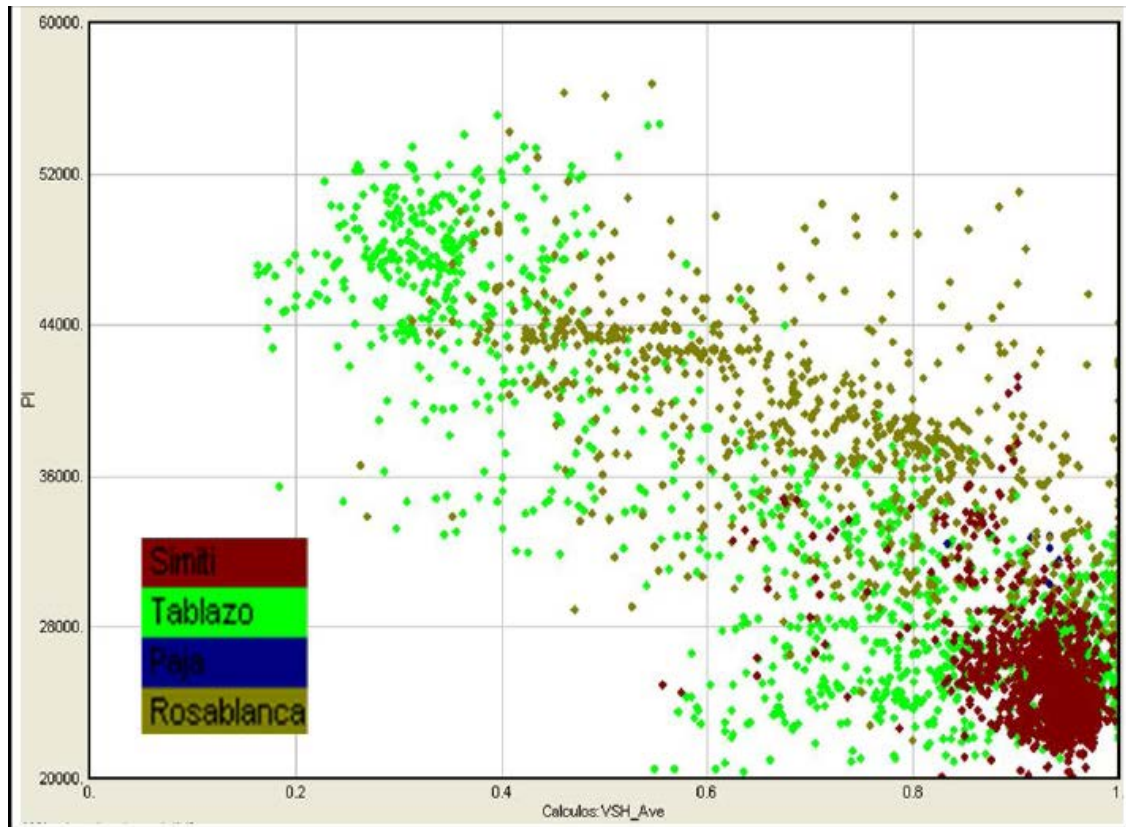
1. Lodolita
2. Lodolita calcárea
3. Caliza- con alto contenido lodoso
4. Caliza con medio contenido lodoso
5. Caliza con bajo contenido lodoso
6. Arenisca calcárea
7. Anhidrita

Figura 60. Grafico Neutron-Densidad En la escala de colores se muestran las diferentes litologías.



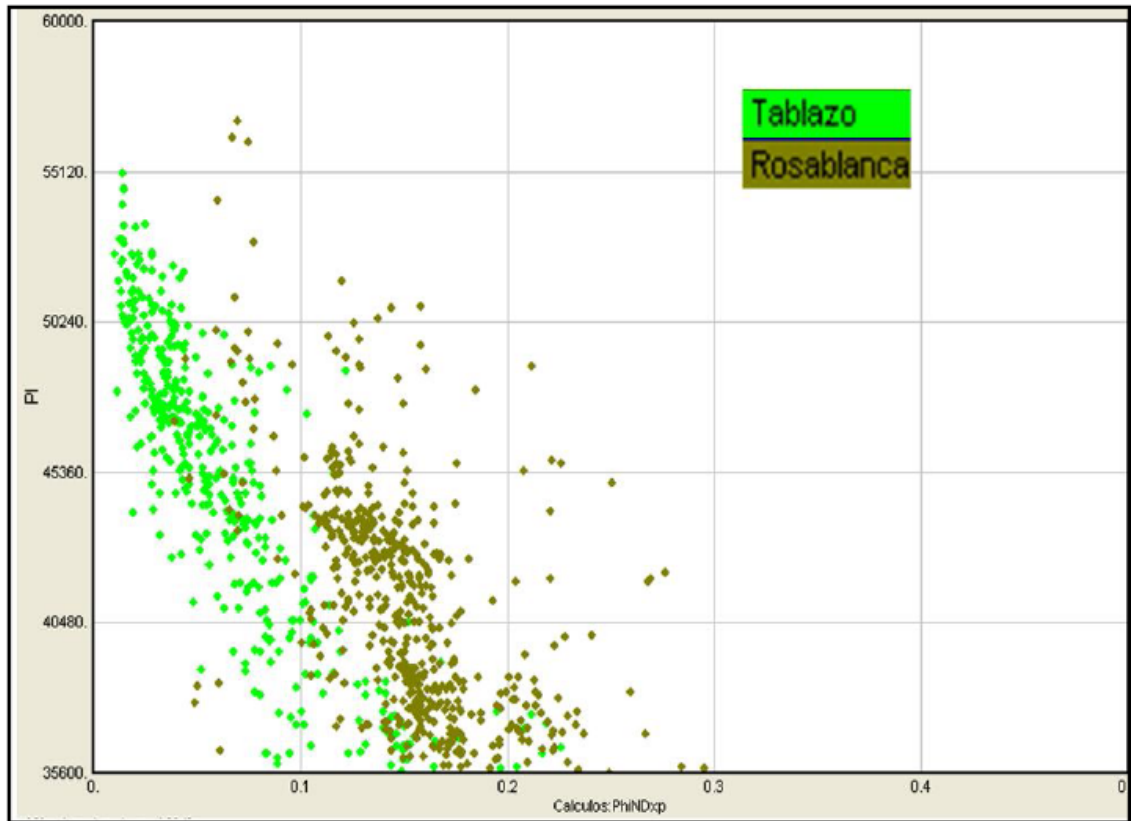
El valor de impedancia – P para cada familia se encontró pro medio de un histograma de frecuencia para cada litología como lo muestra la **figura 61**. En la figura se puede observar varias familias, un cut off para diferenciar las lodolitas de las calizas podría ser 35600 gr.ft/cm³.seg. Cada una de las familias de calizas tiene una media diferente. Esto podría estar asociado al contenido de lodo, fracturas o fluidos en las fracturas. Los cut off para diferenciar estas familias podrían ser 35600-41300, 41300-44500 y > 44400 gr.ft/cm³.seg.

Figura 62. Impedancia P vs Volumen de arcilla Pozo Cagui-1.



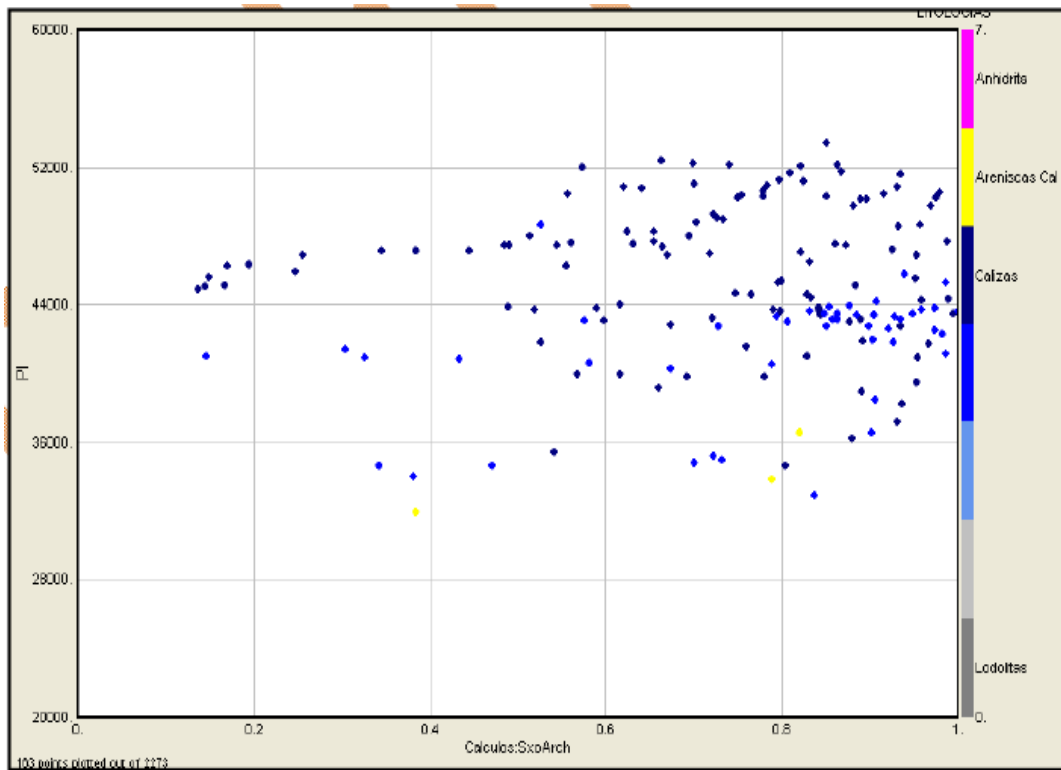
Para la familia de calizas ($PI > 35600$) se encontró una relaciones de porosidad vs impedancia acústica diferente para cada formación, como lo muestra la figura 63.

Figura 63 Impedancia P vs Porosidad absoluta (Neutron-Densidad)



Al graficar la saturación de agua calculada con el modelo de Archie versus la impedancia P se puede observar que si bien los valores más bajos aparecen cuando la impedancia es mayor que 34000 gr.ft/cm³.seg. El espectro de valores de saturación de agua es grande para un mismo intervalo de impedancia-P. Figura 64.

Figura 64. Grafico de Saturación de agua vs Impedancia-P

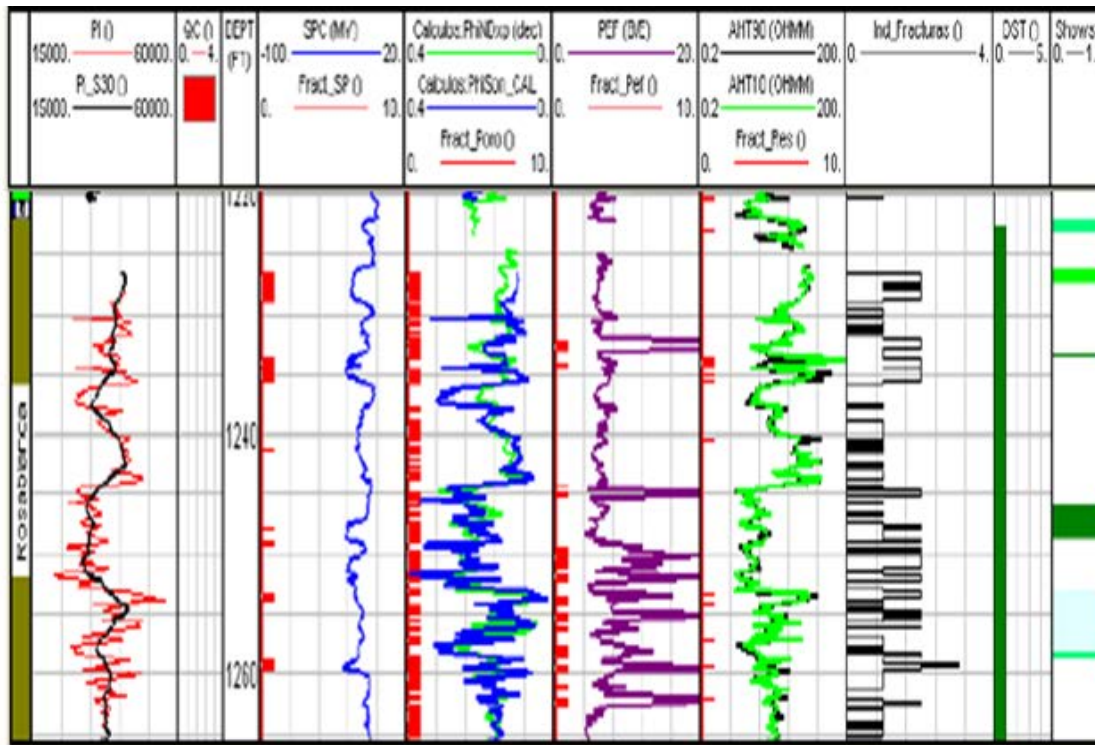


7.3.8. Indicadores De Fracturas Vs Impedancia-P

Se determinaron 4 indicadores de fracturas (Ver figura 65):

1. Frac_SP: Cuando el SP < -16 mv y Litologías > 2
2. Frac_PORO: Cuando la porosidad sónica es menor a la porosidad densidad-neutrón
3. Frac_PEF: Cuando el Pef presenta un valor mayor a 10 (indicador de barita en las fracturas)
4. Frac_RES: La diferencia de resistividades es apreciable en calizas.

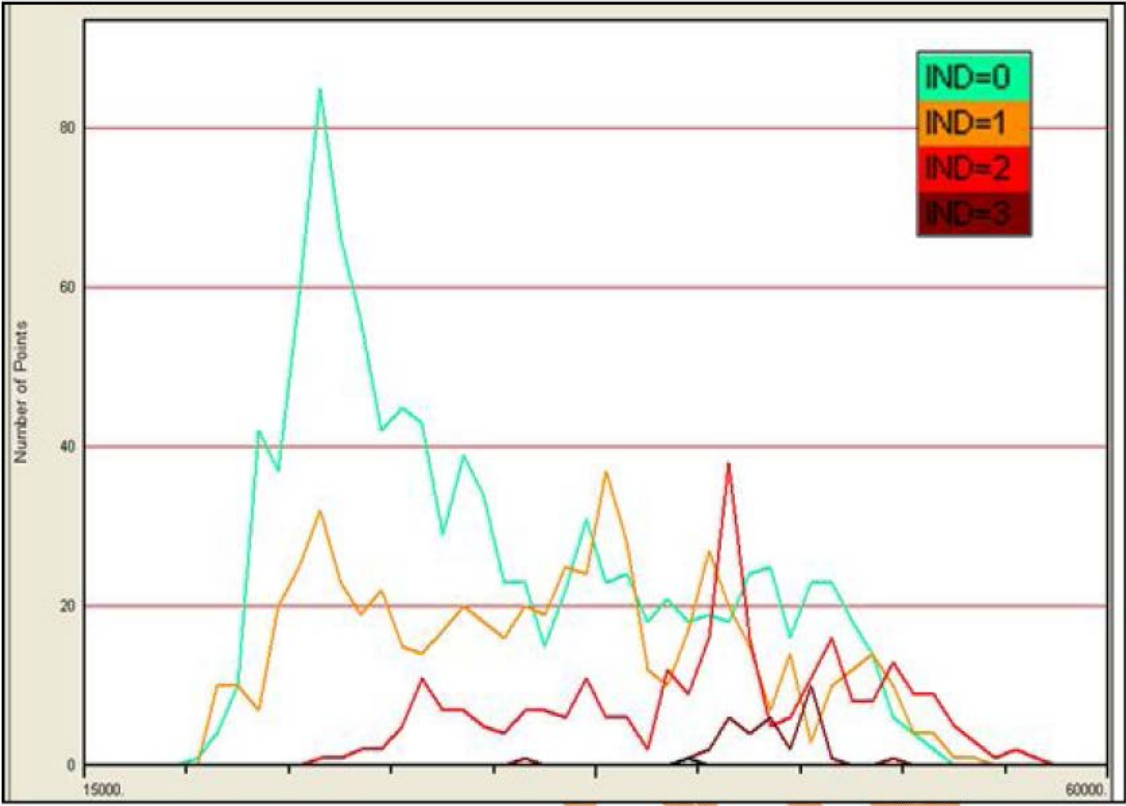
Figura 65. Log plot indicadores de fracturas.



Además de los indicadores e fractura anteriores se calculó un indicador de fracturas global. Este indicador de fracturas es igual a la suma de todos los indicadores individuales su máximo valor será 4 (cuando todos los indicadores de fracturas hayan sido positivos) y su mínimo valor será 0 (cuando todos los indicadores de fracturas hayan sido iguales a 0).

Con esta curva indicadora de fracturas se construyó un histograma de frecuencias de la impedancia-P. (ver figura 66). En la figura 66 se muestran varias distribuciones del valor de Impedancia P de acuerdo al valor del índice de fracturas a medida que el índice es mayor el histograma la impedancia es mayor (indicado que las rocas que mas se fracturan son las calizas) y a la ves el intervalo se hace mas especifico.

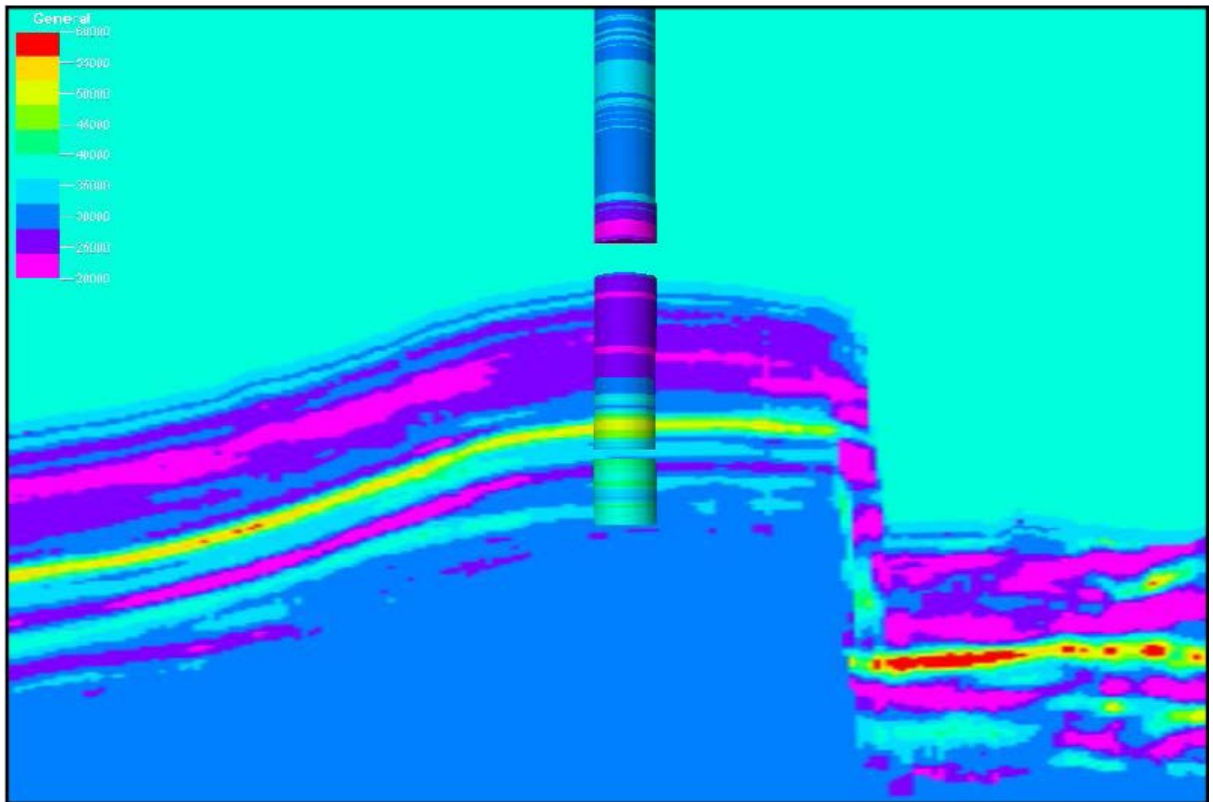
Figura 66. Histograma de impedancia P discriminado por el valor de la curva de índice de fracturas.



7.3.9. Impedancia Pozo-Sísmica

Al importar la impedancia de pozo al cubo de impedancia y comparar sus rangos de valores se observó que los rangos de valores son similares y que en el cubo de impedancia se pueden observar marcadores que se presentaron a escala de pozo. Esto se puede observar en la figura 67.

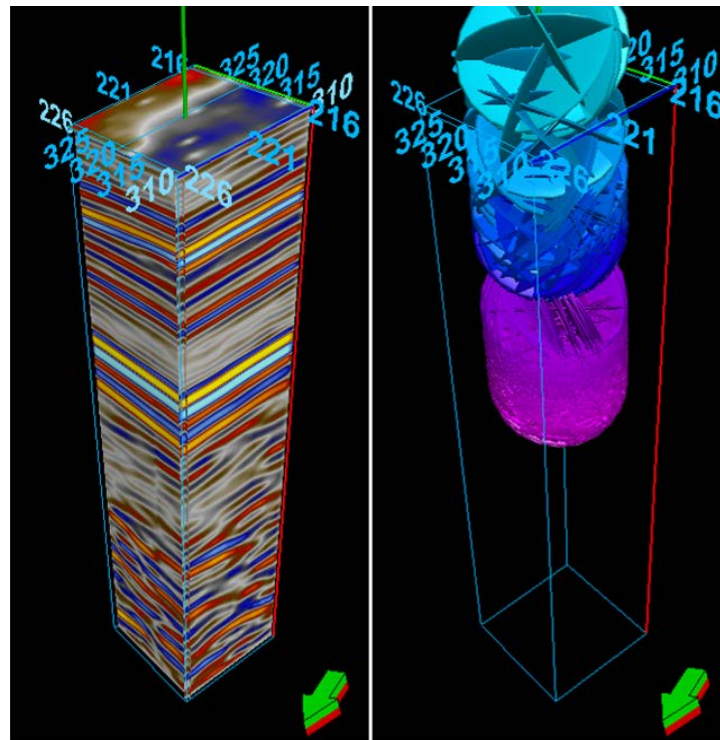
Figura 67. Superposición impedancia de pozo Impedancia de sísmica



7.4. ANÁLISIS DE FRACTURAS A PARTIR DE ATRIBUTOS SÍSMICOS

Para realizar el análisis de atributos sísmico de fracturas desde el volumen sísmico de Cagüí, fue necesario realizar un ajuste con las fracturas conductivas identificadas en el registro FMI del pozo cagui-1 y con esto darle validez a la identificación de fracturas a partir del cálculo de los diferentes atributos sísmicos.

Figura 68. Crop alrededor del Pozo Cagüí-1 utilizado para calibrar el análisis de fracturas entre atributos sísmicos y fracturas del FMI.



El registro FMI permite hacer esta calibración entre la sísmica pozo, además de dar la orientación de las fracturas identificadas en la sección corazonada de la

Formación Rosablanca, permitió la determinación del esfuerzo máximo horizontal. Para realizar el ajuste del pozo con la sísmica se realizó un crop del volumen sísmico 3D alrededor del pozo Cagüí -1(ver figura 68), con los parámetros enlistados en la tabla 6.

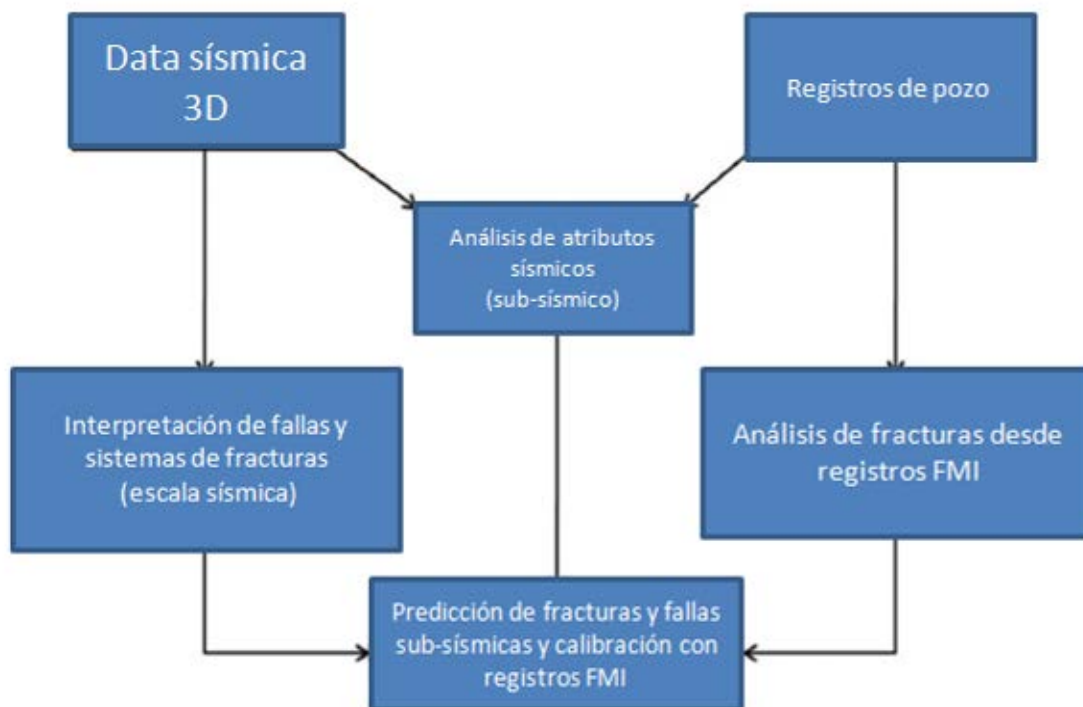
Tabla 4. Dimensiones crop del volumen sísmico de Cagüí, para el análisis de atributos alrededor del pozo de Cagüí.

CROP	Desde	Hasta
Inline	216	226
Crossline	310	329
Time	1948	3052

7.4.1. Metodología Seguida para el Cálculo de Atributos Sísmicos de Fracturas

Los atributos sísmicos son habitualmente utilizados en el análisis de datos sísmicos 3d tanto para el desarrollo como para la exploración de yacimientos. Además data de geología convencional como núcleos de perforación, datos de registros de ingeniería los atributos sísmicos revelan como las rocas están fracturados. La detallada y precisa descripción de la distribución y extensión de estas fracturas son importantes para el manejo adecuado de los yacimientos naturalmente fracturados. La metodología que permite la integración de datos geofísicos y registros que se adopta se explica en la figura 68.

Figura 68. Bloque diagrama que ilustra la metodología seguida en la interpretación y calibración de fracturas.



7.4.1.1. Metodología Generación Volumen de Fracturas

Con el objetivo encontrar una relación directa entre las fracturas identificadas en pozo y los sistemas de fracturas extraídos de la data sísmica, que permiten determinar la naturaleza y distribución de los sistemas de fracturas y sus relaciones a los eventos deformativos a los cuales fueron generadas, se tomaron las fracturas conductivas identificadas en el pozo a partir del registro FMI, para ajustar la respuestas de las tendencias más importantes de las fracturas en el crop del volumen sísmico, alrededor del pozo cagui-1, calculándose diferentes atributos sísmicos variando los parámetros de muestreo y generar así un volumen de fracturas para el pozo que representara las

principales tendencias y luego llevar tal proceso al resto de la información sísmica figura 69.

Figura 69. Metodología seguida en la generación del volumen de fracturas tanto para el crop del pozo de cagui-1 y el volumen sísmico completo.

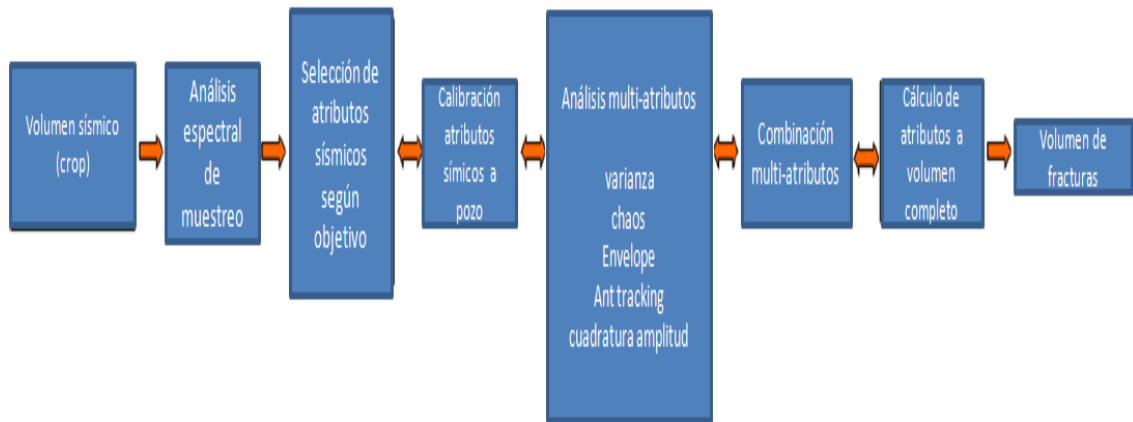
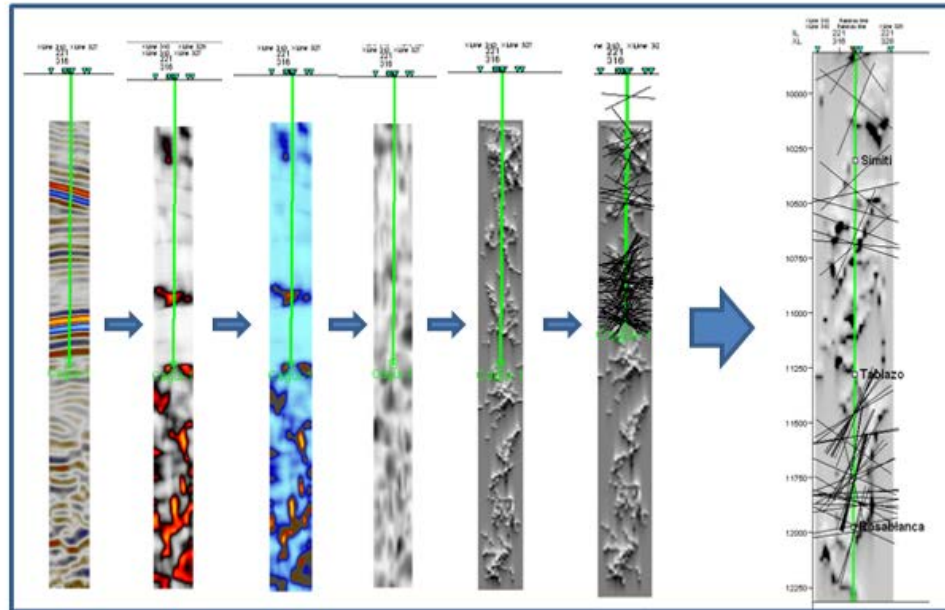


Figura 70. Secuencia definitiva en la generación del volumen de fracturas para crop del pozo cagui-1.



La secuencia del análisis multi-atributos se inicia con el cálculo del atributo de caos al volumen de amplitudes original (crop) este atributo por ser una medida de la señal sísmica local, ayudo a resaltar zonas de baja consistencia que corresponde típicamente a regiones con patrones de señal caótica, relacionada a rasgos locales como discontinuidades tales como fracturas.

El atributo de envelope considerado por ser una medida de la reflectividad en una ventana de tiempo específica, donde para este caso por tratarse de rasgos estructurales como fracturas, que en relación a las fallas regionales identificadas en el área de Cagüí tiene una medida del orden mayor a 500ms, el muestreo del envelop se realizo en una ventana de tiempo de 10ms, asumiendo que las fracturas en esta área obedecen a un sistema de fracturas que se interconectan entre sí. El envelop es un atributo de energía que esta íntimamente relacionado con zonas de alta o baja coherencia siendo un

indicador de fracturas en las zonas donde encuentra pérdidas de energía (absorción).

A partir del Envelope se calculó el volumen de Varianza, este atributo nos ayudo en la identificación de la variación local en la señal sísmica, útil en la detección de bordes, ocasionados por las discontinuidades de la amplitud en la horizontal ayudando a resaltar las variaciones por las pérdidas de energía resaltadas por el atributo de envelop. Por lo tanto zonas con alta variación resaltará zonas fracturadas. El atributo de varianza se aplica en base al cálculo de parámetros de muestreo, que consiste en un filtrado horizontal que controla el numero de trazas para estimar la varianza horizontal y con un smoothing vertical que se comporta como un filtro cónico donde valores altos reducen el ruido eficazmente pero enmascaran la nitidez de los bordes detectados. Para este caso el filtro vertical y el smoothed se realizo a estas ventanas de muestreo dando consistencias detectando este atributo utiliza la variación local como una medida de inconformidad de la señal, la variación local se calcula para cada voxel desde slices horizontales, si este slice se encuentra dentro de un reflector continuo, la variación de la amplitud será pequeña, mientras que cambios de amplitud debido a una zona de falla dará lugar a una variación mas grande.

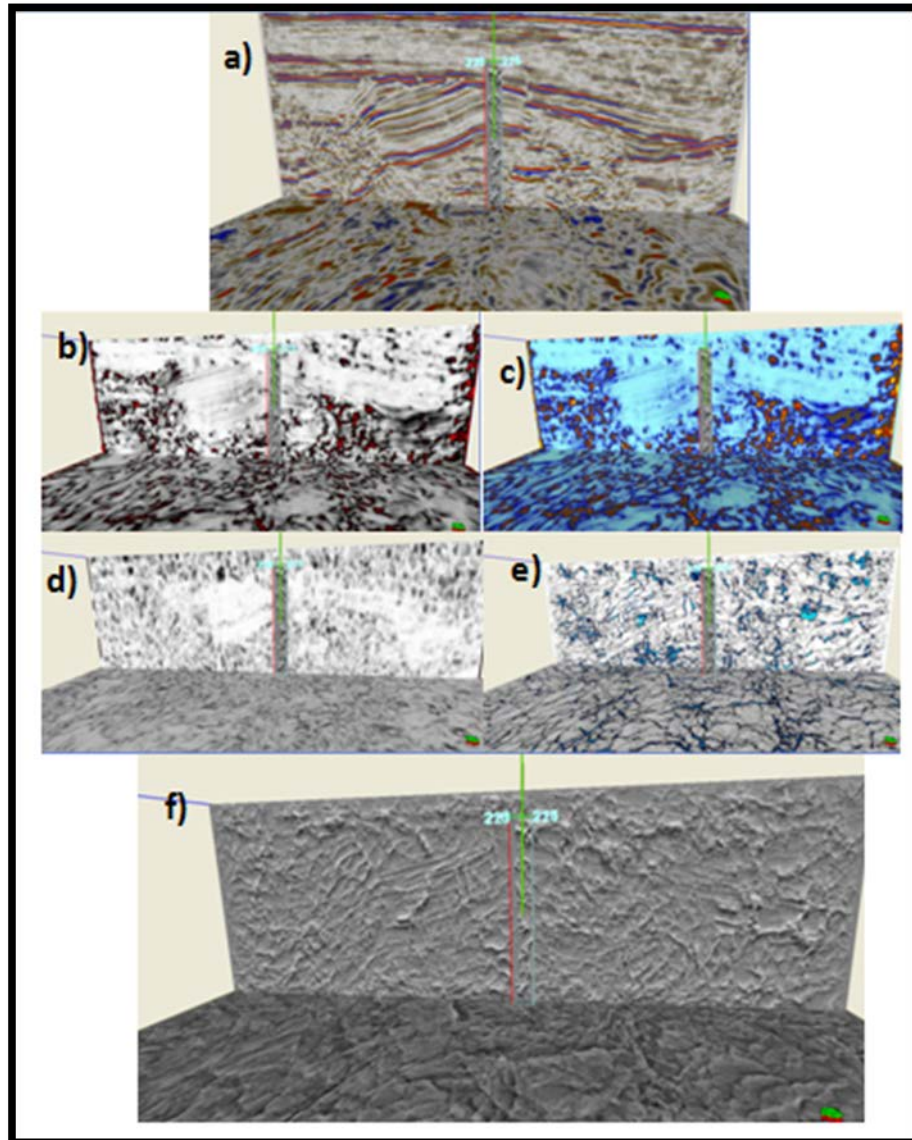
El cómputo de la varianza se realiza aplicando un filtro horizontal, del cual el tamaño del filtro controla el número de trazas horizontales para estimar la varianza horizontal en la dirección de los inline y crossline. En grandes valores el filtro utilizará mas trazas. El smoothing vertical es un filtro cónico que controla el suavizado vertical para el cálculo de la varianza, valores más altos de 80ms reducen el ruido con eficacia pero también enmascaran la nitidez de los bordes detectados. La longitud óptima del filtro es dependiente de los datos y el objetivo pero en ventanas de tiempo de 32- 64 ms es un punto de partida. Para el cálculo de la variación horizontal el valor del filtro fue de 3x3 trazas en dirección de las inline y las crossline, y la ventana de muestreo para la

variación del smooth vertical estuvo dentro de una ventana de 10 ms considerando el tamaño de las posibles zonas fracturadas en el área.

Dentro del flujo grama de la detección de rasgos que representen una discontinuidad o discontinuidad entre trazas, correspondiente a zonas altamente fracturadas se calculo el volumen de ant tracking permite realzar las discontinuidades ya detectadas por los anteriores atributos calculados. el algoritmo de este atributo de ant tracking lo que realiza es la dispersión de unos agentes que se introducen hacia las zonas de alta variación y zonas caóticas de la señal sísmica local, permitiendo generar paths de los rasgos estructurales previamente inferidos de los atributos texturales de chaos y varianza y ser posible extraer planos de lineamientos y generar una red de zonas altamente discontinuas, lo que permite generar nuestro volumen sísmico crop alrededor del pozo cagui-1 poblado de lineamientos que obedecen a las orientaciones principales de las fracturas conductivas interpretadas en el registro de FMI.

Luego de haber generado el volumen de fracturas para el crop del volumen sísmico alrededor del pozo cagui-1, se procedió a realizar el cálculo de los atributos al cubo sísmico de Cagüí, manteniendo los mismos parámetros que se utilizaron para el crop del pozo, y así un cubo de fracturas que me respetara la calibración con las fracturas del pozo. La figura 71 muestra los volúmenes generados a partir del análisis multi-atributos realizado al crop del pozo.

Figura 71. Cubos generados para la interpretación de fracturas, a) volumen 3D de Cagüí; b) volumen de Chaos; c) volumen de Envelop; d) Volumen de Varianza; e) volumen de Ant tracking, f) volumen de fracturas.



7.4.2. Análisis de Sistema Fracturado

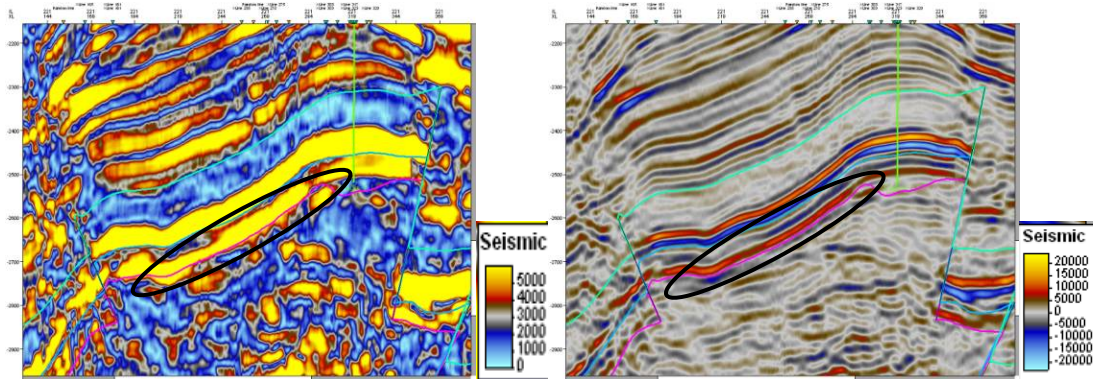
7.4.2.1. Atributo De Envelope

Este atributo es obtenido usando como dato de entrada se obtienen usando el volumen sísmico 3D original. La ventana de tiempo seleccionada para el muestreo fue de 10ms ya que como se evaluó en el crop alrededor del pozo es la mejor ventana de tiempo para el análisis de fracturas.

El atributo calcula la energía de las ondas sísmicas propagadas a través de distintos medios geológicos, donde la amplitud de las ondas aumenta o disminuye mostrando interfaces de diferencias marcadas en impedancia acústica, el cambio en la amplitud de las ondas muestra una dependencia con el ancho de banda de las ondas sísmicas y el atributo del envelop es calculado muestra por muestra a lo largo de la traza sísmica, el atributo varia numéricamente desde cero al máximo valor de la amplitud de la traza sísmica. Cuando las ondas cruzan medios de alta velocidad a baja velocidad la amplitud de la onda incrementa y muestra anomalías de alta amplitud, esto ocurre para instancias en interfaces con saturación de fluidos y cambios litológicos fuertes, en medios fracturados muestran zonas de baja energía, con reflectores brillantes ausentes (Taner and Sheriff, 1977).

En la figura 72 se muestran los valores de alta envelop, donde zonas con altos valores de envelop que está altamente relacionado con la energía instantánea son marcados por una elipse cerca al tope de la formación Rosablanca. Estas anomalías de alta energía están relacionadas a contrastes con la impedancia acústica con zonas de bajas velocidades inmediatamente debajo del tope de la formación Rosablanca. Estos intervalos de bajas velocidades es probable que estén asociados con fracturas rellenas de fluidos, posiblemente gas y agua.

Figura 72 se muestran los valores de alta envelop, donde zonas con altos valores de envelop que está altamente relacionado con la energía instantánea son marcados por una elipse cerca al tope de la formación Rosablanca.



7.4.2.2. Atributo De Frecuencia Instantánea

La frecuencia instantánea representa la tasa de cambio de la fase con el tiempo (Taner et al., 1979). La mayoría de los eventos desplegados en el atributo de frecuencia son la conjugada de las reflexiones originales en reflectores espaciadamente estrechos, con contrastes de impedancia constante. Los eventos de reflexión producen patrones de frecuencia que caracterizan y correlacionan los reflectores.

Este atributo se calcula usando el volumen sísmicos original, la frecuencia instantánea se promedio a una ventana de tiempo de 10 ms. La figura 73 y figura 74., se observa que hay bajos valores para la frecuencia instantánea inmediatamente debajo del tope de la formación Rosablanca, estos valores de baja frecuencia instantánea se encuentran además en zonas donde por otros atributos se esperan que se encuentren zonas fracturadas rellenas de fluidos.

Figura 73. Indica que las anomalías de baja frecuencia son efectivas cuando se compara con el atributo de energía envolop para predecir la localización de fracturas rellenas de fluidos.

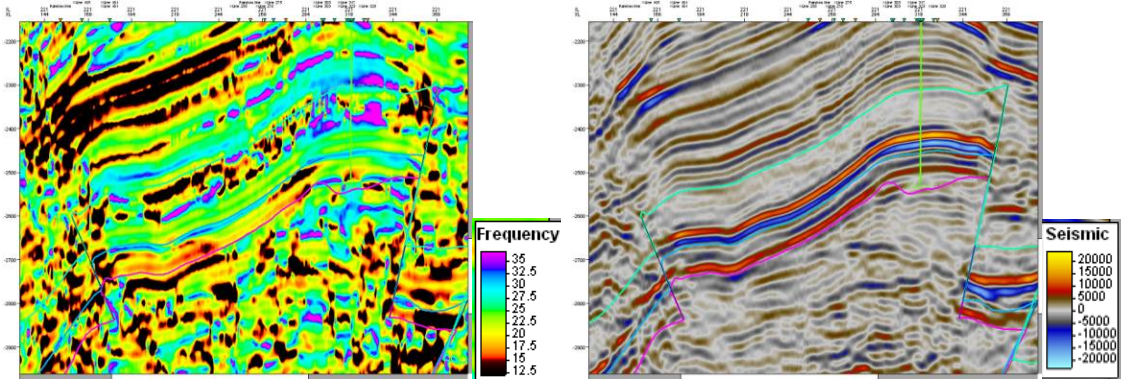
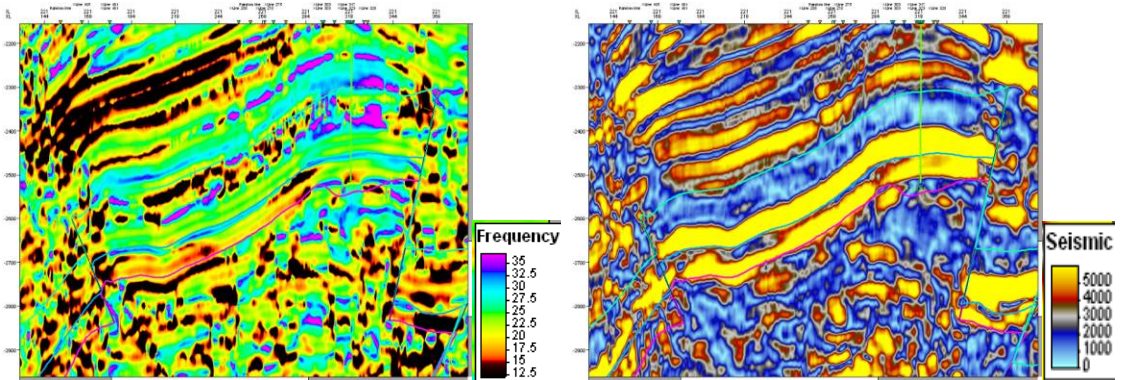


Figura 74. Indica que las anomalías de baja frecuencia son efectivas cuando se compara con el atributo de energía envolop para predecir la localización de fracturas rellenas de fluidos.

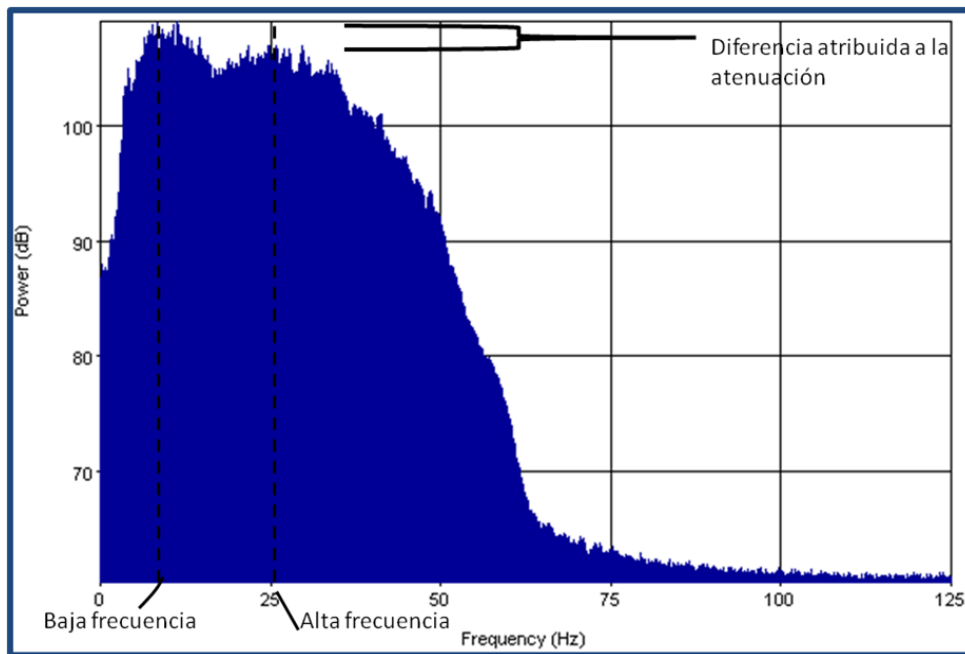


7.4.2.3. Atributo De Attenuation t*

Mediciones experimentales de la atenuación de las ondas que se propagan en rocas sedimentarias saturadas y secas, han demostrado que los factores

litológicos como porosidad y permeabilidad y contenido de arcilla son responsables de la atenuación de las ondas, por lo tanto se considera un indicador de hidrocarburos, como de fracturas abiertas, ya que la atenuación está relacionada a la densidad de fracturas y al espesor de la zona fracturada (Najmuddin, 2001). Las fracturas atenúan preferencialmente altas frecuencias, por lo tanto es una comparación de las frecuencias arriba y debajo de las capas fracturadas que captura el cambio local hacia una frecuencia más baja figura 75. La teoría sostiene que la absorción de la frecuencia para fracturas rellenas de gas esta en las frecuencias más altas y en fracturas rellenas de líquidos en las bajas frecuencias.

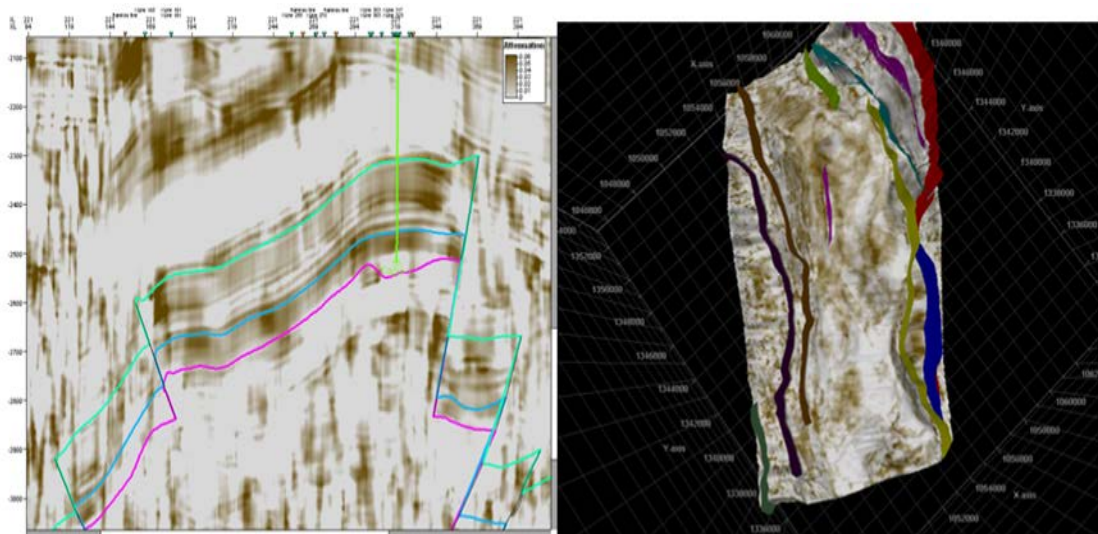
Figura 75. Espectro de frecuencias para el volumen sísmico de Cagüí.



El análisis de atenuación mejora la detección de anomalías de frecuencias. Para el cálculo del volumen de atenuación se seleccionó el rango de

frecuencias a partir del espectro de frecuencias del volumen 3D de Cagüí, para las bajas frecuencias se tomo un rango a partir de los 10 Hz y para las altas frecuencias hasta un rango de 25 Hz, esto se hace sin incluir el rango de frecuencias para el ancho de banda dominante. El numero de ciclos que se determino fue de 1.5 s. este valor determina la longitud de la ventana de muestreo que es determinada a partir de la baja frecuencia y se aplica a ambas ventanas. Los valores altos de atenuación se distribuyen por todo el área paralelas al rumbo de las principales fallas y donde se forman las principales flexiones de las capas producto de la deformación generada por la acción del fallamiento de la estructura. Figura 76.

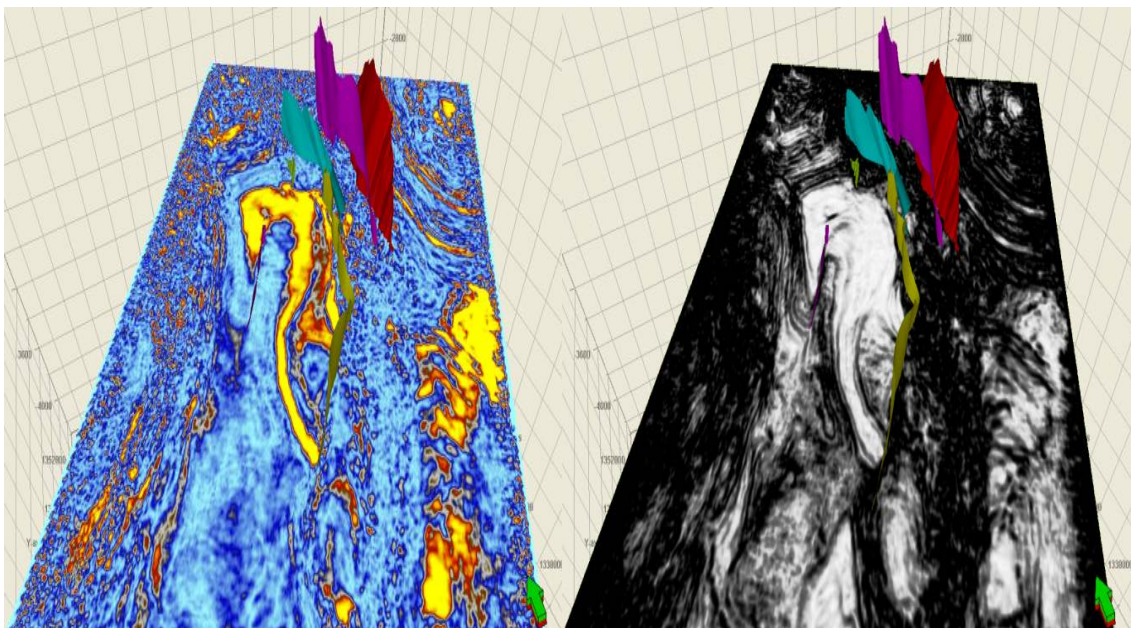
Figura 76. Los valores altos de atenuación se distribuyen por todo el área paralelas al rumbo de las principales fallas y donde se forman las principales flexiones de las capas producto de la deformación generada por la acción del fallamiento de la estructura.



7.4.2.4. Combinación De Atributos De Energía Y Coherencia

La combinación de los atributos de energía y semblanza es completada para determinar zonas potencialmente fracturadas con acumulaciones de fluidos. Las áreas que tienen alta energía y baja coherencia se creen que tiene un alto potencial para comportarse como fracturas rellenas de gas. La parte más interesante es el área alrededor del pliegue que forma el anticlinal del pozo Cagüí -1. Esta área es marcada por el recuadro azul en la figura 77 los valores de energía son altos lo que indica posibles acumulaciones de gas y los valores de coherencia son bajos lo que indica que algunas zonas de discontinuidad que pueden ser atribuidas a zonas fracturadas

Figura 77. Los valores de energía son altos lo que indica posibles acumulaciones de gas y los valores de coherencia son bajos lo que indica que algunas zonas de discontinuidad que pueden ser atribuidas a zonas fracturadas

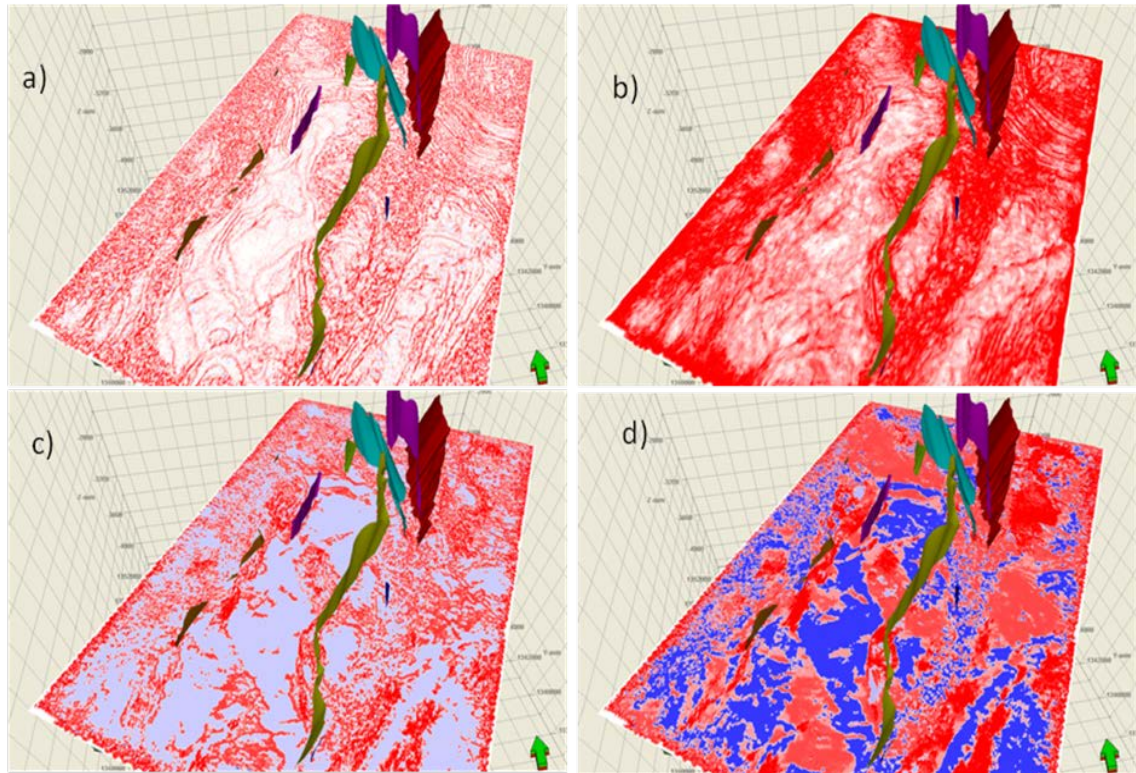


7.4.2.5. Atributos De Curvatura

Bergbauer, S., et al. (2003) demostró que las curvaturas sobre las superficie estructurales en diferentes longitudes de onda dan diferentes perspectivas de los mismos rasgos geológicos. Curvaturas a longitudes de ondas cortas delinear detalles rasgos locales mientras que curvaturas de longitudes de onda más grandes delinear rasgos regionales, figura 78. Basados en estas observaciones se deduce que es mejor combinar estos mapas en la interpretación con el fin de obtener una delimitación más robusta de los rasgos estructurales.

Las longitudes de onda son consideradas como el ancho de la apertura del análisis paso a paso de inlines y crosslines. Entonces las longitudes de onda corta están relacionadas a estrechas aperturas en las ventanas de tiempo para el análisis, mientras las longitudes de onda más grandes se relacionan a aperturas más amplias.

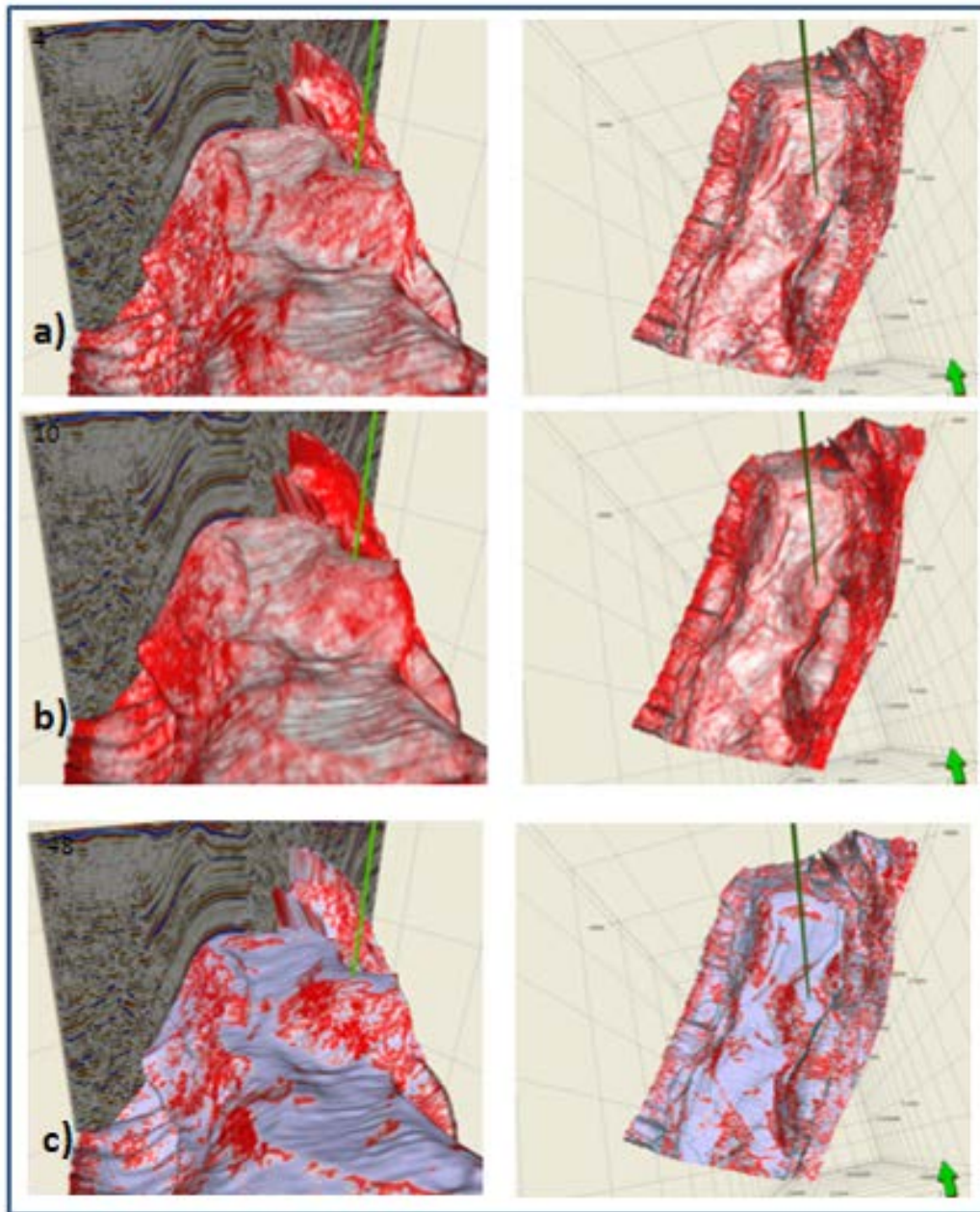
Figura 78. Se muestra una comparación entre aperturas de corta y largas longitudes de onda del atributo most positive curvature, sobre la superficie de la formación Rosablanca. 4, 10, 48 y 64 ms, en un time slice a 2660 ms.



Sin embargo, particularmente desde esta área, los lineamientos de sistemas de fallas son claramente vistos en ventanas de aperturas más grandes, mientras para ventanas más estrechas los lineamientos asociados a sistemas de fracturas son visibles y generalmente remueven las principales tendencias de los sistemas de fallas.

Los mapas del atributo de curvatura a diferentes ventanas de muestreos son al tope de la Formación Rosablanca figura 79.

Figura 79. Mapas al tope de la formación Rosablanca, del atributo de curvatura a diferentes ventanas de muestreo; a) most positive curvature a 4 ms de muestreo; b) a 10 ms; y c) a 48 ms.



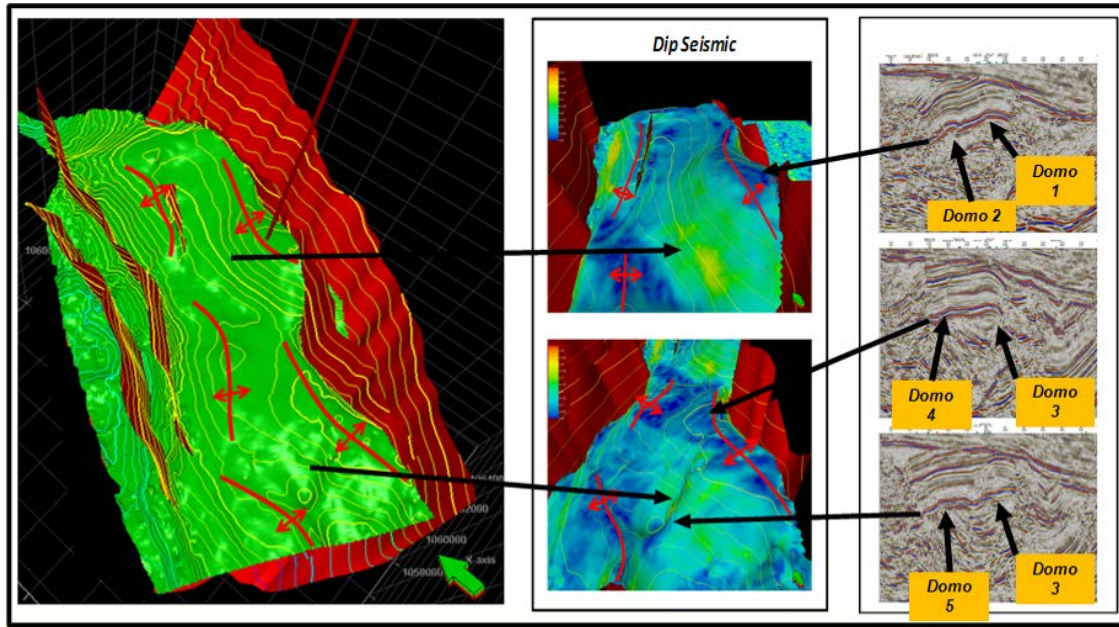
7.5. PREDICCIÓN CUALITATIVA DE FRACTURAS USANDO ANÁLISIS DE CURVATURA

7.5.1. Análisis Geométrico Del Modelo Estructural

La buena interpretación de los horizontes sobre la sísmica de Cagüí permite definir detalles estructurales de pequeña escala sísmica, tales como fallas sub-sísmicas y corredores de fracturas. El análisis de registros de imagen y su posterior calibración al volumen recortado alrededor del pozo, nos puede dar una buena correlación de las fracturas halladas en el pozo para el análisis geométrico de superficies a partir de atributos sísmicos, como método predictivo de zonas con alta densidad de fracturamiento. El análisis de deformación se puede realizar a partir de la generación de mapas que representen la deformación actual de una superficie, que al ser correlacionadas con datos de pozo se pueden observar las variaciones relativas en densidad y orientación de fracturas en la extensión de la Formación Rosablanca.

Para nuestro caso la Formación Rosablanca fue bien definida sísmicamente y las principales fallas mapeadas se pueden observar donde los desplazamientos y acortamientos que generan elementos positivos (domos 1, 2, 3, 4, 5) o zonas con plegamiento por acción de la deformación de las diferentes fallas; figura 80; esta correspondencia entre fallamiento y plegamiento con cambios en el dominio de buzamiento sugieren que las superficies con cambios de buzamiento son usadas para gobernar la distribución de densidad de sets de fracturas asociadas a la deformación. Para el análisis geométrico de superficies que en últimas es un análisis de la deformación actual, se realizó a partir del cálculo de atributos sísmicos de curvatura, que ayudaron a determinar la correlación directa entre las geometrías sutiles y características de deformación con patrones de fracturas observadas en núcleos y registros eléctricos.

Figura 80. Elementos estructurales generados por los esfuerzos compresivos formando diferentes domos en la parte central del anticlinal de Cagüí.



La curvatura se define como la propiedad tridimensional de una superficie cuadrática que cuantifica el grado en el cual una superficie se desvía de su originalidad (plano horizontal). Estos atributos se han utilizado para deducir la densidad de fractura en una variedad de datos sísmicos. Para la evaluación fracturas en datos sísmicos 3D hay que tener en cuenta que la curvatura se relaciona con las fracturas a través de su representación de la deformación en las superficies de la tierra (Nelson 2001). La deformación es una de las principales causas en el desarrollo y variación de la densidad de las fracturas; el trabajo de calibrar la curvatura a densidad de fractura, se requiere que entendamos más acerca de las fracturas y de cómo se forman. La calibración de la densidad de fracturas requiere del uso combinado del conocimiento físico de las causas de fracturamiento y el comportamiento con los datos de control, como los datos de imágenes de los registros FMI, datos de core, registros sísmicos dipolares UBI y otros atributos sísmicos.

7.5.1.1. Principales tipos de fracturas

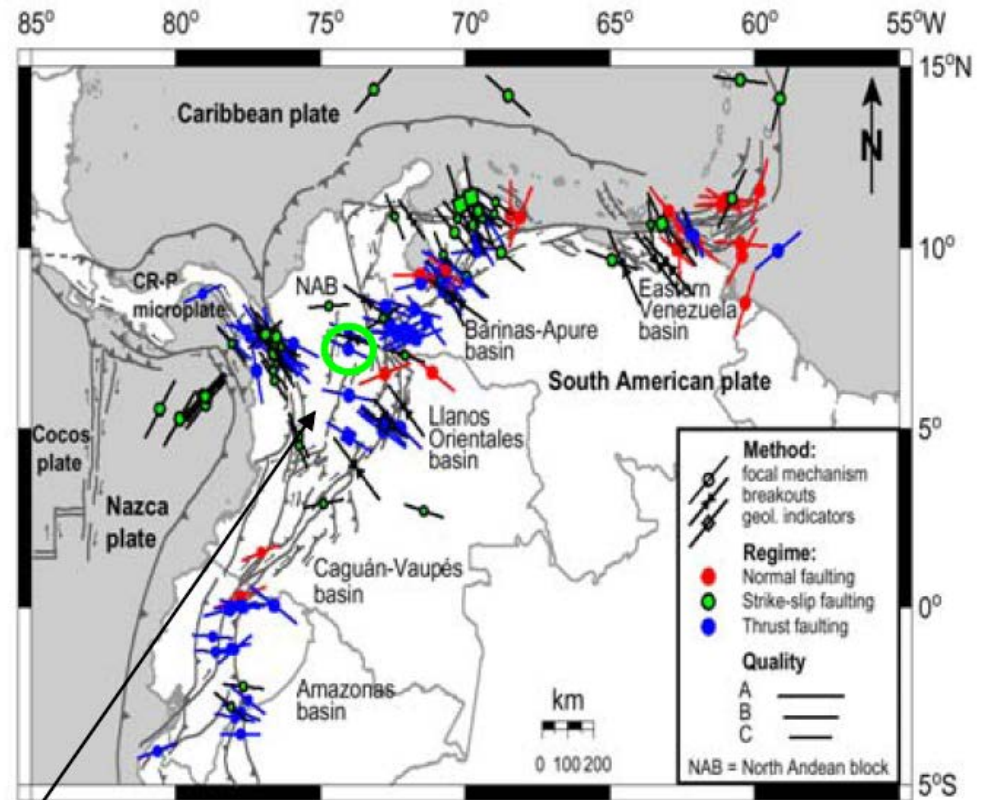
Las fracturas son una clase de deformación en las rocas como resultado de la actuación de esfuerzos sobre ella. Las fracturas actuales se han formado como el resultado de la historia de esfuerzos acumulados que han actuado sobre la roca, es decir, la historia del campo de esfuerzos, así como los cambios físicos que la roca ha sufrido, ya que se ha enterrado compactado y consolidado. El campo de esfuerzos actuales, es una combinación de la acción de los esfuerzos tectónicos de la zona, la presión de sobrecarga, la presión de poro de los fluidos, los efectos locales de esfuerzos y las propiedades de los materiales de la roca, entre otras. Por esto se hace necesario que cualquier proceso de inferencia o predicción de fracturas tendrá que obtener todos los detalles de estos procesos y su comprensión, así como la forma en que los esfuerzos actuales actúan sobre la roca. Para romper el problema de grandes proporciones del entendimiento y predicción de fracturas es más fácil considerar las principales clases de sistemas de fracturas que son las más probables de encontrar en el desarrollo y exploración de yacimientos naturalmente fracturados, en nuestro caso las fracturas compresivas son las que encontramos en el área de Cagüí.

7.5.1.2. Clases De Sistemas De Fracturas

Geológicamente las fracturas se pueden dividir en muchas clases, las más importantes son las regionales y las tectónicas. Las fracturas regionales son predecibles en el comportamiento y al mismo tiempo que se desarrollan en grandes áreas, parecen ocurrir en un rango de escalas más pequeñas (pueden no mostrar un comportamiento fractal). Las fracturas regionales tienen muy pequeña variación en orientación y densidad, por lo general no son densamente espaciados, las fracturas regionales suelen establecerse con orientaciones a lo largo de los ejes largo y corto de la cuenca. Las fracturas tectónicas se forman

en respuesta al para el área tectónica del campo de esfuerzos y a eventos tectónicos locales tales como plegamiento y fallamiento. Estas fracturas aparecen en una variedad de escalas y son comúnmente consideradas como fractales en la naturaleza. Las fracturas relacionadas tectónicamente a menudo tienen una orientación similar en un sentido promedio, pero también pueden tener salvajes variaciones locales en la orientación y la intensidad respecto a cómo se deforma la roca. Las fracturas pueden surgir debido al proceso de plegamiento en sí. Las fracturas que surgen por el fallamiento son formadas como el resultado de esfuerzos de amplias áreas que provocaron el fallamiento y son comúnmente agrupados en halos conjugados de corte sobre el plano de falla, las fracturas formadas por fallamiento son asociadas con la producción de hidrocarburos (Nelson 2001). De hecho el tipo de fracturas que se observan en las superficies de curvatura extraídas al tope de la Formación Rosablanca de datos sísmicos 3D, están relacionadas con las fracturas tectónicas. La figura 81 ilustra los principales sistemas de fracturas mapeados en Colombia curiosamente a pesar de este mapa es claramente regional en escala, las fracturas que se ilustran es probable que sean tanto regionales como de origen tectónico.

Figura 81. World Stress Map de Colombia, con el esfuerzo máximo para el área de Cagüí.



$S_{Hmax} \sim 135^\circ$

7.5.2. Fracturas tectónicas

El fracturamiento para la Formación Rosablanca se origina desde la combinación de muchos factores entre ellos la actividad tectónica. Las fracturas que son causadas por la acción tectónica aparecen dominadas por la configuración de fallas mayores, menores y plegamiento. Esto significa que las fracturas se generan a lo largo de zonas averiadas (Damage zone), que fueron altamente deformadas, durante la actividad tectónica. Por lo tanto para

determinar estos lineamientos y orientación de las fracturas dentro de la formación Rosablanca se han seleccionado los atributos sísmicos que resaltan discontinuidades. Estos atributos permiten diferenciar de fracturas relacionadas a eventos locales tales como fracturas relacionadas a fallas y fracturas relacionadas a pliegues.

7.5.2.1. Fracturas asociadas a fallas

A través de los mapas generados desde el análisis de atributos sísmicos fue posible determinar que el área que abarca el volumen sísmico de Cagüí ha sido altamente deformada por causa de la fuerte actividad tectónica, esto es evidenciado por el número de fallas presentes en el área (capítulo de interpretación estructural). Estas fracturas aparecen como halos alrededor de las zonas de fallas, sus características son muy similares a las de las fallas, en particular su rumbo buzamiento son muy parecidos; figura 82. Esta observación fue hecha por Van Golf-Racht, (1982) donde concluye que la orientación de las fracturas se puede predecir a partir de la orientación de las fallas principales. Posteriormente Sardjito et al., 1991 demostró que fallas con fracturas tipo shear tienen la misma orientación y aproximadamente el mismo buzamiento. Estas fracturas tipo shear se desarrollan alrededor de los sistemas de fallas siendo estas paralelas y conjugadas al mismo sistema (Nelson, 2001). La siguiente figura 83., ilustra la dirección de las fracturas tipo shear con respecto a la orientación de las fallas principales.

Figura 82. Los colores rojos más fuertes de curvatura se relacionan a zonas de fracturas asociadas a fallas.

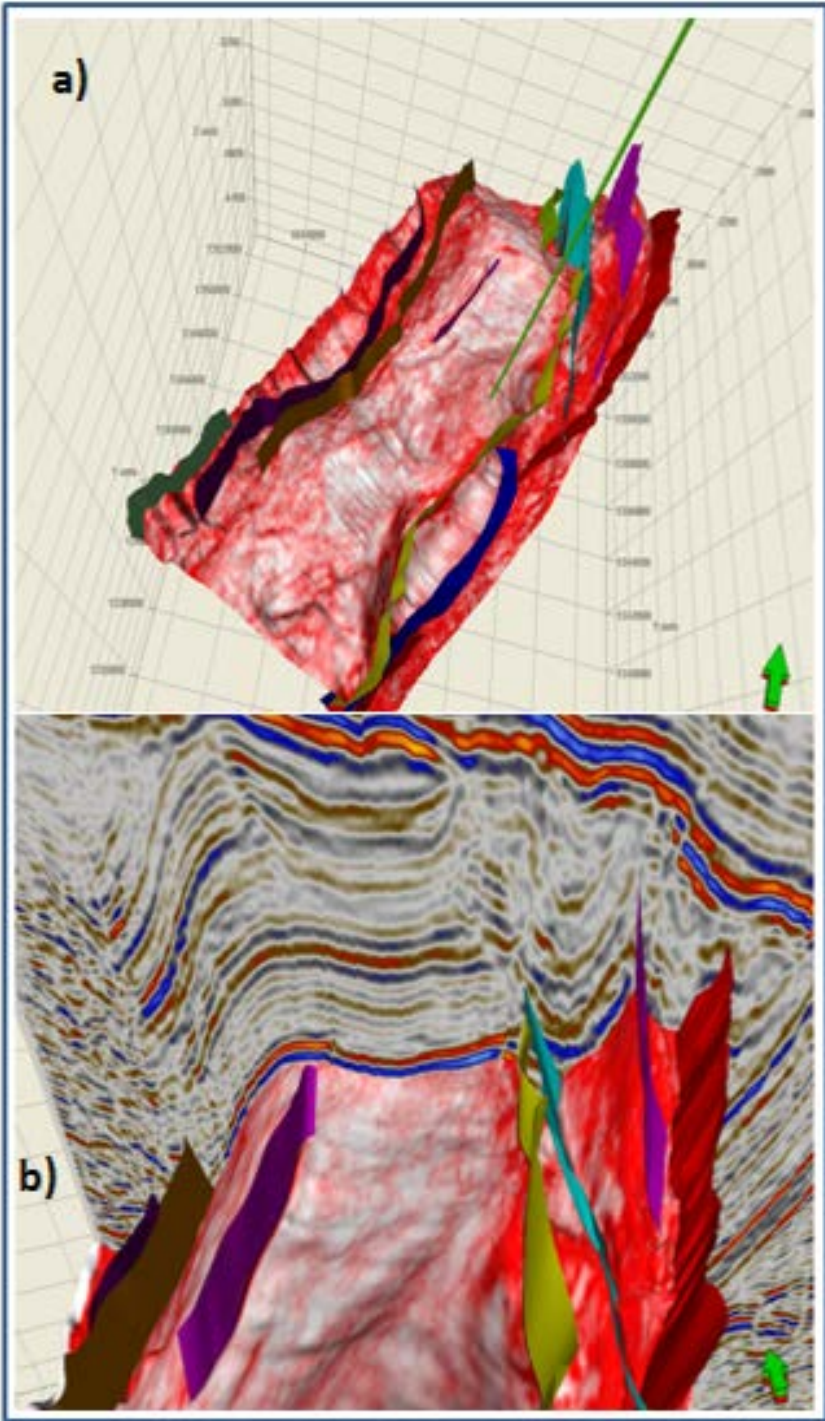
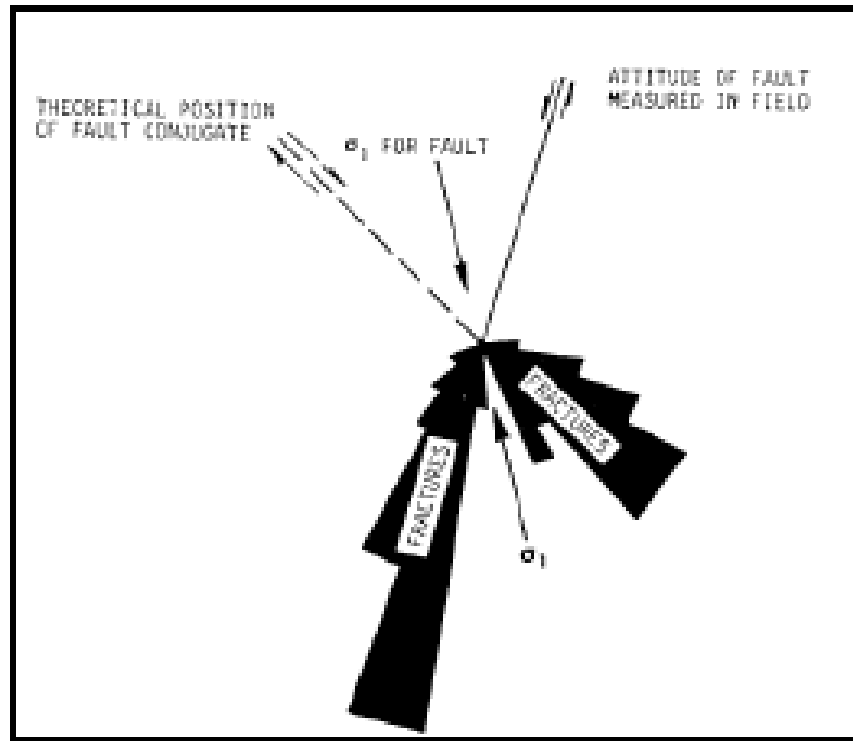


Figura 83. Diagrama de rosetas de las fracturas asociadas a los sistemas de fallas. La orientación de las rosetas son conjugadas y paralelas al sistema de fallas



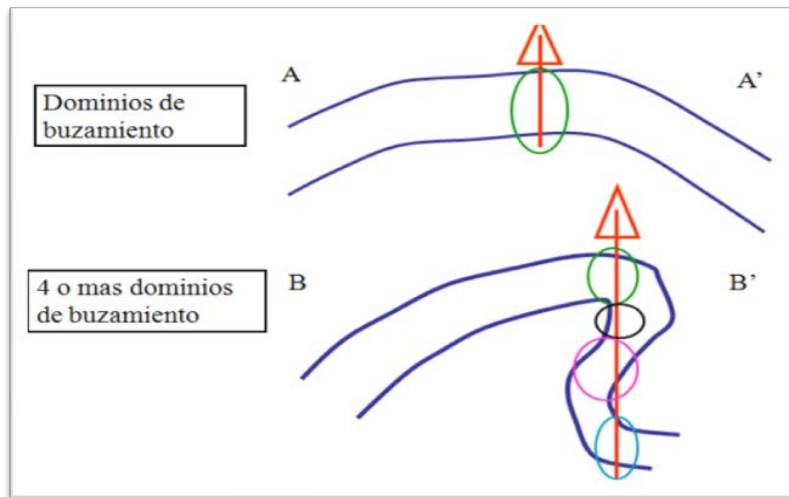
(Nelson 2001).

7.5.2.2. Fracturas asociadas al plegamiento

Los pliegues que son expresiones muy comunes en la corteza terrestre y han sido estudiados desde el punto de vista geométrico (Ramsay, 1967; Suppe, 1985), son tenidos en cuenta como elementos de la evolución mecánica y estructural de orógenos y en la deformación de cuencas sedimentarias (Price and Cosgrove, 1990). En los pliegues desarrollados en litologías competentes de las cuencas sedimentarias, parte de la deformación de plegamiento esta frecuentemente asociada a fracturas. El timing y distribución de estas

fracturas pueden tener una influencia significativa de la geometría final del pliegue, en particular donde el pliegue desarrolla curvatura continua o discontinua. Bazalgette 2004 y Bazalgette y Petit 2007 realizaron unos experimentos de deformación triaxial con múltiples capas de parafina produciendo pliegues con alta curvatura. Durante estos experimentos la formación espontánea de zonas fracturadas localizadas causadas por los pliegues se han dividido dentro de una serie de planos de dominios de buzamientos (Suppe, 1983), cada uno por una serie de articulaciones (Bazalgette, 2004) o límites de dominios de buzamientos (Nelson 2001; Bazalgette and Petit, 2007) figura 84. Los límites de dominio de buzamiento se compone esencialmente de fracturas abiertas, la formación de lo que finalmente controlan la evolución de la geometría de pliegues lo que da origen a curvaturas discontinuas. La fricción entre capas el espesor y la presión de confinamiento demostraron tener una influencia sobre la geometría de los pliegues de experimentales, y aunque una amplia gama de geometrías estructurales se ha creado, todos los pliegues mostraron altos valores de curvatura.

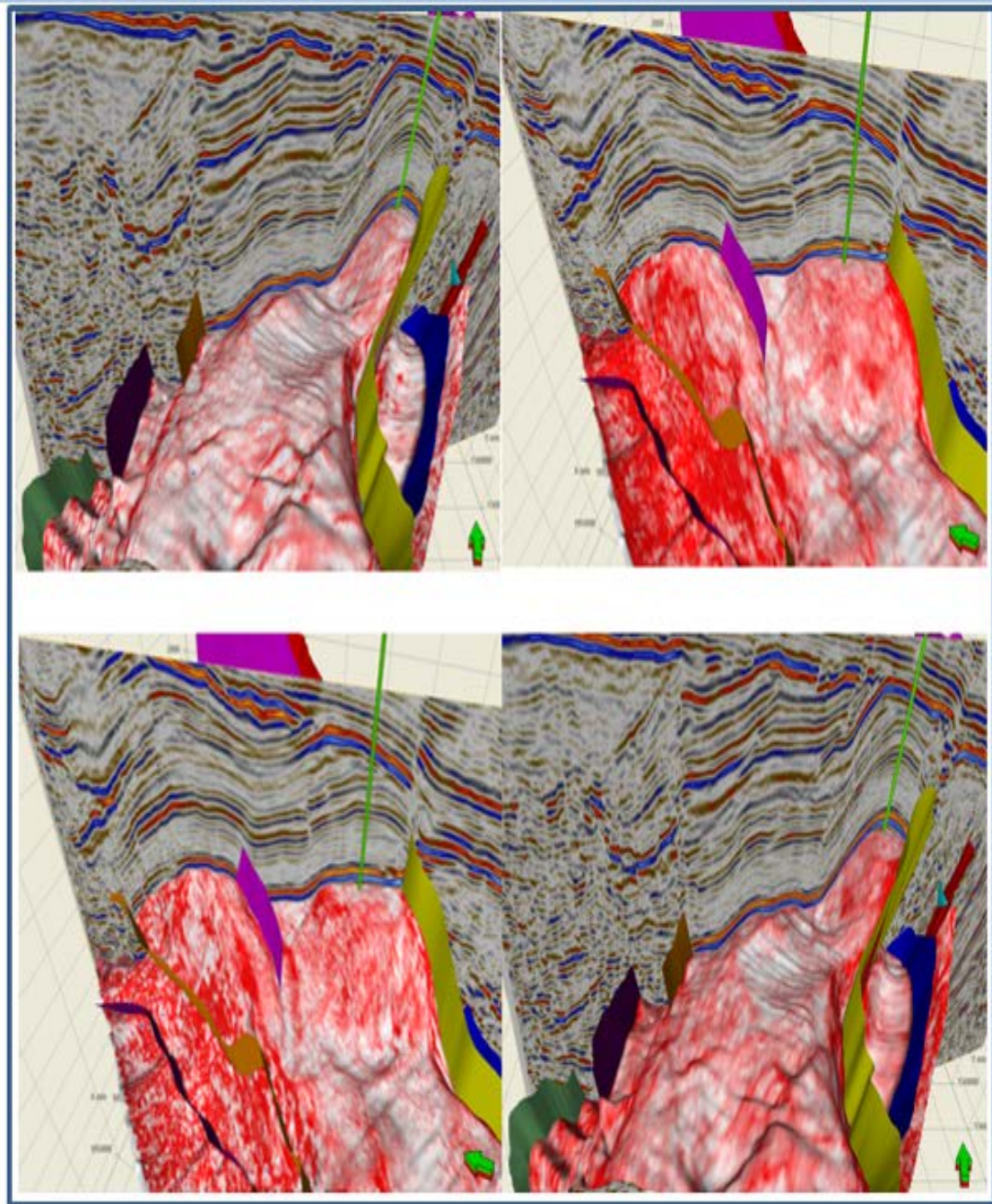
Figura 84. Planos de Dominios de buzamiento en la localización de zonas altamente fracturadas.



Si todos los pliegues naturales desarrollados en forma similar a los experimentos mencionados entonces hay implicaciones significativas para la exploración y producción de hidrocarburos en yacimientos plegados y fracturados. Asumiendo que los límites de dominios de buzamientos son zonas de intenso fracturamiento y alto potencial de conectividad de fracturas estos pueden comportarse como vías de migración en yacimientos altamente plegados y fracturados. Por lo tanto los dominios limitantes de buzamiento deberían ser explícitamente incluidos en los modelo de yacimientos fracturados (e.g., Rawnsley and Wei, 2001; Rawnsley et al., 2004; De Keijzer et al., 2007). Debido a que su presencia podría afectar significativamente el desempeño del pozo o la posibilidad tener avances repentinos de agua.

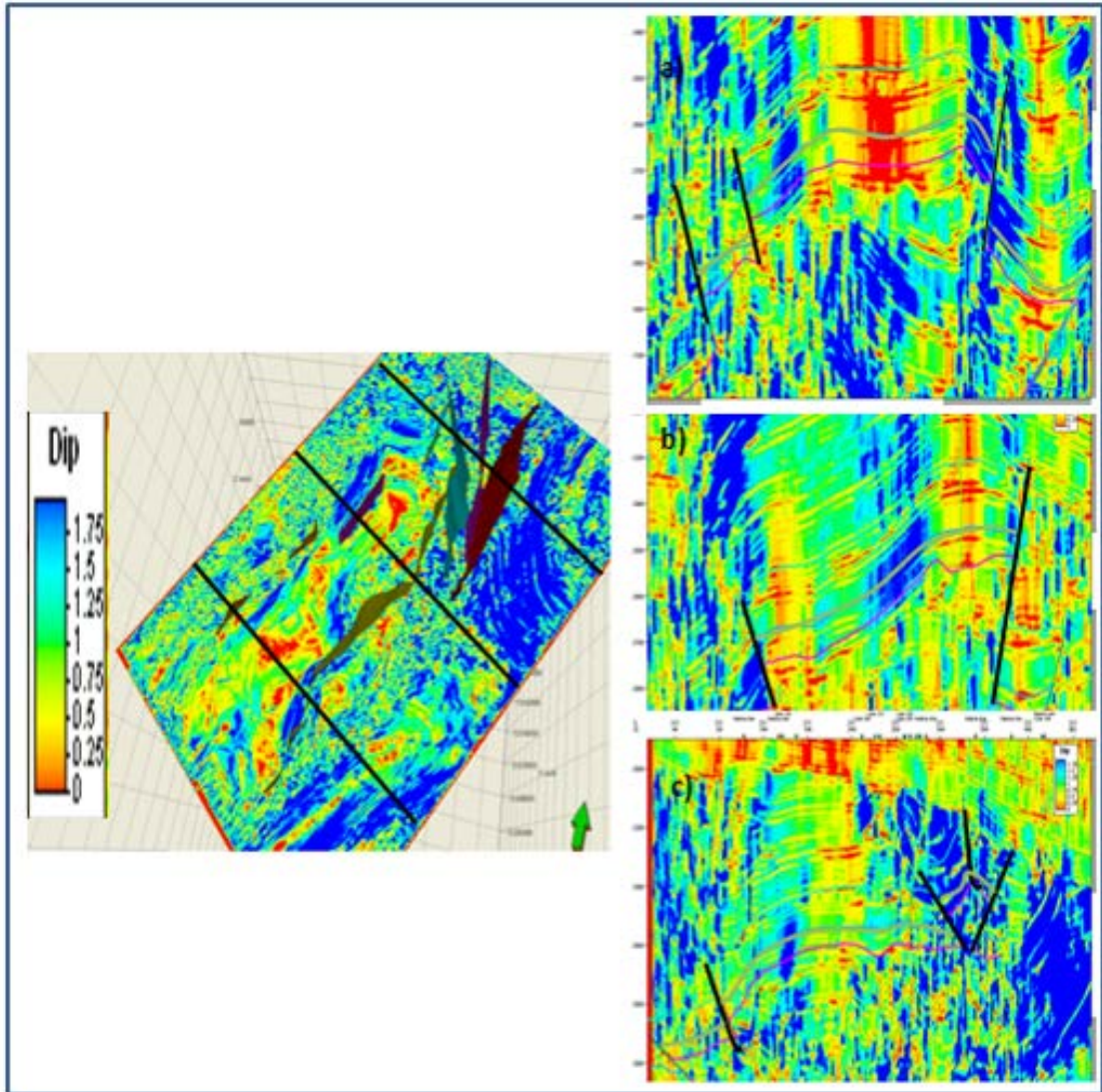
La distribución de fracturas asociadas al plegamiento se muestra en como la curvatura ilumina la forma de cómo las zonas fracturadas se acomodan a través de los cambios en el domino de buzamiento, zonas correspondiente a reducidas y densas zonas fracturadas, que además son paralelas al rumbo o ligeramente oblicuas al eje del pliegue., figura 85. Se separan dominios de buzamiento donde la curvatura es ausente o moderada. Se muestra que los limites de dominios (que son obvios en el caso de los pliegues anticlinales) de buzamiento están actualmente presentes como sutiles charnelas (zonas de alta curvatura).

Figura 85. Zona correspondiente fracturas asociadas al plegamiento, que además son paralelas al rumbo o ligeramente oblicuas al eje del pliegue.



Los cambios en el dominio de buzamiento frecuentemente atraviesan el espesor de todas las unidades. Para cada cambio de dominio de buzamiento, existe un escenario cinemático diferente en los que indican como los pliegues pueden haber sido iniciados y desarrollados con respecto al fracturamiento. Se proponen dos tipos de orígenes de fracturas a partir de esto: (1) que podría corresponder a la reactivación fracturas antiguas, a lo largo del rumbo de zonas fracturadas (concentraciones de fracturas abiertas tales como grandes juntas (joints) corredores de fracturas y fallas heredadas); (2) aquellas que podrían ser creadas como inestabilidades mecánicas durante la formación de pliegues (syn-folding origin), en particular a través de pequeñas fallas inversas. En ambos casos las zonas de comportamiento más frágil controlan los cambios de los dominios de buzamiento y por ende controlan el incremento de la curvatura en asociación con el incremento de la densidad de fractura, figura 86. Debido a que se presentan verticalmente bien definidas y axialmente persistentes, las zonas de fracturas sub-sísmicas generalmente limitadas al espesor de las unidades plegadas, los límites de dominios de buzamientos podría aumentar y mejorar la permeabilidad de un Yacimiento Naturalmente Fracturado.

Figura 86. Cambios en el dominio de buzamiento para diferentes partes del área del cubo de Cagüí, atributo de buzamiento calculado para el volumen de Cagüí.



7.5. ANALISIS Y DISCUSION DE RESULTADOS

Poniendo en consideración la interpretación estructural del área de Cagüí, su trampa estructural es controlada por un anticlinal asimétrico limitado en sus flancos por fallas inversas, producto de la inversión tectónica de fallas normales de edad jurásica, según el modelo cinemático propuesto por Garavito 2005.

Se pudo determinar a partir de la definición de Litotipos, los tipos de rocas con mejores características de rocas reservorio como yacimiento naturalmente fracturado donde los tipos de roca TR1, TR2, TR3, por su bajo contenido de material lodoso y su alto contenido calcáreo, dado que rocas más grano-soportadas tienen un comportamiento más frágil a la acción de los esfuerzos compresivos en los que estuvo sometido esta área de la cuenca, hecho que se pudo comprobar con la caracterización de fracturas en core, donde la mayoría de estas se encuentran rellenas o puenteadas para el pozo Cagüí-1 y se definieron dos tipos de fracturas según su aptitud subverticales y subhorizontales. El esfuerzo principal para el pozo Cagüí-1 se definió a partir del registro FMI donde este tiene una orientación preferencial N 135 E.

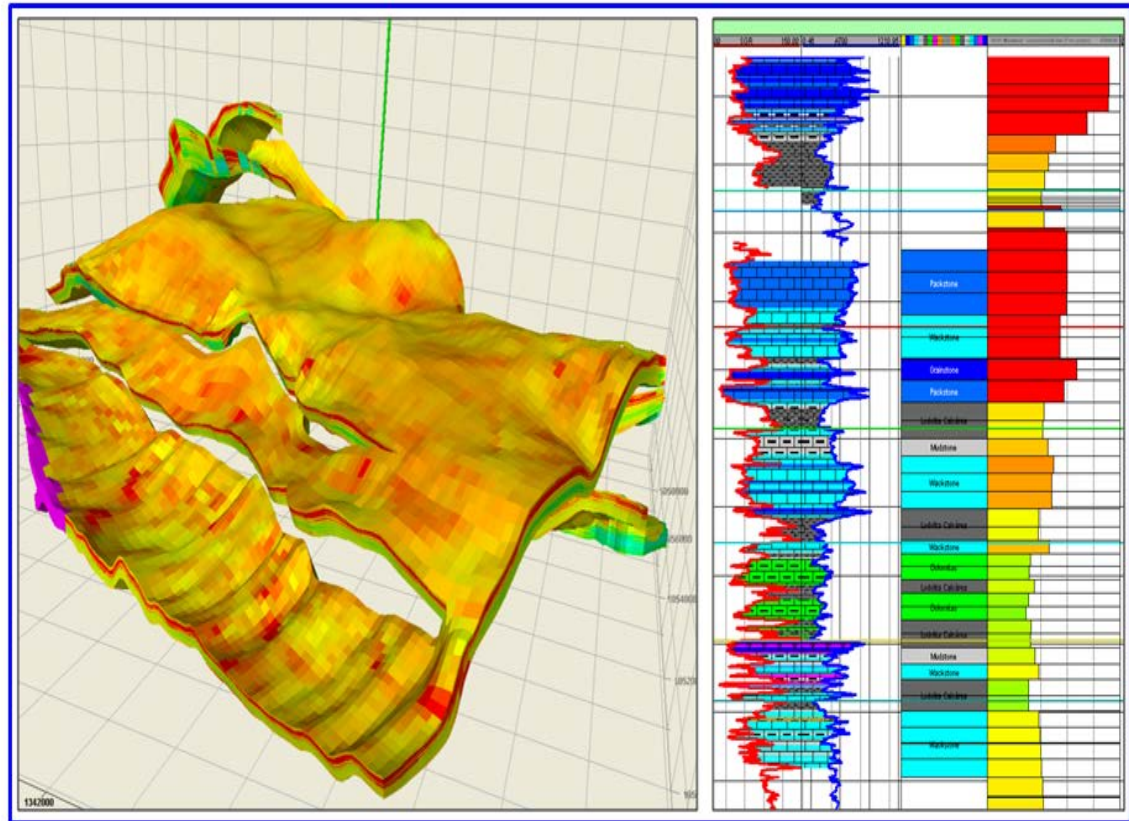
Así mismo se determinó la intensidad de fracturamiento con respecto al tipo de roca con el fin de observar que Litotipo es más susceptible al fracturamiento, lo cual se puede apreciar en la Figura 54, estos Litotipos se pudieron ajustar a la sísmica por medio de las relaciones impedancia de pozo e impedancia sísmica, donde se pudo dar una buena correlación entre las dos, dado que las impedancias para los tipos de roca con mayor contenido calcáreo se ven representados tanto en pozo como en sísmica por valores altos de impedancia.

El análisis de atributos sísmicos fue importante en la predicción cualitativa de fracturas donde la mayoría de ellas son de origen tectónico y están relacionadas con el plegamiento y el fallamiento; Esto significa que las fracturas se generan a lo largo de zonas averiadas (Damage zone), que fueron altamente deformadas, durante la actividad tectónica, estas fracturas se caracterizan por

ser muy continuas en escala, desde una macro-escala hasta una escala de grano. Por lo tanto para determinar estos lineamientos y orientación de las fracturas dentro de la formación Rosablanca el atributo de most positive curvature fue el atributo que permitió diferenciar estas estructuras con mayor precisión.

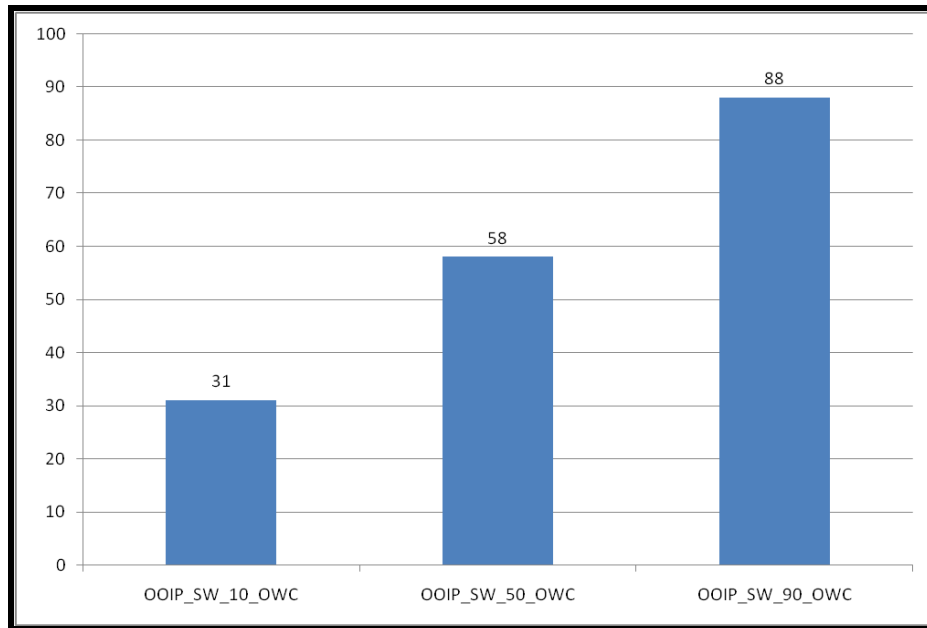
La evaluación del sistema fracturado a partir de la integración de la interpretación del modelo estructural, de fracturas en core, registros y atributos sísmicos sirvió como data input para la realización de un modelo geoestadístico escalado por Litotipos donde los atributos sísmicos y la impedancia acústica fueron llevados a la grilla geoestadística para controlar el modelamiento tanto de los Litotipos como las propiedades petrofísicas, figura 87. Tomado de Grupo de Yacimientos Naturalmente fracturados.

Figura 87. El modelo de Litotipos generado a partir del cubo de impedancia acústica pesado por contenido calcáreo; en colores rojos naranja y amarillo los Litotipos con mayor contenido correspondientes a las zonas de wackstone, grainstone-packstone. Tomado de Grupo de Yacimientos Naturalmente fracturados.



Este modelo geoestadístico permitió calcular un original oil in place OOIP, por escenarios desde uno pesimista pasando por uno optimista hasta el más optimista. Tomado de Grupo de Yacimientos Naturalmente fracturados.

Figura 88. OOIP para cada uno de los Escenarios. Tomado de Grupo de Yacimientos Naturalmente fracturados.



8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La interpretación de la información sísmica 3D, así como el seguimiento de la estructura de Cagüí, permitió definir una estructura ya probada que involucra un nuevo concepto en las fracturas de la Formación Rosablanca la cual constituye un reservorio probado en diferentes pozos de la cuenca.

Así mismo se logró definir la estructura para el anticlinal de Cagüí, el cual se comporta como un anticlinal alargado con un rumbo estructural de N 30° E, de donde se obtuvo un cierre estructural para la misma hacia los flancos frontal y trasero, que se encuentran limitados por fallas inversas con vergencia tanto con dirección este como oeste. Se validó además el modelo teórico de Garavito et al., 2005, el cual afirma la inversión tectónica de la cuenca a partir de fallas antiguas de edad triásico- jurásico,

El análisis integrado de la Formación Rosablanca dio como resultado una metodología que permite identificar y caracterizar zonas con alto potencial a estar naturalmente fracturadas, donde la roca se convierte en el puente más importante para relacionar datos de registros eléctricos y sísmica 3D para el desarrollo de prospectos en este tipo de yacimientos naturalmente fracturados.

Para las calizas de la Formación Rosablanca el sistema fracturado está asociado a los diferentes eventos de deformación en la cuenca, donde los tipos de rocas que se comportan como mejor como yacimiento naturalmente fracturado son aquellos que tienen un comportamiento más frágil a la deformación por su alto contenido en material calcáreo. Estos tipos de roca fueron agrupados por zonas donde la de mayor potencial como un yacimiento naturalmente fracturado se asocia a las zonas Grainstone y Packstone.

La interpretación cualitativa de fracturas a partir de atributos sísmicos reveló que las mayores intensidades de fracturamiento están relacionadas al

fallamiento y al plegamiento propio de la estructura, de donde las fracturas abiertas se encuentran en una dirección paralela al esfuerzo principal.

Los atributos sísmicos se convierten en una herramienta útil en la caracterización de yacimientos naturalmente fracturados, pero este tipo de herramienta se hace más precisa cuando se tiene control de pozos, que validen la dirección de las fracturas abiertas inferidas desde este método.

Para este prospecto se recomienda la perforación de pozos sub-horizontales con una dirección preferencial NE-SW, para así conectar la mayor cantidad de fracturas y de esta manera obtener una productividad positiva, la ubicación de los pozos debe hacerse donde el cruce entre mapas de Litotipos y atributos sísmicos iluminen la mayor intensidad de fracturas.

9. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Alberto Ortiz, y Nicolás Santos Impacto del modelamiento geológico y su relación con parámetros de ingeniería en la caracterización altamente heterogéneos, convenio 329 ICP diciembre 2004, pag 19 a la 23

Bacón, M., Simm R., Redshaw, T., interpretación sísmica 3-D, 2003, Universidad de Cambridge.

Barrero, D., Pardo, A. Vargas, C., Martínez J., 2005, Colombian Sedimentary Basins. ANH.

Brown, A "Interpretation of 3-Dimensional Seismic Data", AAPG Memoir 42, American Association of Petroleum Geologists, Third Edition, (1991). 137-164, 179-184. Tulsa-Oklahoma

Chen, Q. & Steve Sidney "Seismic Attribute Technology for reservoir forecasting and monitoring", Western Atlas International Inc., Houston, Texas, (1997)
Pendrel J. "Seismic Inversion: The best tool for Reservoir Characterization", CSEG Recorder, 16 – 23. (2001)

Chopra, Kurt J. Marfurt, 2008, Seismic Attribute mapping of structure and Stratigraphy.

Chopra S., Arcis and Marfurt K., (2004). Seismic Curvature Attributes for Fault/Fracture Detection, University of Houston.

Chopra S Marfurt K. (2008) Seismic Attributes for Stratigraphic Feature Characterization Arcis Corporation, Calgary, AB

Edward Hernando Herrera Otero. Caracterización de la intensidad de fracturamiento en intervalos corazonados de las formaciones Barco y Guadalupe en el piedemonte de los llanos orientales, colombiano, tesis UIS 2005. pag 34-40; 45-50

Jenny Paola Rueda Martínez, Hernán Darío Madero Pinzón Metodología para determinar densidad de microfracturas en rocas cuya matriz presenta baja anisotropía, a partir de parámetros anisótropos: aplicación a la Formación mirador del campo Cupiagua piedemonte llanero, tesis UIS 2006 pag. 18

Liner, C. Elements of 3D Seismology. Segunda edición, Editorial PennWell, (2004).

Marfurt J., Atributos sísmicos 3-D para la prospección, identificación y caracterización de reservorios, 2007, Laboratorio de Geofísica, Departamento de Geociencias, Universidad de Houston, Developments Series; no. 11.

Nielsen, S. “Caracterización de Yacimientos”, GeoInfo S.R.L., 6 – 7, (2002).

Quilen S., Integración de atributos sísmicos con datos petrofísicos para determinar zonas prospectivas, arena L2M, área de finca – Yopales, Edo. Anzoátegui, Marzo de 2006, Universidad Simón Bolívar.

Ruíz C, Pineda E, Suárez D, Moreno N, Mateus D, Mogollón L, Zapata J, Castillo A, Evaluación de la calidad de reservorio de la Formación Rosablanca en el pozo Guane-1 y Cagüí-1. Junio de 2009 ICP- ECOPETROL.

XIANG-YANG LI, YI-JIE LIU and ENRU LIU, 2003, Fracture detection using land 3D seismic data from the Yellow River Delta, China, Edinburgh Anisotropy Project, British Geological Survey

Fundamentals of fractured reservoir engineering, by t.d. Van Golf-Racht; Elsevier 1982

Naturally fractured reservoirs; parte 2. How to characterize a fracture reservoir? Beicipfranlab.

A Systematic technique for describing and quantifying fractures in core, Exxon, Production Research

Naturally fractured reservoirs, second edition, Dr Roberto Aguilera.

Tanner, M. T, “Seismic attributes”, CSEG Recorder, Houston, U.S.A., 48-56, (2001)