

**CARACTERIZACIÓN DE LAS FRACTURAS PRESENTES EN LA FORMACIÓN
MIRADOR DEL PIEDEMONTE LLANERO COLOMBIANO, A PARTIR DE LA
INTERPRETACIÓN DE REGISTROS DE IMAGEN - UBI**

**GABRIEL JOSÉ PALMA MEDINA
JOSÉ VICENTE VALDERRAMA RODRÍGUEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2006**

**CARACTERIZACIÓN DE LAS FRACTURAS PRESENTES EN LA FORMACIÓN
MIRADOR DEL PIEDEMONTE LLANERO COLOMBIANO, A PARTIR DE LA
INTERPRETACIÓN DE REGISTROS DE IMAGEN - UBI**

**GABRIEL JOSÉ PALMA MEDINA
JOSÉ VICENTE VALDERRAMA RODRÍGUEZ**

**Proyecto de grado presentado como requisito parcial
para optar al título de Ingeniero de Petróleos y Geólogo**

Directores

Ing. de Petróleos. MSc. Nicolás Santos Santos

Geólogo. Ricardo Mier Umaña

Geólogo. Edwar Herrera Otero

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

2006

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos:

Al Ing. De Petróleos MSc. Nicolás Santos Santos

Director del GMPH - Grupo de Modelamiento de Procesos Hidrocarburos, Director y Docente de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander. Por su dirección, valiosas asesorías y comentarios en la elaboración de este proyecto.

Al Geólogo Ricardo Mier Umaña

Docente de la Escuela de Geología de la Universidad Industrial de Santander. Por su dirección, valiosas asesorías y comentarios en la elaboración de este proyecto.

Al Geólogo Edwar Herrera Otero

Jefe del Departamento de Geología del Grupo de Modelamiento de Procesos Hidrocarburos - GMPH. Por su dirección, paciencia, entrega y valiosos consejos que permitieron alcanzar los objetivos de esta tesis.

Al Geólogo Msc Alberto Ortiz

Funcionario del Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Por su colaboración en la consecución y suministro de información relevante para el desarrollo del trabajo.

Al Grupo de Modelamiento de Procesos Hidrocarburos –GMPH

Por facilitar sus instalaciones y por el tiempo, información y apoyo intelectual, brindado por todos sus integrantes, en especial a Oscar Carrillo, Edwin Pineda, César Pineda y Oscar Arenas.

DEDICATORIA

A **Dios** por brindarme la vida y la fortaleza para alcanzar esta primera meta en mi proyecto de vida.

A mis **Padres**, en especial a mi **Madre** que con su amor, absoluto apoyo, confianza, esmero y gran esfuerzo me impulsa siempre a hacer las cosas de la mejor manera posible. Mamá: “Este logro es tuyo”.

A mis **hermanos**, en especial a **Julio**, mi gran amigo.

A mi novia y amiga **Erika**, por brindarme su amor y por acompañarme siempre incondicionalmente. Este proyecto final se lo dedico con cariño inmenso.

A todas aquellas personas que con su confianza y amistad me ayudaron a crecer en esta etapa en mi vida.

GABRIEL JOSÉ PALMA MEDINA

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 y mi Hermana, porque me han brindado un hogar lleno de amor y honestidad y siempre serán el motor de mi vida.

Mi novia Olga Lucía, el amor de mi vida, porque me ha dado el impulso y la fuerza para salir adelante, además de un apoyo constante y cariñoso.

Mis abuelos Inés y Jorge, por sus sabios consejos y porque me han colmado de amor, cariño y bendiciones.

La memoria de mis abuelos Rosa y Vicente, quienes desde el cielo iluminan cada momento en mi vida.

Mi familia, porque me ha manifestado su apoyo y cariño de manera desinteresada.

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.

VICENTE VALDERRAMA RODRIGUEZ

CONTENIDO

1 GENERALIDADES DEL PIEDEMONTE LLANERO Y DEL CAMPO DE ESTUDIO.....	20
1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	20
1.2 GEOLOGÍA GENERAL.....	21
1.3 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA DE LA CUENCA LLANOS.....	23
1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL DEL CAMPO DE ESTUDIO	26
1.5 ESTRATIGRAFÍA REGIONAL	32
1.5.1 Estratigrafía y Ambiente de Depósito de la Formación Guadalupe.....	34
1.5.2 Estratigrafía y Ambiente de Depósito de la Formación Barco.....	37
1.5.3 Estratigrafía y Ambiente de Depósito de la Formación Los Cuervos	39
1.5.4 Estratigrafía y Ambiente de Depósito de la Formación Mirador	40
2 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	44
2.1 ASPECTOS FUNDAMENTALES EN LA CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	44
2.1.1 Clasificación de Yacimientos Naturalmente Fracturados Según su Capacidad de Almacenamiento	44
2.1.2 Génesis de las Fracturas	46
2.1.3 Tipo de Fracturas Según su Naturaleza	49
2.1.4 Morfología de las Fracturas.....	51
2.1.5 Interacción Matriz/ Fractura.....	53
2.2 ASPECTOS FUNDAMENTALES DE LOS REGISTROS DE IMAGEN ..	54
2.2.1 Registros Resistivos.....	55
2.2.2 Registros Acústicos.....	62
3 METODOLOGIA PARA LA INTERPRETACIÓN DE REGISTROS UBI APLICADA A LA CARACTERIZACIÓN DE FRACTURAS NATURALES	68
3.1 UBICACIÓN E IDENTIFICACIÓN DE RASGOS OBSERVABLES EN LOS REGISTROS UBI	69

3.1.1	Fracturas Naturales.....	69
3.1.2	Fracturas Inducidas Durante la Perforación (DIFT)	73
3.1.3	Breakouts.....	74
3.1.4	Planos de Estratificación	75
3.2	DIFERENCIACIÓN DE LITOLÓGÍAS.....	76
3.3	CLASIFICACIÓN DE FRACTURAS NATURALES.....	78
3.3.1	Correlación con Núcleos de Perforación	78
3.3.2	Correlación con Pavement Maps.....	79
3.4	ORIENTACIÓN REAL DE FRACTURAS NATURALES	80
3.4.1	Medición de la Amplitud del Sinusoide	81
3.4.2	Determinación del Diámetro del Hueco	81
3.4.3	Medición del Azimut del Buzamiento.....	82
3.4.4	Cálculo de Rumbo y Buzamiento Real de las Fracturas.....	84
3.5	ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	85
3.5.1	Generación de Estereogramas (Diagramas Rosa).....	86
3.5.2	Determinación de la Intensidad de Fracturamiento (IF) o Intervalos con Mayor Ocurrencia de Fracturas	87
4	RESULTADOS	92
4.1	INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS POZO 1	94
4.1.1	Discriminación de Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 1	94
4.1.2	Orientación Real de las Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 1.....	94
4.1.3	Intensidad de Fracturamiento Para el Pozo 1.....	98
4.2	INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS POZO 2.....	106
4.2.1	Discriminación de Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 2	106
4.2.2	Orientación Real de las Fracturas Naturales Presentes en el Pozo.....	107
4.2.3	Intensidad de Fracturamiento Para el Pozo 2.....	109
4.3	INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS POZO 3.....	116
4.3.1	Discriminación de Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 3	106
4.3.2	Orientación Real de las Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 3.....	117
4.3.3	Intensidad de Fracturamiento Para el Pozo 3.....	120

5 CONCLUSIONES.....	127
6 RECOMENDACIONES.....	130
7 BIBLIOGRAFÍA.....	132

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de Localización del Piedemonte Llanero. Caro et al, 2001.	20
Figura 2. Ubicación del Campo de Estudio. CARO et al, 2001.....	21
Figura 3. Localización de los Pozos 1, 2 y3, en el Campo de Estudio.	22
Figura 4. Mapa Geológico Generalizado del Piedemonte Llanero. MARTINEZ, 2003.	23
Figura 5. Evolución Geológica Generalizada de la Cordillera Oriental y la Cuenca Llanos. COOPER et al, 1995.....	24
Figura 6. Sección Estructural Detallada del Campo. Se Muestran los Diferentes Rasgos Estructurales. MARTINEZ, 2003.	26
Figura 7. Ubicación del Campo de Estudio y Campos Adyacentes. MARTINEZ, 2003. .	27
Figura 8. Sección Esquemática que Representa los Diferentes Estilos Estructurales del Piedemonte Llanero. MARTINEZ, 2003.	28
Figura 9. Restauración Esquemática que Muestra los Diferentes Tipos de Estructuras y su Posición con Respecto a la Cuenca. Estructuras Frontales (Campo 7), Estructuras Aisladas Apretadas (Campo de Estudio) y Estructuras Cabalgantes “Duplex” en una Zona Triangular (Piedemonte). MARTINEZ, 2003.....	29
Figura 10. Esquema Tectónico Regional del Noroccidente de Suramérica. OXY REPORTE FINAL POZO 1, GIBRALTAR, 2002.....	31
Figura 11. Columna Estratigráfica Generalizada del Piedemonte Llanero. ECOPETROL- ICP, 2001.....	32
Figura 12. Ambiente de Depositación de la Formación Guadalupe. Modificado de VIRGILIO y NARANJO, 2004.	35
Figura 13. Interpretación Ambiental y Estratigráfica de la Formación Guadalupe en el Pozo de Estudio 1. SOTO, 2001.	36
Figura 14. Ambiente de Depositación de la Formación Barco techo. Modificado de VIRGILIO y NARANJO, 2004.....	37
Figura 15. Interpretación Ambiental y Estratigráfica de la Formación Barco en el Pozo de Estudio 1. SOTO, 2001.....	38
Figura 16. Ambiente de Depositación de la Formación Los Cuervos. Modificado de VIRGILIO y NARANJO, 2004.....	40
Figura 17. Interpretación Ambiental y Estratigráfica de la Formación Mirador en el Pozo de Estudio 1. SOTO, 2001.....	41
Figura 18. Ambiente de Depositación de la Formación Mirador Inferior. Modificado de VIRGILIO y NARANJO, 2004.....	42
Figura 19. Analogía Fallas vs. Fracturas, Teniendo en Cuenta el Movimiento Relativo de los Bloques de Techo y Piso. GMPH, CONVENIO UIS – ICP, 2005.	46
Figura 20. A la Izquierda la Representación Gráfica de la Cizalladura; a la Derecha la Representación de los Esfuerzos Sobre la Muestra. OSORIO, G., 2004.	47
Figura 21. A la Izquierda la Representación Gráfica de la Dirección de Fractura de Compresión; a la Derecha la Representación de los Esfuerzos Sobre la Muestra. OSORIO, G., 2004.....	47
Figura 22. A la Izquierda la Representación Gráfica de la Dirección de Fractura de Tensión; a la Derecha la Representación de los Esfuerzos Sobre la Muestra. OSORIO, G., 2004.....	48

Figura 23. Clasificación de los Tipos de Fracturas en Núcleos de Perforación. KULANDER, 1990.	49
Figura 24. Configuración de Electrodo por Patín de la Herramienta FMS. FMS BROCHURE SCHLUMBERGER, 1991.....	56
Figura 25. Imágenes Generadas por la Herramienta FMS. FMS BROCHURE SCHLUMBERGER, 1991.....	57
Figura 26. Configuración de la Herramienta FMI. FMI BROCHURE SCHLUMBERGER, 2002.....	58
Figura 27. Imagen Generada por un Registro FMI. FMI BROCHURE SCHLUMBERGER, 2002.....	59
Figura 28. Imágenes Generadas por la Herramienta OBMI. OBMI BROCHURE SCHLUMBERGER, 2002.....	60
Figura 29. a) Herramienta OBMI. b) Diagrama Esquemático del Patín OBMI Contra la Pared del Pozo en Vista Lateral (izquierda) y en Vista Frontal (derecha). OBMI BROCHURE SCHLUMBERGER, 2002.....	61
Figura 30. A la Izquierda se Observan Varios Tamaños de Transductores y a la Derecha la Configuración de la Herramienta UBI. ELLIOTT, 1997.....	63
Figura 31. Principio Físico que Utiliza el Transductor. Reflexión del Pulso Ultrasónico en la Formación. ELLIOTT, 1997.....	64
Figura 32. Visualización de la Amplitud y el Radio del Pozo. En el Centro de la Imagen la Banda Oscura Corresponde a un Breakout. ELLIOTT, 1997.....	65
Figura 33. Imagen BHTV Mostrando una Sección de Breakout. GÔLKE, 1992.	67
Figura 34. Aspecto de las Fracturas en el Registro UBI. SCHLUMBERGER, 1997.	69
Figura 35. Fracturas Naturales Discontinuas. SCHLUMBERGER, 1997.....	70
Figura 36. Fracturas Naturales Continuas. SCHLUMBERGER, 1997.....	71
Figura 37. Fracturas Naturales Irregulares. SCHLUMBERGER, 1997.....	72
Figura 38. Fracturas Naturales Continuas de Mayor Espesor. SCHLUMBERGER, 1997.....	72
Figura 39. Fracturas de Bajo Ángulo. SCHLUMBERGER, 1997.....	73
Figura 40. Fracturas Inducidas Durante la Perforación. SCHLUMBERGER, 1997.....	74
Figura 41. Representación 3D de un Breakout e Imagen en un Registro UBI. Modificado de SCHLUMBERGER, 1997.	75
Figura 42. Planos de Estratificación. SCHLUMBERGER, 1997.	75
Figura 43. Diferenciación Litológica en Imágenes UBI Utilizando Registros Resistivos. Modificado de OSORIO, G., 2004.....	76
Figura 44. Pavement Map. OSORIO, G., 2004.....	79
Figura 45. Correlación de Fracturas Naturales en Imágenes UBI con Núcleos de Perforación y Pavement Maps. Modificado de OSORIO, G., 2004.....	79
Figura 46. Amplitud del Sinusoide. Modificado de ROGERS, SF et al, 2000.....	81
Figura 47. Determinación del Diámetro del Huevo utilizando a.) Registro UBI. b.) Registro Caliper. Modificado de ECOPETROL ICP, 2001.....	82
Figura 48. Términos Empleados en el Cálculo del Ángulo Buzamiento en Imágenes UBI. ROGERS, SF et al, 2000.	83
Figura 49. Medición del Azimut del Buzamiento. ROGERS, SF et al, 2000.....	83
Figura 50. Rumbo y Buzamiento de un Estrato Rocoso. TARBUCK E. et al, 1999.	84
Figura 51. Diagrama Utilizado en la Determinación del Rumbo de las Fracturas.	85
Figura 52. Diagrama Rosa Obtenido Mediante el Software Georient.	87
Figura 53. Gráficos de Intensidad de Fracturamiento. a.) Distribución de la IF Para la Totalidad de las Fracturas Naturales. b.) Distribución de la IF por Tipo de Fractura Natural.	88

Figura 54. Resumen Esquemático de la Metodología Propuesta Para la Interpretación de Registros UBI Aplicada a la Caracterización de Fracturas Naturales	91
Figura 55. Distribución Porcentual de los Tipos de Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 1.....	94
Figura 56. Orientación Real de las Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 1.....	95
Figura 57. Orientación de las Fracturas Naturales de Tensión Presentes en el Pozo 1. .	95
Figura 58. Orientación Real de las Fracturas Naturales de Compresión Presentes en el Pozo 1.....	96
Figura 59. Orientación Real de las Fracturas Naturales de Cizalla Presentes en el Pozo 1.	96
Figura 60. Orientación Real de las Fracturas Naturales Presentes en los Intervalos no Corazonados de la Formación Mirador en el Pozo 1.....	97
Figura 61. Gráfico de Intensidad de Fracturamiento Para el Pozo 1.	99
Figura 62. Intensidad de Fracturamiento Determinada a partir del Registro UBI Sobre el Intervalo Corazonado de la Formación Mirador en el Pozo 1, en la cual se Ilustran los Tipos de Fracturas Naturales en Profundidad.	100
Figura 63. Secciones con Mayor Ocurrencia de Fracturas Naturales Para la Formación Mirador en el Pozo 1.....	101
Figura 64. Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster para el Pozo 1.....	102
Figura 65. Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster 2 para el Pozo 1.....	103
Figura 66. Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster 3 para el Pozo 1.....	104
Figura 67. Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster 4 para el Pozo 1.....	105
Figura 68. Distribución Porcentual de los Tipos de Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 2.....	106
Figura 69. Orientación Real de las Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 2.....	107
Figura 70. Orientación Real de las Fracturas Naturales de Tensión Presentes en el Pozo 2.....	107
Figura 71. Orientación Real de las Fracturas Naturales de Compresión Presentes en el Pozo 2.....	108
Figura 72. Orientación Real de las Fracturas Naturales de Cizalla Presentes en el Pozo 2.	109
Figura 73. Gráfico de Intensidad de Fracturamiento para el Pozo 2.....	110
Figura 74. Intensidad de Fracturamiento Determinada a partir del Registro UBI Para la Formación Mirador en el Pozo 2, en la cual se Ilustran los Tipos de Fracturas Naturales en Profundidad.....	110
Figura 75. Secciones con Mayor Ocurrencia de Fracturas Naturales Para la Formación Mirador en el Pozo 2.....	111
Figura 76. Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster 1 para el Pozo 2.....	112
Figura 77. Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster 2 para el Pozo 2.....	113
Figura 78. Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster 3 para el Pozo 2.....	114
Figura 79. Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster 4 para el Pozo 2.....	115
Figura 80. Distribución Porcentual de los Tipos de Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 3.....	117
Figura 81. Orientación Real de las Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 3.....	117
Figura 82. Orientación de las Fracturas Naturales de Tensión Presentes en el Pozo 3.	118
Figura 83. Orientación Real de las Fracturas Naturales de Compresión Presentes en el Pozo 3.....	119
Figura 84. Orientación Real de las Fracturas Naturales Para Intervalos no Corazonados Presentes en el Pozo 3.	119

Figura 85. Gráfico de Intensidad de Fracturamiento para el Pozo 3.....	120
Figura 86. Intensidad de Fracturamiento Determinada a partir del Registro UBI para la Formación Mirador en el Pozo 3, en la cual se Ilustran los Tipos de Fracturas Naturales en Profundidad.....	121
Figura 87. Secciones con Mayor Ocurrencia de Fracturas Naturales para la Formación Mirador en el Pozo 3.....	122
Figura 88. Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster 1 para el Pozo 3.....	122
Figura 89. Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster 2 para el Pozo 3.....	124
Figura 90. Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster 3 para el Pozo 3.....	124
Figura 91. Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster 4 para el Pozo 3.....	125

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Carta de Correlación Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia. Modificado de FAJARDO, 2000.	34
Tabla 2. Espesores Registrados y Corazonados Para los Pozos 1, 2 y 3 en La Formación Mirador. Datos Suministrados por Litoteca Nacional – ICP, 2006.	68
Tabla 3. Parámetros de Diferenciación Litológica. BENDECK J, 1992.	77
Tabla 4. Tabulación de Datos Obtenidos a partir del Análisis del Registro UBI.....	93
Tabla 5. Datos de Profundidad, Aptitud y Tipo Para las Fracturas Naturales Observadas en el Registro UBI.....	93

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1. Tabulación de Datos Obtenidos en la Interpretación de Registros UBI Para los Pozos 1, 2 y 3.

ANEXO 2. Columnas Generalizadas Para los Pozos 1, 2 y 3.

ANEXO 3. Localización, Posición Estructural de los Pozos 1, 2 y 3 en el Campo de Estudio y Orientación Real de las Fracturas Naturales.

TITULO: CARACTERIZACION DE LAS FRACTURAS PRESENTES EN LA FORMACION MIRADOR DEL PIEDEMONTA LLANERO COLOMBIANO PARTIR DE LA INTERPRETACION DE REGISTROS DE IMAGEN – UBI

**AUTORES: GABRIEL JOSE PALMA MEDINA
JOSE VICENTE VALDERRAMA RODRIGUEZ**

PALABRAS CLAVE: Caracterización, Registros de Imagen, UBI, Formación Mirador, Fracturas Naturales, Orientación, Ubicación, Intensidad, Clusters, Contribución, Hidrocarburos.

RESUMEN

En el presente trabajo se llevó a cabo la caracterización del fracturamiento natural presente en la Formación Mirador correspondiente a tres Pozos ubicados en un campo del Piedemonte Llanero Colombiano el cual se destaca por ser una zona de alta complejidad estructural que involucra cabalgamientos y estructuras de despegue, asociados a procesos tectónicos. La estratigrafía del área involucra rocas del Paleozoico, Cretáceo y Terciario con presencia de múltiples discordancias.

La Formación Mirador se halla afectada por un alto grado de fracturamiento natural y constituye el reservorio más importante de la Cuenca Llanos con aproximadamente el 50% del hidrocarburo almacenado. Diversos estudios se han realizado para determinar la influencia del fracturamiento en la recuperación de hidrocarburos de la formación.

Este proyecto propone una metodología de interpretación de registros de imagen UBI orientada a la caracterización del fracturamiento natural; al aplicar dicha metodología en los Pozos mencionados para la Formación Mirador se obtuvo la ubicación, orientación real (rumbo y buzamiento), tipo y distribución de las fracturas naturales presentes, incluso en intervalos no corazonados. Con esta información se definió la orientación de los principales sistemas de fracturas, la disposición de los esfuerzos en profundidad y se realizó el análisis estadístico respectivo; posteriormente, se trazaron curvas de intensidad de fracturamiento y se determinaron zonas con mayor ocurrencia de fracturas en cada Pozo (Clusters). Para evaluar la contribución de hidrocarburos en estas zonas, se tuvieron en cuenta parámetros morfológicos tales como apertura, relleno, perfil, rugosidad de pared y nivel de impregnación de las fracturas naturales, datos que fueron obtenidos previamente en la caracterización de los núcleos de perforación correspondientes. Finalmente, se construyeron esquemas y columnas generalizadas con el propósito de facilitar la interpretación integral de los resultados.

**TITLE: CHARACTERIZATION OF THE PRESENT FRACTURES IN THE
MIRADOR FORMATION OF THE COLOMBIAN LLANOS FOOTHILLS
TO LEAVE OF THE INTERPRETATION OF IMAGE LOGS- UBI**

**AUTHORS: GABRIEL JOSE PALMA MEDINA
JOSE VICENTE VALDERRAMA RODRIGUEZ**

KEYWORDS: Characterization, Image Logs , UBI, Mirador Formation, Natural Fractures, Orientation, Location, Intensity, Clusters, Contribution, Hydrocarbons.

ABSTRACT

Presently work was carried out the characterization of the natural fracturing present in the Mirador Formation corresponding to three Wells located in a field of the Colombian Llanos Foothills which stands out to be an area of high structural complexity that involves thrust and take detachment structures, associated to tectonic processes. The stratigraphy of the area involves rocks of the Paleozoic, Cretaceous and Tertiary with presence of multiple disagreements.

The Mirador Formation is affected by a high grade of natural fracturing and it constitutes the most important reservoir in the Llanos Basin with approximately 50% of the stored hydrocarbon. Diverse studies have been carried out to determine the influence of the fracturing in the recovery of hydrocarbons of the formation.

This project proposes a methodology of interpretation of image registrations UBI guided to the characterization of the natural fracturing; when applying this methodology in the Wells mentioned for the Mirador Formation the location, real orientation (strike and dip), type and distribution of the fractures natural present, it was even obtained in intervals non cored. With this information was defined the orientation of the main systems of fractures, the disposition of the efforts in depth and was carried out the respective statistical analysis; later on, they were traced curved of the fracturing intensity and areas were determined with more occurrence of fractures in each Well (Clusters). To evaluate the contribution of hydrocarbons in these areas, they were kept in mind such morphological parameters as opening, filler, profile, wall ruggedness and level of impregnation of the natural fractures, data that were obtained previously in the characterization of the corresponding perforation cores. Finally, outlines and widespread columns were built with the purpose of facilitating the integral interpretation of the results.

INTRODUCCIÓN

Aproximadamente la mitad de las reservas de hidrocarburos y la mayor parte de las geotérmicas a escala mundial se encuentran en yacimientos naturalmente fracturados (YNF). Sin embargo, éstos son más difíciles de evaluar o caracterizar que los convencionales porque en ellos existen, además de la matriz, las fracturas. De ahí la necesidad de determinar las características de ambos medios y su forma de interactuar.

La caracterización de yacimientos es una disciplina científica y matemática cuyo propósito es definir cuantitativamente los datos o información necesarios para realizar una predicción de su comportamiento, lo cual permitirá, por medio del uso de un modelo determinar sus condiciones de explotación óptimas, con base en un estudio económico o de rentabilidad.

Actualmente, el estudio de los yacimientos naturalmente fracturados representa una tecnología en crecimiento. Para explotarlos de manera adecuada es preciso identificar y caracterizar los sistemas de fracturas, cavidades de disolución y bloques de matriz. Por esto es indispensable considerar diversas fuentes de información de tipo estático y dinámico; lo que hace necesario desarrollar tecnologías de vanguardia para comprender los mecanismos de interacción de los fluidos con dichos sistemas.

En la caracterización de fracturas naturales se tienen en cuenta varios parámetros como son, Ubicación, Aptitud, Tipo, Morfología, Distribución, etc., los cuales deben ser precisamente definidos e integrados en modelos que representen en detalle el comportamiento del yacimiento para evaluar su potencial petrolífero. Esto se puede lograr a través de la implementación de métodos directos como el análisis

de núcleos de perforación e imágenes de pozo o indirectos como los registros de pozo, información sísmica, curvas de producción, pruebas de presión, etc.

La herramienta UBI (Ultrasonic Borehole Imager) diseñada por Schlumberger en 1990, genera imágenes acústicas de pared de pozo de alta calidad, en lodos base agua o aceite, como una alternativa a las limitaciones presentadas por las imágenes de microrresistividad. En las imágenes UBI es posible detectar rasgos deformativos tales como fracturas naturales, breakouts, fracturas inducidas durante la perforación, planos de estratificación, etc., en una cobertura 100% perimetral del pozo.

En este trabajo, se realiza la caracterización del fracturamiento natural presente en tres Pozos del Campo Estudio para la formación Mirador, mediante la interpretación de Registros de Imagen UBI. Inicialmente, se propone una metodología de interpretación de las imágenes cuyo propósito es obtener datos de ubicación, distribución y aptitud de las fracturas naturales presentes en cada uno de los pozos. Luego, se determina la intensidad de fracturamiento analizando en detalle zonas con mayor ocurrencia de fracturas (Clusters). Finalmente, con la integración de los resultados se evalúa el aporte de hidrocarburos de las principales zonas fracturadas en cada pozo.

Este proyecto está encaminado a fortalecer y apoyar la investigación realizada por el Grupo de Modelamiento de Procesos Hidrocarburos en el tema de los yacimientos naturalmente fracturados y se constituye como pieza fundamental en el proceso de encontrar y modelar la orientación real de las fracturas para optimizar la recuperación de hidrocarburos.

1 GENERALIDADES DEL PIEDEMONTE LLANERO Y DEL CAMPO DE ESTUDIO

1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El Piedemonte Llanero está localizado en las estribaciones orientales de la Cordillera Oriental de Colombia, en la zona de cabalgamiento frontal entre las planicies poco deformadas de los Llanos Orientales y las montañas de alto relieve de la cordillera (*figura 1*).



Figura 1. Mapa de Localización del Piedemonte Llanero. CARO et al, 2001.

Esta estructura se orienta en dirección SW - NE y se extiende unos 100 kilómetros al norte y sur del municipio de Yopal (*figura 3*). La cuenca del Piedemonte de los Llanos Orientales ha sido explorada desde 1988 por compañías petroleras del estado y compañías multinacionales. La actividad exploratoria de este ambiente complejo ha derivado en el descubrimiento de varios campos con una gran variedad de fluidos (gas condensado muy pobre a petróleo volátil) en cuarzoarenitas muy apretadas.

El Campo fue descubierto en 1993 y está ubicado en el sector occidental del Departamento de Casanare y límites con Boyacá, en la parte sur del tren denominado Piedemonte Llanero Colombiano (*figura 2*), allí se llevó a cabo la realización de programas intensos de exploración, evaluación y desarrollo en la cuenca que finalmente se tradujeron en la adquisición y procesamiento de varios programas sísmicos 2D (más de 2000 kilómetros) y alrededor de 840 Km² de sísmica 3D, la perforación de más de 100 pozos y el mapeo geológico detallado de superficie.

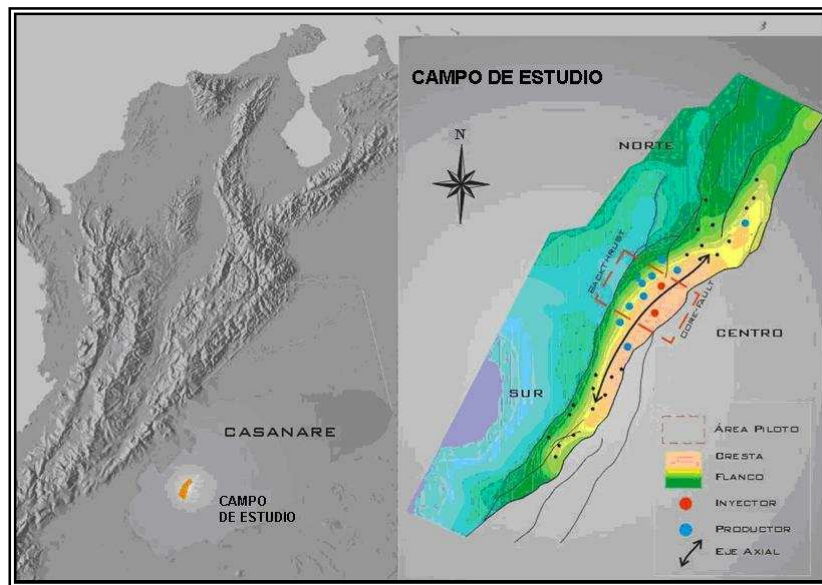


Figura 2. Ubicación del Campo de Estudio. CARO et al, 2001.

Para el estudio a desarrollar, se trabajará sobre los Pozos 1, 2 y 3, los cuales se localizan como se muestra en la *figura 3*. El Pozo 1 se ubica en el sector norte del Campo y presenta un dominio backlimb, los Pozos 2 y 3 se hallan en el sector central del Campo de Estudio y sus dominios son forelimb y flanco respectivamente.

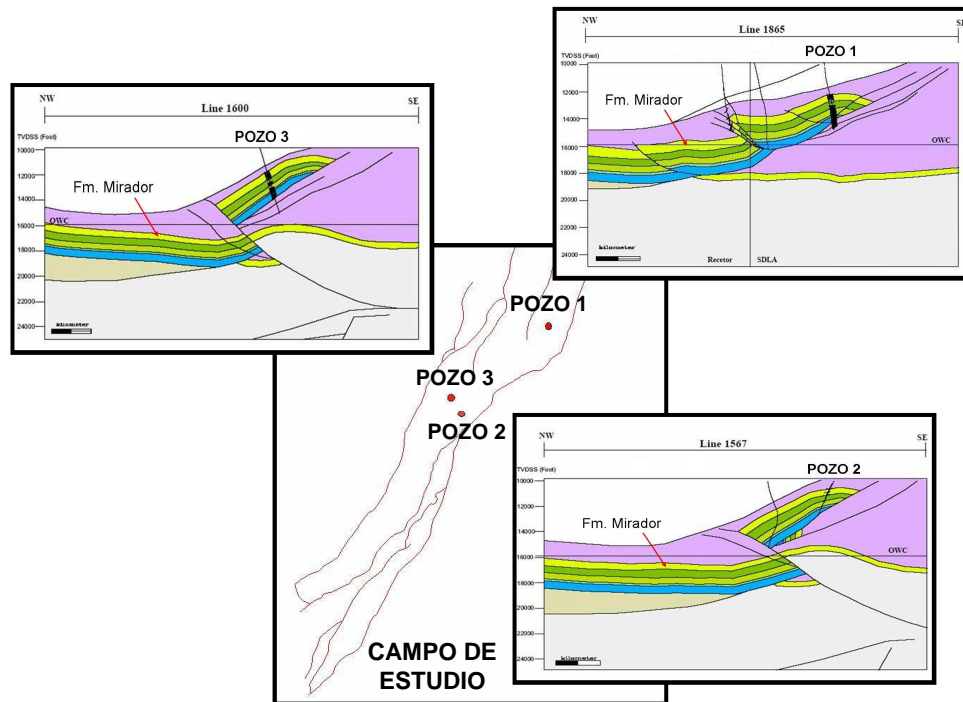


Figura 3. Localización de los Pozos 1, 2 y3, en el Campo de Estudio. Modificado de CARO et al, 2001.

1.2 GEOLOGÍA GENERAL

La provincia compuesta por el Piedemonte de los Llanos Orientales esta limitada hacia el Oeste por el sistema de fallas de Guaicaramo y al Este por el sistema de fallas de Yopal – Borde Llanero. La principal estructura aflorante a lo largo de esta franja central es el sinclinal de Nunchía que involucra rocas desde el Oligoceno al Reciente (formaciones Carbonera a Guayabo-Corneta).

En el bloque colgante de la falla de Guaicaramo afloran rocas desde el Cretáceo Medio al Terciario (TABOADA et al, 2000). A nivel del subsuelo se destacan dos zonas principales de deformación como son el tren de estructuras frontales y el tren de estructuras en cabalgamientos, con características estructurales particulares (*figura 4*).

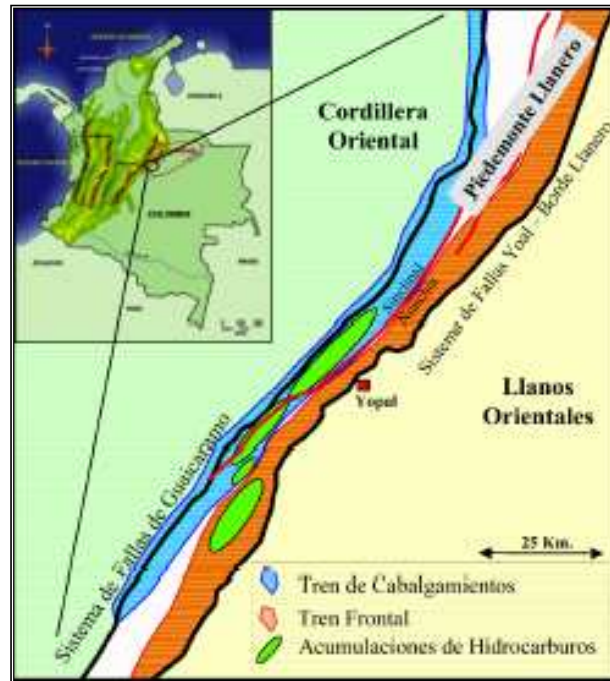


Figura 4. Mapa Geológico Generalizado del Piedemonte Llanero. MARTINEZ, 2003.

1.3 EVOLUCIÓN GEOLOGICA DE LA CUENCA LLANOS

COOPER et al, en 1995 propone que el cuadro de evolución geotectónica de la cuenca se puede dividir en nueve etapas:

- **Cambro – Ordovícico:** culmina con la Orogenia Caledoniana.
- **Devónico – Carbonífero – Pérmico:** finaliza con la Orogenia Hercínica.
- **Triásico – Jurásico:** que corresponde a una cuenca de tipo rift con una subsidencia tectónica, detrás de un arco volcánico localizado en la presente Cordillera Central. Esta cuenca se ubica en los sectores actuales del Magdalena y Cordillera Oriental (*figura 5*).
- **Cretáceo Temprano:** corresponde a una segunda fase de rift (continuación de la secuencia de rift anterior) (*figura 5*).

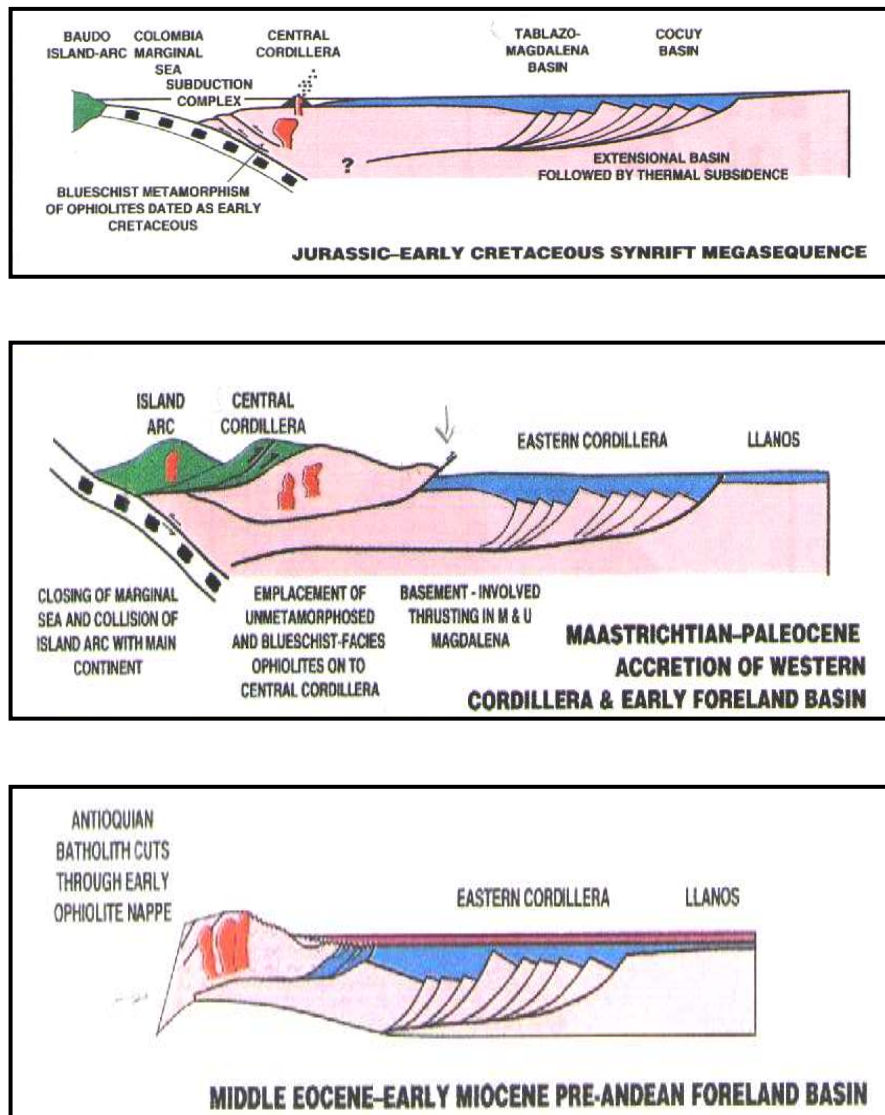


Figura 5. Evolución Geológica Generalizada de la Cordillera Oriental y la Cuenca Llanos. COOPER et al, 1995.

- **Cretáceo Tardío:** ocurre subsidencia térmica y formación de una cuenca detrás del arco volcánico localizado en la Cordillera Central. Durante esta fase se depositaron los intervalos correspondientes a la roca madre principal de la formación Gachetá, equivalente a la formación La Luna.
- **Maastrichtiano – Paleoceno:** se presenta la Orogenia pre-Andina durante la cual se produce la colisión del arco volcánico de la Cordillera Occidental con la

Cordillera Central y la creación de una cuenca de foreland ubicada en el Valle de Magdalena, la Cordillera Oriental y los Llanos (*figura 5*).

- **Eoceno Temprano y Medio:** corresponde a un periodo de erosión en el área de los Llanos, el material erodado fue transportado hacia el norte y corresponde a las formaciones Mirador y Misoa C y B de la Cuenca de Maracaibo. La erosión en los Llanos puede deberse a un rebound effect.
- **Eoceno Tardío – Oligoceno – Mioceno Temprano:** durante este periodo se genera una cuenca de foreland en el Valle del Magdalena, Cordillera Oriental y Cuenca Llanos (*figura 5*).
- **Mioceno Medio a Pleistoceno:** ocurre la Orogenia Andina con la colisión de Panamá, el levantamiento de la Cordillera Oriental e individualización de las Cuencas del Valle del Magdalena y Llanos Orientales.

Con base en la información de pozos, sísmica y afloramientos, SARMIENTO (2001), plantea siete ciclos depositacionales mayores o megasecuencias (tectono/secuencias) limitados por inconformidades regionales. En el Paleozoico reconocen una megasecuencia del Cambro-Ordovícico (Grupo Quetáme – Guejar), y una segunda megasecuencia del Devónico-Carbonífero (Grupo Farallones). El Mesozoico – Cenozoico inicia con una megasecuencia synrift I de edad Triásico – Jurásico, relacionada con el régimen extensivo de una cuenca de backarc y también probablemente con la separación de Norteamérica y Suramérica en el área del Caribe (*figura 5*).

El desarrollo de la cuenca continuó durante el Cretáceo Temprano depositando sedimentos marinos en una cuenca de backarc; estos depósitos corresponden al relleno por subsidencia tectónica (synrift I) y constituyen el cuarto ciclo sedimentario. En el Cretáceo Tardío se depositan sedimentos en una cuenca de backarc durante el periodo de subsidencia térmica (synrift II). En el Maastrichtiano Temprano – Paleoceno la acreción final de la Cordillera Occidental creó el levantamiento de la Cordillera Central (Orogenia pre-Andina) y una subsidencia de

la litosfera, generando una cuenca de foreland pre-Andina (pre-andean foreland) (*figura 5*) y la depositación de una megasecuencia conformada por las formaciones Barco y Los Cuervos que conforman el sexto ciclo depositacional.

Durante el Eoceno Temprano a medio ocurre un evento tectónico como consecuencia de un basin rebound o retrogradación del forebulge debido a la cesación de la Orogenia pre-Andina, ocurre erosión e incisión de valles en el área de la Cuenca de los Llanos (*figura 5*). Durante el Mioceno a Plioceno la colisión del Arco de Panamá generó la Cordillera Oriental (Orogenia Andina) y la cuenca de foreland asociada (andean foreland) resultando en la depositación de la megasecuencia Andina. Esta megasecuencia pre-Andina terminal y Andina consta de las formaciones Mirador, Carbonera, León y Guayabo.

1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL DEL CAMPO DE ESTUDIO

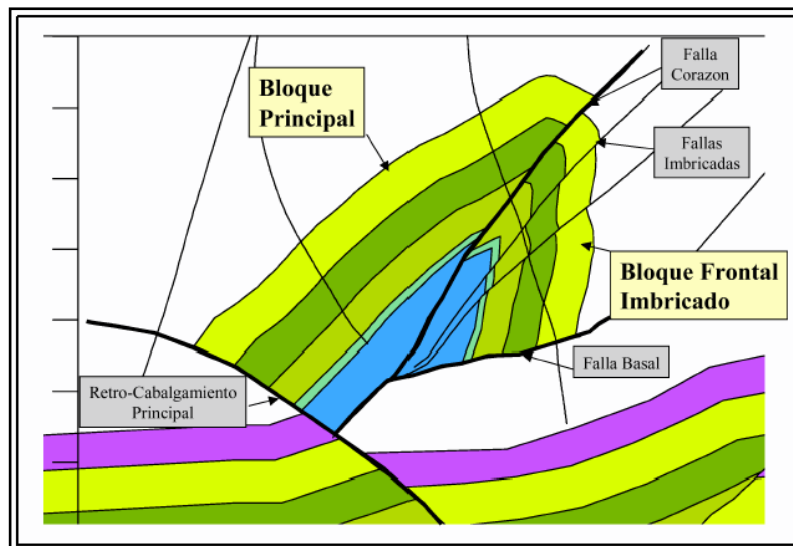


Figura 6. Sección Estructural Detallada del Campo. Se Muestran los Diferentes Rasgos Estructurales. MARTINEZ, 2003.

En la cuenca del Piedemonte Llanero la complejidad estructural aumenta a medida que nos movemos de sur a norte.

La variación del estilo estructural a lo largo del Piedemonte central es en gran medida reflejo de la presencia de múltiples despegues y de la configuración del Basamento Cristalino subyacente (*figura 6*). La posición de estos despegues cambia de oeste a este ascendiendo estratigráficamente a medida que la deformación avanza, al igual que variando en la dirección de rumbo suroeste a noreste atravesando zonas de transferencia lateral. Para las estructuras en el bloque colgante del sistema Guaicaramo, el despegue se presenta en la formación Fómeque, luego asciende a la formación Gachetá en la zona triangular de cabalgamientos y posteriormente la deformación se transfiere a niveles superiores en los miembros inferiores del grupo Carbonera para finalizar en el Carbonera Superior y la formación León. Esta variación en la posición del despegue conlleva a la formación de estructuras tipo “duplex” o estacadas las cuales contienen diferente estratigrafía dependiendo de la posición del despegue inferior y superior y de su posición relativa en la cuenca. Por lo tanto a medida que el despegue asciende las estructuras involucran rocas cada vez más jóvenes lo que causa que en algunos sectores se encuentren zonas de apilados de hasta tres o cuatro láminas estructurales repitiendo la misma estratigrafía.

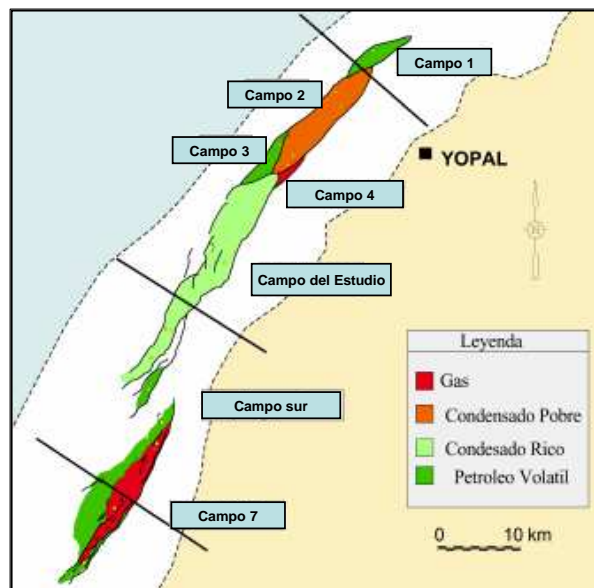


Figura 7. Ubicación del Campo de Estudio y Campos Adyacentes. MARTINEZ, 2003.

Hacia el oeste y más profundo se encuentra un sistema que contiene rocas del Cretáceo Medio y al este y más somero la estructuración es dentro del Grupo Carbonera.

En el mapa de la *figura 7* se muestran los diferentes campos presentes en la cuenca y en cada uno de ellos se pasa un corte con dirección NW-SE, estos cortes se pueden ver en la *figura 8* en la que se observa la variación estructural de las zonas, siendo Piedemonte la más norte y Campo 7 la más sur.

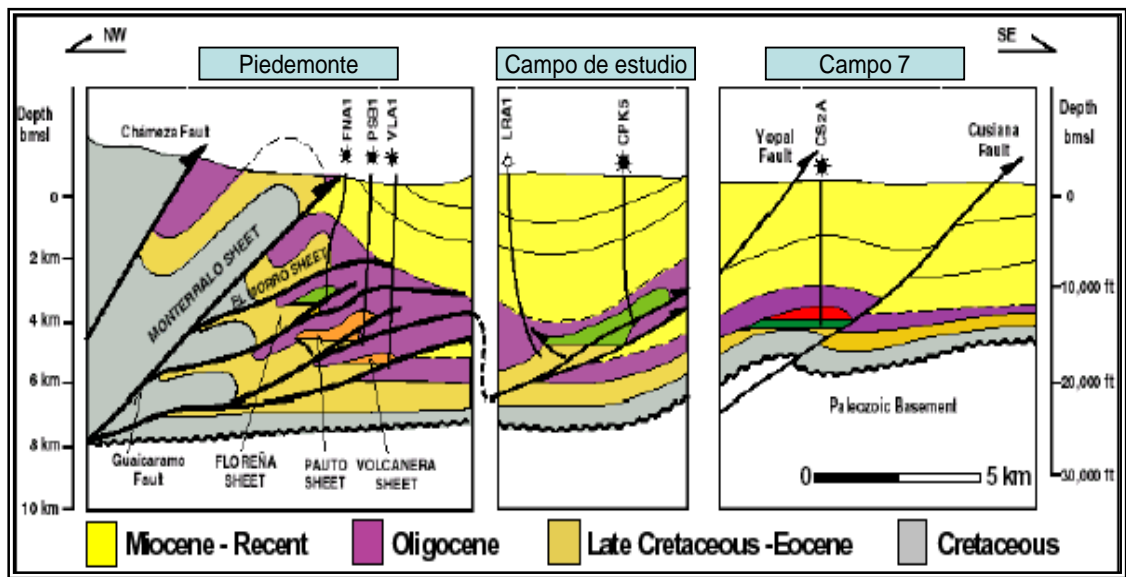


Figura 8. Sección Esquemática que Representa los Diferentes Estilos Estructurales del Piedemonte Llanero. MARTINEZ, 2003.

A manera general se presentan tres zonas de deformación (MARTINEZ, 2003): la zona del tren de estructuras frontales (ej. Campo 7), la zona de transición de estructuras aisladas (ej. Campo de estudio) y la zona del tren de estructuras cabalgantes (ej. Piedemonte).

El entendimiento actual de la geometría de las estructuras y de la historia cinemática del área ha permitido postular que la evolución de estos campos ha sido a través de varias etapas de deformación (*figura 9*). La etapa temprana,

correspondiente a acortamiento paralelo a las capas y plegamiento antes de fallamiento, ocurre antes de la orogenia Andina y su inicio varia de acuerdo a cada estructura de 25 a 5 millones de años. Durante las etapas más importante de acortamiento se distinguen tres fases, la primera con cabalgamientos en secuencia asociados al Cretáceo Medio y donde se delinear las estructuras principales y cada una de los trenes del área, una segunda con despegues más profundos en las arcillolitas del Paleozoico la cual modifica las estructuras ya existentes y un último evento o simultáneo al anterior donde ocurre fallamiento fuera de secuencia (MARTINEZ, 2003).

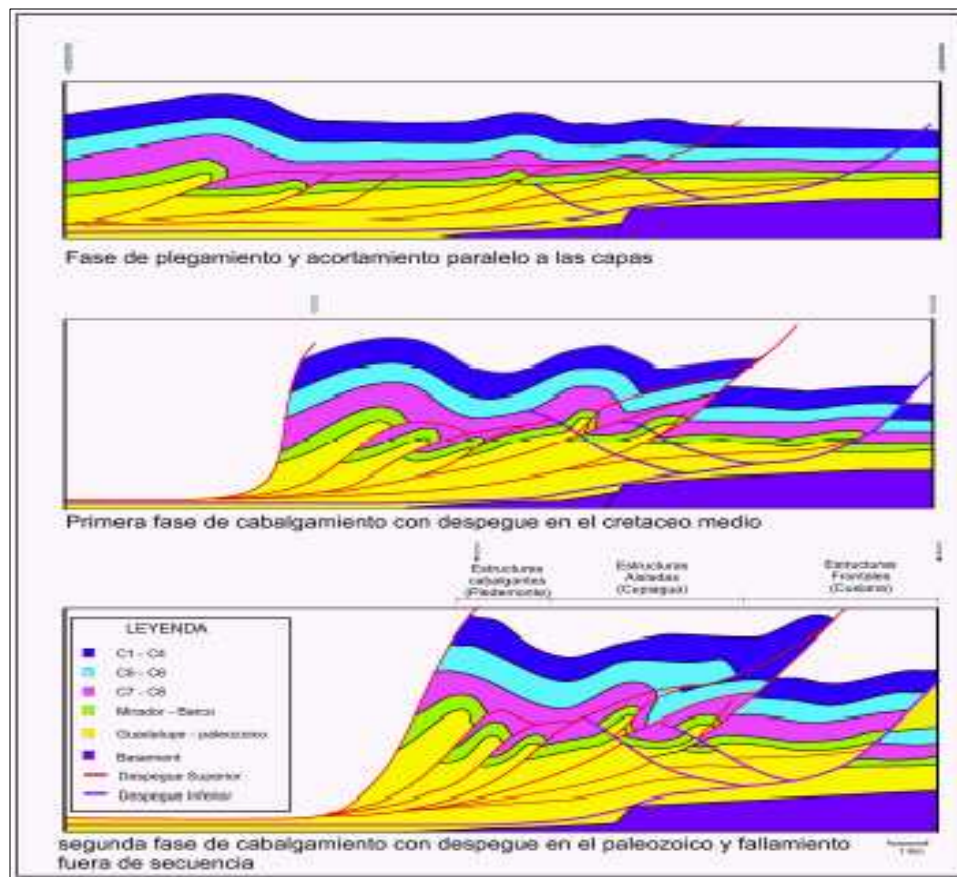


Figura 9. Restauración Esquemática que Muestra los Diferentes Tipos de Estructuras y su Posición con Respecto a la Cuenca. Estructuras Frontales (Campo 7), Estructuras Aisladas Apretadas (Campo de Estudio) y Estructuras Cabalgantes “Duplex” en una Zona Triangular (Piedemonte). MARTINEZ, 2003.

En el extremo sur de la cuenca se encuentra la estructura de Campo 7 perteneciente al tren de estructuras frontales (*figura 7*). Es una de las pocas estructuras que tiene una expresión en superficie, observándose un anticlinal de gran extensión.

Ubicados en el Campo de Estudio y hacia el este, la falla más sobresaliente es Yopal (*figura 8*), esta falla tiene al menos un desplazamiento de 5 kilómetros de vergencia oriental y se interpreta como “en secuencia” con las fallas inversas que conforman las estructuras del Campo (ECOPETROL – ICP, 2001). Este sistema de fallas que lucen como de escama delgada parecen tener su raíz más profunda en la falla de Guaicaramo que en este sector involucra rocas del pre-rift y se podría interpretar como de escama gruesa. La geometría general del Campo corresponde a un anticlinal asimétrico que se clasifica como un fault propagation fold (ECOPETROL – ICP, 2001).

La estructura es menos compleja hacia el norte del Campo y está asociada al bloque levantado de un sistema de fallas de cabalgamiento denominadas informalmente falla Core y falla Frontal. Estas fallas tienen vergencia SE con despegue dentro de los niveles arcillosos de la formación Gachetá. La profundidad del despegue de estas fallas es menor hacia el norte, generando así una rampa lateral a partir de esta posición; el limbo frontal de esta estructura anticlinal es invertido, la porción invertida se limita hacia el techo por la falla Core y hacia la base por la falla Frontal. El eje de la estructura presenta 45° de azimut, similar a las estructuras interpretadas en superficie, con lo cual se infiere que son estructuras de edades similares. A lo largo del eje tiene una extensión aproximada de 30 kilómetros y un ancho entre 3 y 7 kilómetros. El límite occidental de la estructura lo constituye un retrocabalgamiento asociado probablemente a una falla más profunda que la falla Frontal y que hacia el sur se convierte en el Campo Sur.

La estructura tiene un flanco trasero poco inclinado y elongado, limitado en su parte más oeste por un retrocabalgamiento. En la parte norte de la rampa este retrocabalgamiento se interpreta como resultado cinemático de la falla Frontal. En la parte más norte del Campo, la estructura esta conformada por dos altos estructurales asociados a los bloques levantados de la falla Frontal (core fault) y del retrocabalgamiento, separados por una estructura sinclinal; como rasgos secundarios se tiene una serie de pequeños retrocabalgamientos con dirección similar al cabalgamiento principal (ECOPETROL – ICP, 2001).

En esta zona particular los esfuerzos in-situ son afectados por la deriva continental y los procesos tectónicos asociados. Las placas continentales se están moviendo sobre el manto terrestre a ratas de hasta 12 cm./año y es lógico pensar que cerca de áreas de interacción entre placas, nuevas fallas puedan ser creadas o reactivadas lo que causa en general una mayor redistribución de los esfuerzos en la zona (figura 10).

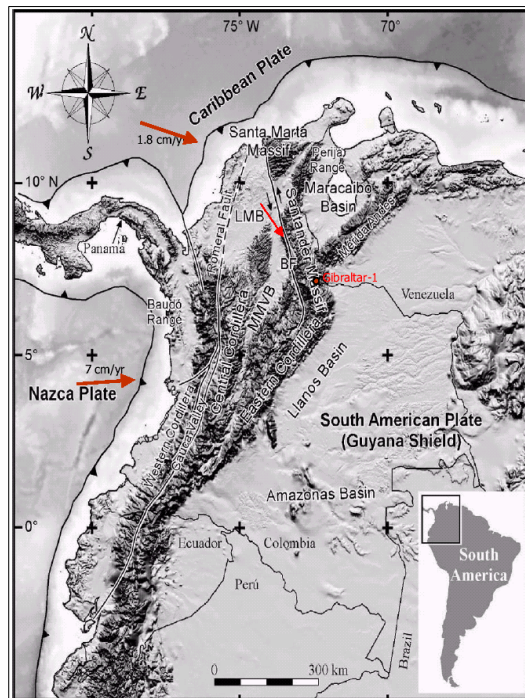


Figura 10. Esquema Tectónico Regional del Noroccidente de Suramérica. OXY REPORTE FINAL POZO 1, GIBRALTAR, 2002.

1.5 ESTRATIGRAFÍA REGIONAL

La estratigrafía del área involucra rocas del Paleozoico, Cretáceo y Terciario con presencia de múltiples discordancias regionales, en la *figura 11* se presenta la columna estratigráfica generalizada para el área de estudio.

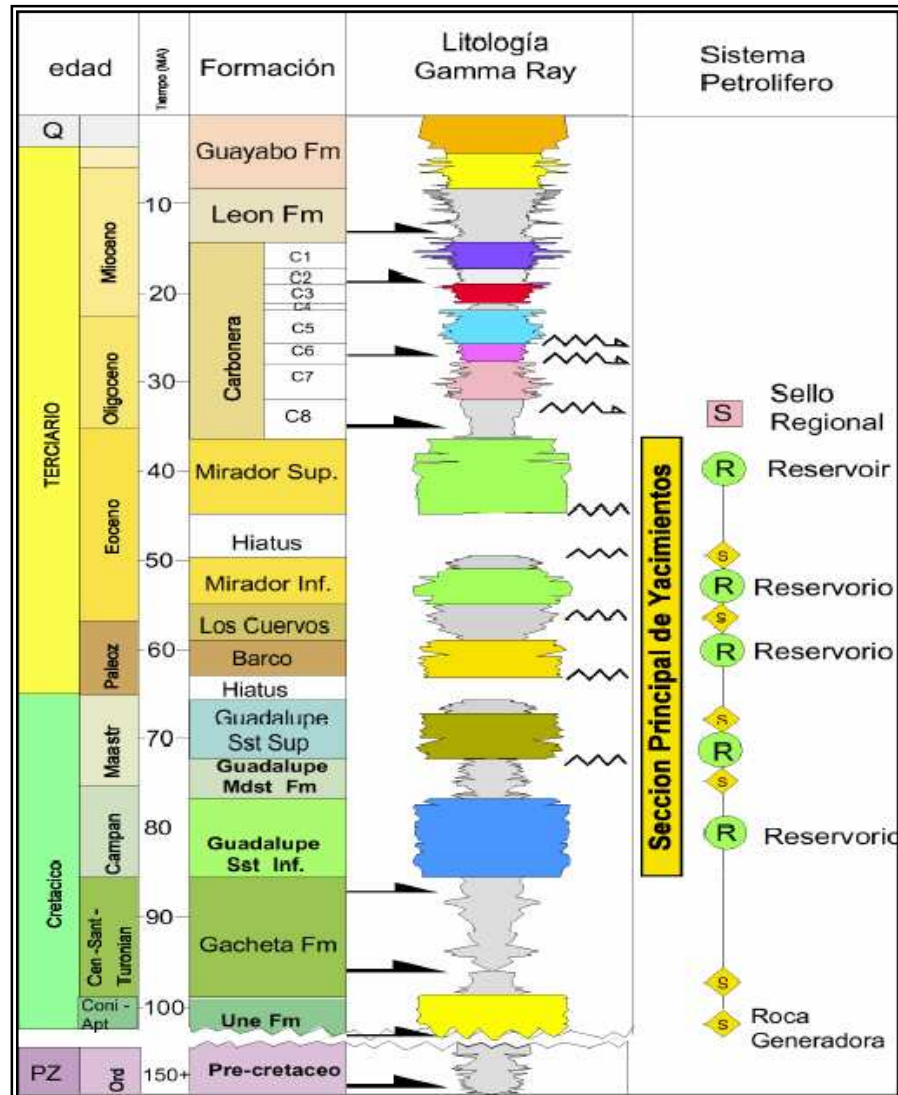


Figura 11. Columna Estratigráfica Generalizada del Piedemonte Llanero. ECOPETROL-ICP, 2001.

Las rocas más antiguas perforadas en el área son las arcillolitas del Ordovícico sobre las cuales yace de manera discordante la secuencia Cretácea, iniciada con las formaciones Fόμεque y Une (Albiano – Aptiano – Cenomaniano), seguida de la

formación Gachetá (Turoniano-Conaciano-Santoniano) y el Grupo Guadalupe (Campaniano –Maastrichtiano).

La secuencia Terciaria esta dada por las formaciones Barco y Los Cuervos (Paleoceno), Mirador (Eoceno), el Grupo Carbonera y formación León (Oligoceno-Mioceno), la formación Guayabo (Mioceno-Pleistoceno) y los depósitos mas recientes de la formación Corneta.

El entendimiento de las secuencias estratigráficas y sus efectos sobre la deformación y el estilo estructural y de los mecanismos que gobiernan su deformación (“mechanical stratigraphy”) han ayudado al mejor entendimiento de la estructuración del Piedemonte Llanero. La presencia de una secuencia cíclica conformada por intercalaciones de formaciones predominantemente arenosas y formaciones arcillosas hace que la estratigrafía se deforme siguiendo algunos patrones básicos que se evidencian a lo largo de la cuenca. Los despegues principales de las fallas se presentan en las formaciones principalmente arcillosas como son las arcillolitas del Ordovícico, la formación Gachetá, los miembros arcillosos de la formación Carbonera y la formación León.

Las principales acumulaciones de hidrocarburos en el área se encuentran en los yacimientos arenosos de la formación Guadalupe y las formaciones Barco y Mirador (*figura 11*). Las areniscas de estas formaciones tienen su aporte al este en el Escudo de la Guyana y por consiguiente son ricas en cuarzo. En la cuenca de los Llanos Orientales se encuentran varias nomenclaturas estratigráficas que han sido utilizadas por diferentes autores y empresas; en las descripciones realizadas en el presente trabajo se utiliza como referencia la correlación estratigráfica propuesta por FAJARDO (2000), la cual se presenta en la *Tabla 1*.

Tabla 1. Carta de Correlación Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia. FAJARDO et al, 2000.

ERA	PERIODO	EPOCA	EDAD	Nomenclaturas Estratigráficas					EN ESTE ESTUDIO	
				PIED. LLAN. INGEOMINAS	META ECOPETROL	CASANARE ELF-AQUITAINE	ARAUCA INTERCOL	ARAUCA OCCIDENTAL		
CENOZOICO	Q	Pleistoceno								
		Plioceno	Tardío	CORNETA	Fm. NECESIDAD	Fm. GUAYABO	Fm. ISNOTU-PALOMAR	Fm. GUAYABO		Fm. GUAYABO
			Temprano		Fm. GUAYABO					
		Mioceno	Medio	CAJA						Fm. LEON
			Temprano	DIABLO	SHALE LEON	SHALE LEON	SHALE LEON	SHALE LEON		Fm. CARBONERA c1 c2 c3 c4 c5 c6 c7 c8 c9 c10
		Oligoceno	Tardío	SAN FERNANDO	CARBONERA	CARBONERA	CARBONERA	CARBONERA		
	Paleoceno	Eoceno Tardío	Priaboniano	Fm. MIRADOR	T2	Fm. MIRADOR	Fm. MIRADOR	Fm. MIRADOR	Fm. MIRADOR	Fm. MIRADOR
				SOCHA / LOS CUERVOS Arcillas		Fm. LOS CUERVOS	Fm. LOS CUERVOS		Fm. BARCO - LOS CUERVOS	
		Paleoceno		SOCHA / BARCO Areniscas		Fm. BARCO	Fm. BARCO			
MESOZOICO	CRETACEO	Tardío	Maastrichtiano	Fm. GUADUAS		Fm. GUADALUPE		Fm. GUADALUPE K1	Fm. GUADALUPE	
			Campaniano	Fm. GUADALUPE		Fm. GACHETA	Fm. GUADALUPE K1	Fm. GUADALUPE K1	Fm. GACHETA	
			Santoniano							
			Coniaciano	Fm. CHIPAQUE	Fm. GUADALUPE K2	Areniscas Inferiores		Fm. CHIPAQUE K2	Fm. UNE	
			Turoniano							
			Canomaniense							
	Temprano	Albiano		Fm. UNE			Fm. UNE K3			
		Aptiano								
	TRIASICO-JURASICO			Fm. BATA						
						TRIASICO-JURASICO NO DIFERENCIADO				
PALEOZOICO	CAMBRICO-DEVONICO		Fm. FARALLONES					PALEOZOICO NO DIFERENCIADO		
			Fm. QUETAME					PALEOZOICO NO DIFERENCIADO		
PRECAMBRICO				BASAMENTO CRISTALINO		(ESQUEJO GUYANES)				

1.5.1 Estratigrafía y Ambiente de Depósito de la Formación Guadalupe

Con base en la información de corazones y de registros de pozo de los campos del Piedemonte Llanero, se observa que el intervalo correspondiente a la

formación Guadalupe en el Campo de Estudio es muy similar en ambiente de depositación y evolución estratigráfica al intervalo correspondiente a la misma formación en los Campos adyacentes, esto refleja una continuidad lateral de las facies presentes en la formación. Se interpreta un ambiente transicional a marino somero (*figura 12*); en el intervalo inferior predominan los depósitos de canales estuarinos y rellenos de estuarios y el intervalo superior presenta depósitos de areniscas de shoreface y de lodolitas de plataforma somera. (ECOPETROL – ICP, 2001). La formación Guadalupe está limitada a la base y al tope por superficies de inconformidad. La discordancia de la base pone en contacto lodolitas de plataforma o areniscas de shoreface de la formación Gachetá con areniscas de canales estuarinos del Guadalupe; se considera que el origen de esta inconformidad está relacionado principalmente con procesos eustáticos. La superficie de inconformidad del tope pone en contacto esta formación con rocas del Paleoceno Tardío o del Eoceno Tardío; el origen de esta discordancia está relacionado con procesos tectónicos.

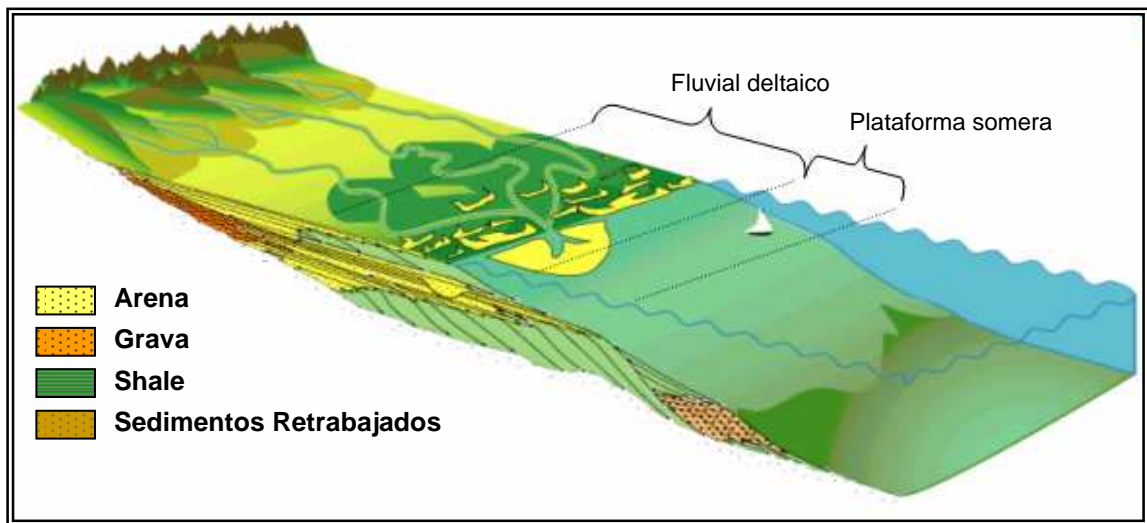


Figura 12. Ambiente de Depositación de la Formación Guadalupe. Modificado de VIRGILIO y NARANJO, 2004.

La formación Guadalupe está compuesta en su mayoría por cuarzoarenitas inmaduras de grano fino intercaladas con lodolitas síliceas. En cuanto a la edad, FAJARDO, et al (2000), propone una edad de depositación para la formación Guadalupe del Campaniano. Para ello recopila la información bioestratigráfica suministrada por MUÑOZ, 1993, quien sugiere un rango de edades del Campaniano- Maastrichtiano Temprano.

ECOPETROL-ICP (2001), definió cuatro eventos estratigráficos o ciclos de aumento/disminución en la relación espacio de acomodación contra suministro de sedimento – A/S, los cuales se denominaron de base a tope G1, G2, G3 y G4. Los ciclos G1 y G2 y la porción de aumento en A/S del ciclo G3 están constituidos por areniscas de canales estuarinos intercalados con intervalos heterolíticos (areniscas y lodolitas) de depósitos de rellenos estuarinos (*figura 13*).

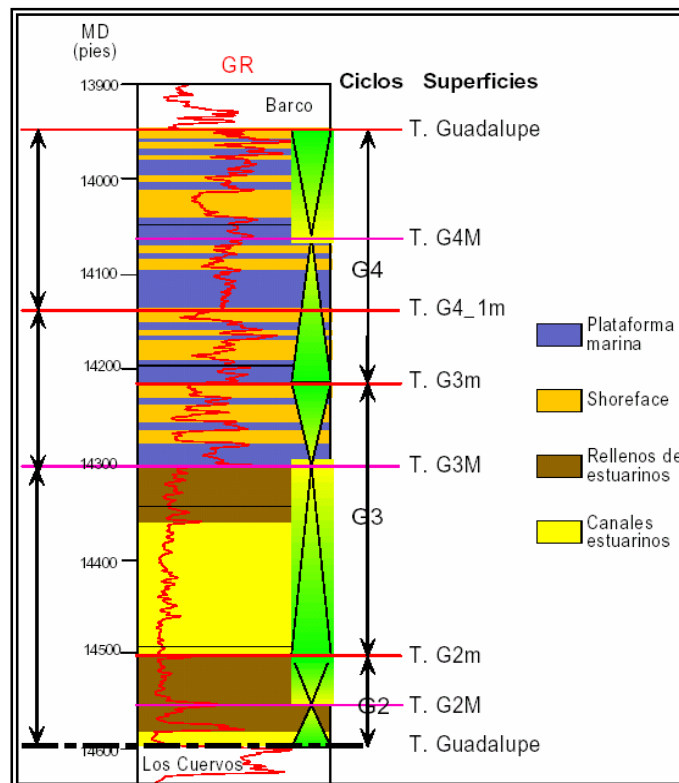


Figura 13. Interpretación Ambiental y Estratigráfica de la Formación Guadalupe en el Pozo de Estudio 1. SOTO, 2001.

Las areniscas que actúan como roca almacenadora tienen buena continuidad lateral, pues no se observan cambios importantes en la granulometría. La relación de disminución en A/S de G3 está constituida por areniscas de shoreface con delgadas intercalaciones de lodolitas de plataforma marina (*figura 13*).

Tanto los intervalos arenosos como los lodosos tienen buena continuidad lateral ECOPELROL-ICP (2001), por lo tanto las unidades de flujo (litologías arenosas) están intercaladas con intervalos que actúan como barreras verticales al flujo de fluidos. El ciclo G4 está constituido predominantemente por lodolitas de plataforma marina somera con intercalaciones de areniscas de shoreface especialmente hacia la base y tope del ciclo.

1.5.2 Estratigrafía y Ambiente de Depósito de la Formación Barco

La formación Barco corresponde al Terciario (Paleoceno Tardío) y descansa sobre la discordancia que está relacionada con procesos tectónicos (orogénesis pre-Andina).

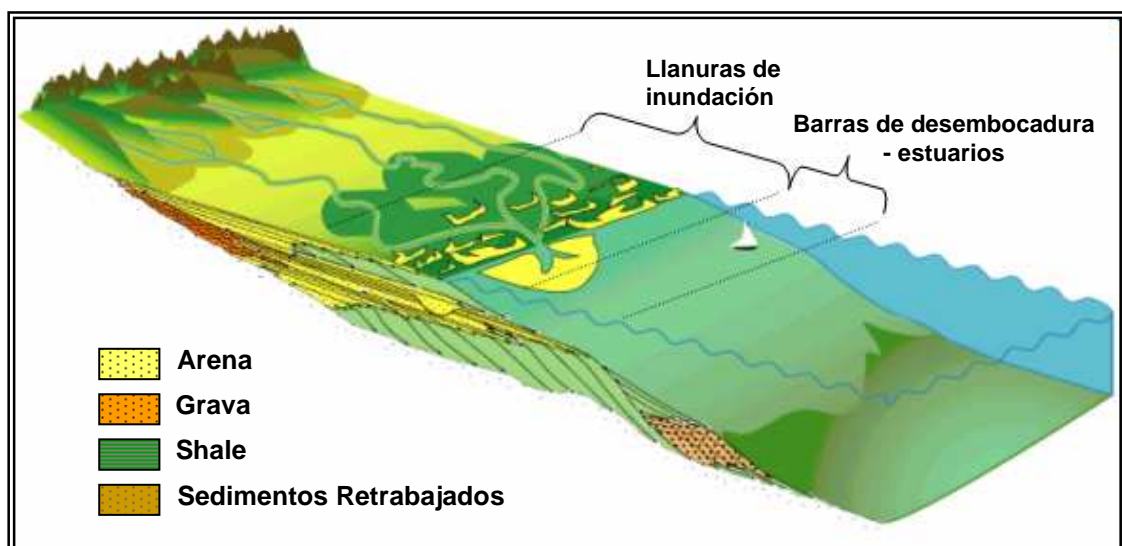


Figura 14. Ambiente de Deposición de la Formación Barco techo. Modificado de VIRGILIO y NARANJO, 2004.

La formación Barco esta compuesta principalmente por cuarzo-arenitas de grano medio o conglomerático, de color blanco, y pequeños lentes de arcillolitas y limolitas carbonosas.

A partir de la información de corazones existente en el Campo, ECOPETROL-ICP (2001), interpreta un ambiente de depositación fluvial y de llanura costera para la formación Barco (*figura 14*) e identifica depósitos arenosos de canales, depósitos arenosos de cuerpos progradantes en llanuras costeras o estuarios y lodolitas de llanura costera o bahía (*figura 15*).

ECOPETROL-ICP (2001), definió cuatro ciclos o eventos estratigráficos que se denominaron de base a tope B1, B2, B3 y B4. El ciclo basal B-1 está constituido por areniscas de canales y areniscas progradantes en llanuras costeras o estuarios.

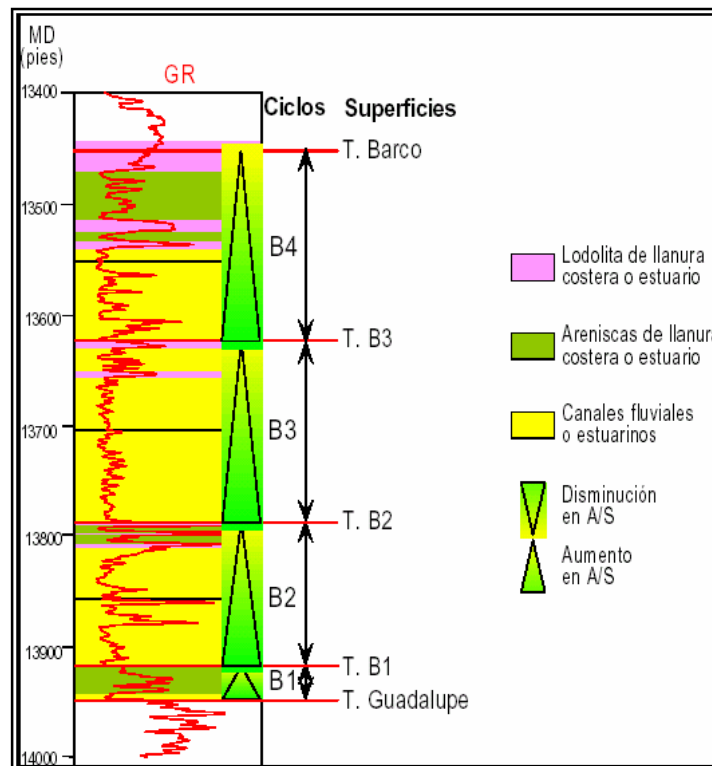


Figura 15. Interpretación Ambiental y Estratigráfica de la Formación Barco en el Pozo de Estudio 1. SOTO, 2001.

Los ciclos B-2 y B-3 están constituidos esencialmente por areniscas de canales y en algunos pozos se interpretan depósitos progradantes en llanuras costeras o estuarios. Los depósitos de canales están amalgamados y constituyen un manto de arenas que se extiende a lo largo y ancho del centro de la cuenca ECOPETROL-ICP (2001). El ciclo B-4 está constituido por areniscas de canales, areniscas de llanura costera y delgados intervalos de lodolitas depositadas en una llanura costera. Este ciclo superior es más heterogéneo que los dos anteriores desde el punto de vista facial, se encuentran areniscas de canales que pasan lateralmente a areniscas progradantes en una llanura costera.

1.5.3 Estratigrafía y Ambiente de Depósito de la Formación Los Cuervos

La formación Los Cuervos esta constituida por areniscas cuarzosas de color gris y grano fino separadas por arcillolitas grises, lodolitas moteadas y limolitas. Esta formación realiza el papel de roca sello debido a su composición de materiales finos y poco permeables en su gran mayoría.

FAJARDO et al., 2000, proponen una edad de depositación para la formación Los Cuervos de Paleoceno Tardío, para ello recopilan la información bioestratigráfica suministrada por MUÑOZ, 1993 quien le asigna una edad de Paleoceno. ECOPETROL-ICP (2001), interpreta un ambiente de depositación de marismas y pantanos para el sector suroccidental de la zona, a su vez interpreta ambientes de depositación de llanuras costeras para el sector noroccidental y en el sector central se presentan ambientes fluviales y paludales; se destacan ambientes de planicies de inundación para el sector de Piedemonte (*figura 16*). La sedimentación de estas litologías tuvo lugar en una planicie costera superior, en donde se identifican depósitos de llanura de inundación, rellenos de lagos, crevasse splay y ocasionalmente canales. Para la formación Los Cuervos, no se cuenta con información de descripción de ciclos estratigráficos.

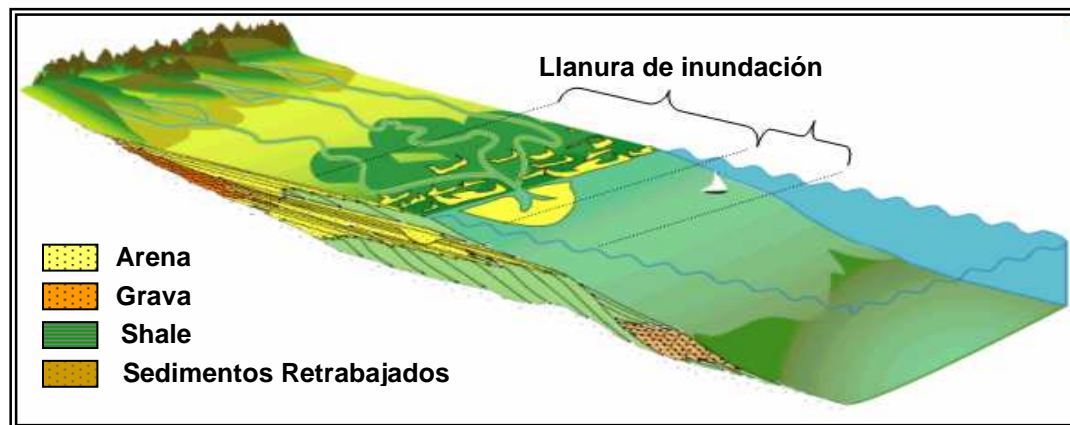


Figura 16. Ambiente de Depositación de la Formación Los Cuervos. Modificado de VIRGILIO y NARANJO, 2004.

1.5.4 Estratigrafía y Ambiente de Depósito de la Formación Mirador

Las rocas que constituyen la formación Mirador consisten en areniscas de grano grueso a fino, a veces feldespáticas, depositadas en un ambiente continental (ECOPETROL ICP, 2001). Estas areniscas son por lo general blancas a traslúcidas y el grano está subredondeado a subanguloso. Las areniscas se encuentran en niveles espesos, algunas veces hasta más de 100 pies y son separadas por arcillas carbonáceas grises a negras.

Teniendo en cuenta los atributos sedimentológicos y estratigráficos la formación Mirador en el área de estudio se puede dividir en Mirador Inferior y Mirador Superior (*figura 17*). El Mirador Inferior contiene facies que se depositaron en un ambiente continental; en estos ciclos se identificaron cuatro principales tipos de depósito: areniscas de canales, areniscas de crevasse splay o rellenos de lagos y lodolitas de lagos y llanuras de inundación. El Mirador Superior contiene facies que se depositaron en ambientes transicionales de bahías o estuarios; en estos ciclos se identifican depósitos de canales, bay-head, deltas y de rellenos de estuarios ó bahías. Esta formación constituye el reservorio más importante de la cuenca con

aproximadamente el 50% del hidrocarburo del reservorio. La Formación Mirador es de edad Eoceno Tardío.

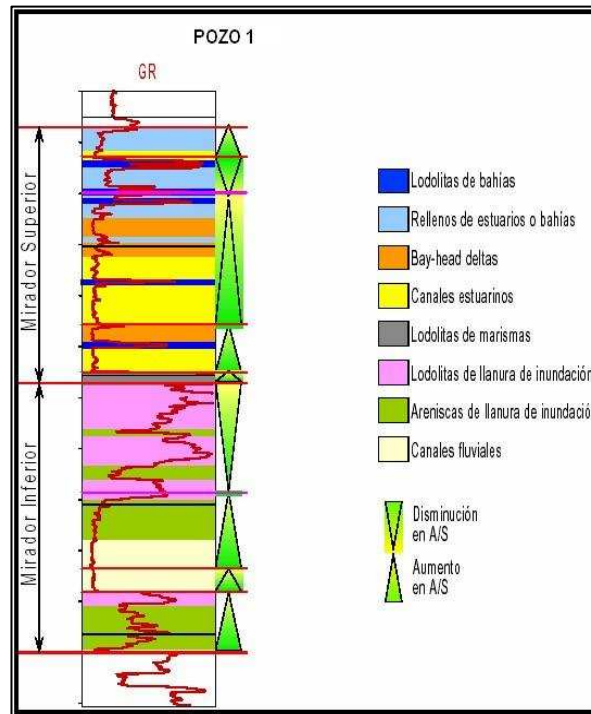


Figura 17. Interpretación Ambiental y Estratigráfica de la Formación Mirador en el Pozo de Estudio 1. SOTO, 2001.

- **Mirador Inferior**

De un análisis detallado de corazones (ECOPETROL ICP, 2001; FAJARDO et al., 2000) se definió que el Mirador Inferior está constituido por tres ciclos estratigráficos (*figura 16*), que se hallan separados por superficies de inconformidad o de exposición subaérea (*figura 18*). Estos ciclos “onlapan” continuamente la superficie de inconformidad a la base del Mirador. Los ciclos presentan una transición de areniscas de canales a areniscas de complejos de crevasse splay o rellenos de lagos y finalmente a lodolitas de lagos y llanuras de inundación; esta sucesión de depósitos puede estar o no completa. De la descripción de corazones y los datos de porosidad y permeabilidad de análisis básicos se concluyó que: 1) Las areniscas de canales corresponden a la roca con

las mejores propiedades de reservorio (alta porosidad y permeabilidad), 2) Las areniscas de crevasse splay tienen propiedades de reservorio más bajas y 3) Las lodolitas de lagos y llanuras de inundación conforman barreras verticales al flujo de fluidos.

Los depósitos de canales son relativamente continuos a través del área de estudio (ECOPETROL ICP, 2001); teniendo en cuenta la información de estudios previos, se considera que los ejes de los canales están orientados SE-NW. Los depósitos de complejos de crevasse splay o rellenos de lagos dentro de los diferentes ciclos no son continuos a través del campo; algunas veces están truncados por depósitos de canales y otras veces se pinchan en lodolitas de lagos o de llanura de inundación.

Los depósitos lodosos de lagos y llanuras de inundación tampoco son continuos a través del campo; solo en el ámbito local conforman barreras verticales al flujo de fluidos. El espesor del shale medio de la formación Mirador es muy variable en el Campo debido a erosión e incisión de valles ocurrida después de su depositación.

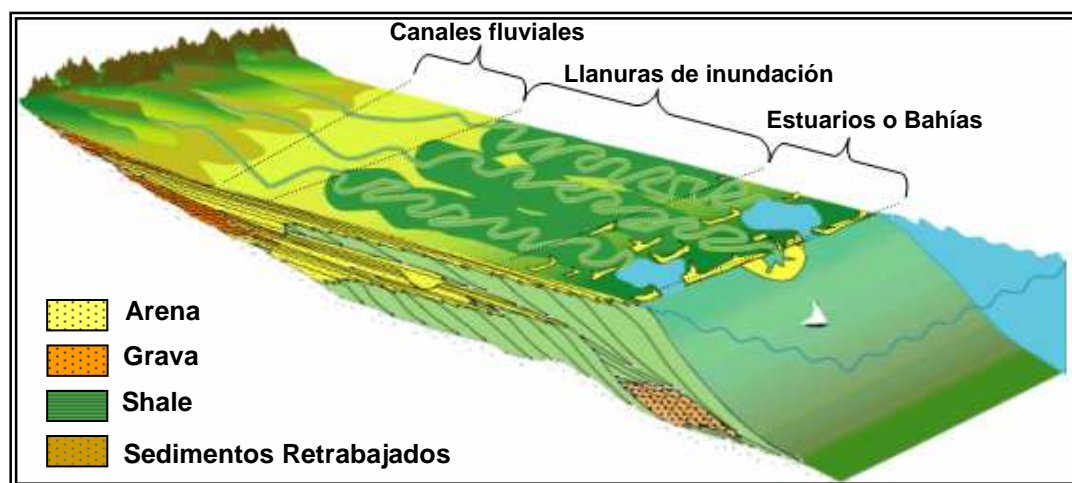


Figura 18. Ambiente de Depositación de la Formación Mirador Inferior. Modificado de VIRGILIO y NARANJO, 2004.

- **Mirador Superior**

En el área de estudio el Mirador Superior está constituido por cuatro ciclos estratigráficos (*figura 17*), en los que se identificaron depósitos de canales, de bay-head deltas y de relleno de bahías (*figura 18*). Los datos de porosidad y permeabilidad de análisis básicos de corazones definen que las areniscas de canales y de bay-head deltas corresponden a la roca con mejores características de reservorio; mientras que las areniscas de relleno de bahías o estuarios presentan mala calidad como reservorio. Extrapolando la interpretación de estudios previos se considera que los ejes de los canales tienen una orientación SE-NW.

2 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

2.1 ASPECTOS FUNDAMENTALES EN LA CARACTERIZACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Las fracturas se definen como 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 probablemente estuvo 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 predichos 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).

2.1.1 Clasificación de Yacimientos Naturalmente Fracturados Según su Capacidad de Almacenamiento

Desde el punto de vista del almacenamiento, los reservorios fracturados se pueden clasificar como tipo A, tipo B o tipo C. Muchos reservorios que podrían considerarse no productivos, son comerciales gracias a la presencia de fracturas naturales (AGUILERA, 2003).

- **Reservorios Fracturados Tipo A**

En yacimientos de tipo A, el volumen de hidrocarburos se encuentra almacenado en los poros de la matriz y una pequeña cantidad en las fracturas. La matriz típicamente tiene muy baja permeabilidad mientras que las fracturas naturales presentan permeabilidades muy altas. Pero hay excepciones, por ejemplo, la matriz del Gigante reservorio Ghawar en Arabia Saudita tiene porosidades y permeabilidades muy altas. En este reservorio las fracturas presentan trayectorias útiles en la canalización de flujos de agua no deseados, por este hecho los trabajos realizados que integran información geológica, datos sísmicos 3D y análisis de transcientes de presión están dirigidos a evitar, más que a interceptar las fracturas.

- **Reservorios Fracturados Tipo B**

En los reservorios tipo B, aproximadamente la mitad del hidrocarburo almacenado se ubica en la matriz y la otra mitad está en las fracturas. Generalmente, la matriz es compacta y las fracturas muestran mucha más permeabilidad.

- **Reservorios Fracturados Tipo C**

En estos yacimientos, todo el hidrocarburo almacenado se encuentra en las fracturas sin contribución de la matriz. Por lo tanto las fracturas proveen la permeabilidad y el almacenamiento necesario para obtener producción a nivel comercial.

Hay muchos reservorios con fracturas de origen tectónico, en los que la porosidad primaria (matriz) tiende a ser reducida o la permeabilidad es extremadamente baja, en consecuencia, no contribuyen al almacenamiento de hidrocarburos. En estos casos un amplio número de microfracturas puede estar presente para cumplir con

la función de porosidad de matriz. Esto se debe a la baja penetración de fracturas tectónicas que ocurren desde una escala macro a una escala de tamaño de grano (son mas fractales). En este caso la combinación de micro y macrofracturas pueden dar lugar al comportamiento de doble porosidad del yacimiento (AGUILERA, 2003).

2.1.2 Génesis de las Fracturas

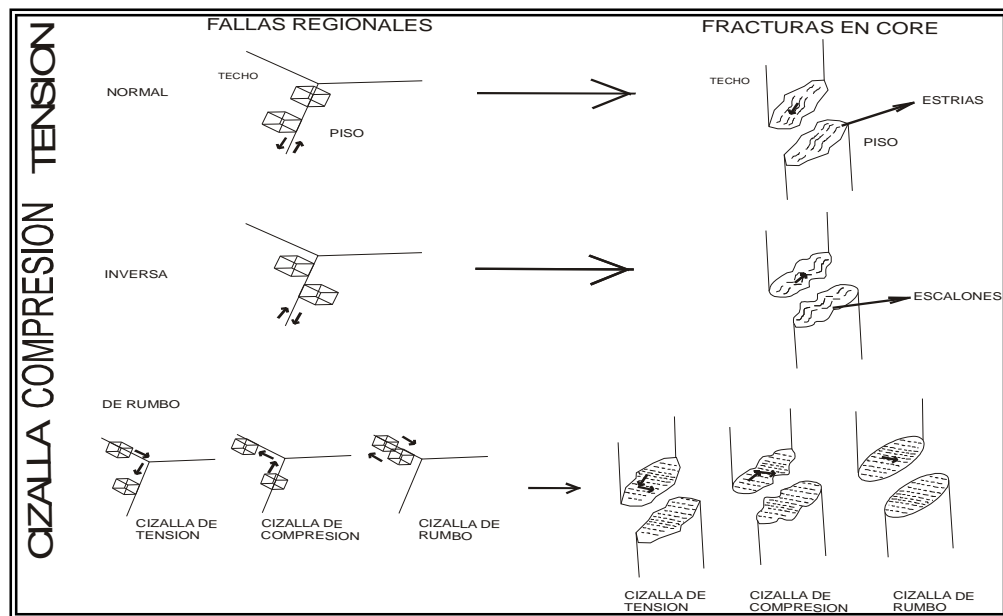


Figura 19. Analogía Fallas vs. Fracturas, Teniendo en Cuenta el Movimiento Relativo de los Bloques de Techo y Piso. GMPH, CONVENIO UIS – ICP, 2005.

Tres tipos de fracturas son identificados para tres direcciones principales de stress, (figura 19). Toda fractura de tipo natural y frágil en la roca debe conformar uno de estos tres tipos básicos de fracturas: cizalla, compresión 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 20* se puede observar la dirección del esfuerzo de cizalladura y a su vez la dirección que tomaran las fracturas de cizalla.

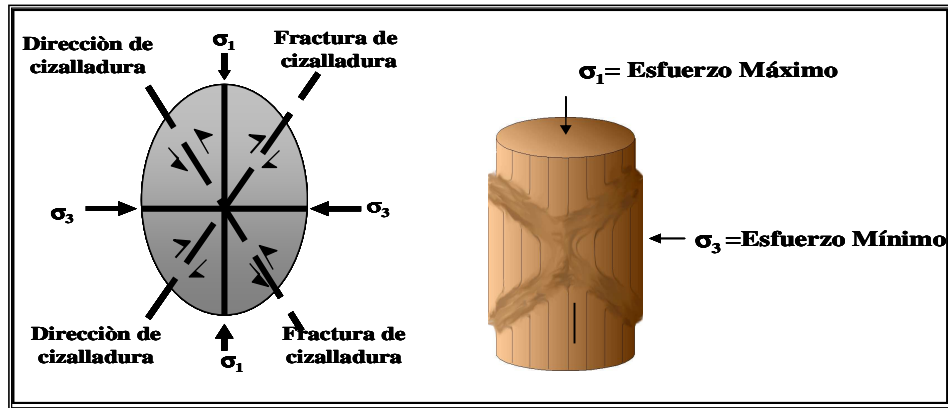


Figura 20. A la Izquierda la Representación Gráfica de la Cizalladura; a la Derecha la Representación de los Esfuerzos Sobre la Muestra. OSORIO, G., 2004.

- **Fracturas de Compresión**

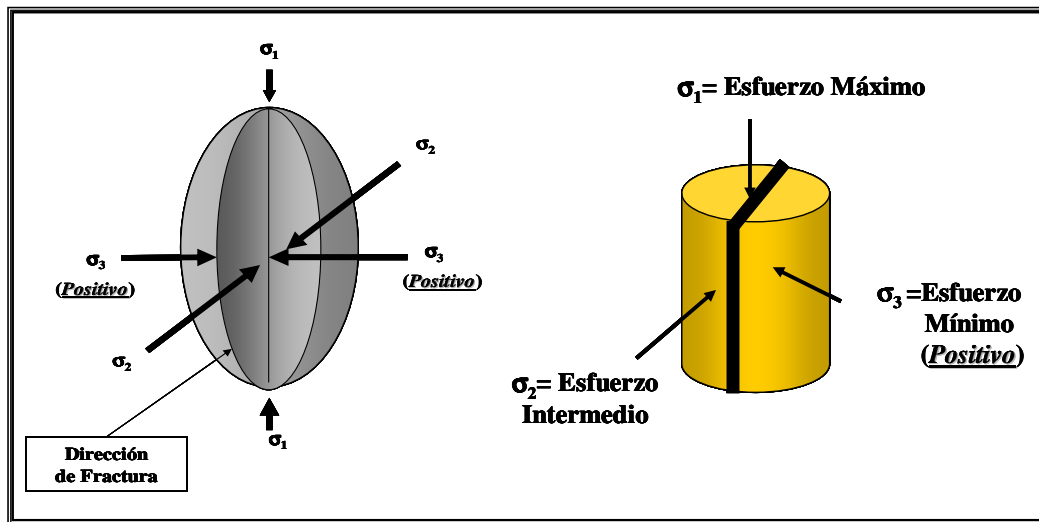


Figura 21. A la Izquierda la Representación Gráfica de la Dirección de Fractura de Compresión; a la Derecha la Representación de los Esfuerzos Sobre la Muestra. OSORIO, G., 2004.

Las fracturas de compresión 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 21*).

- **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 compresión, es paralela a la dirección de los esfuerzos Máximo e Intermedio (*figura 22*).

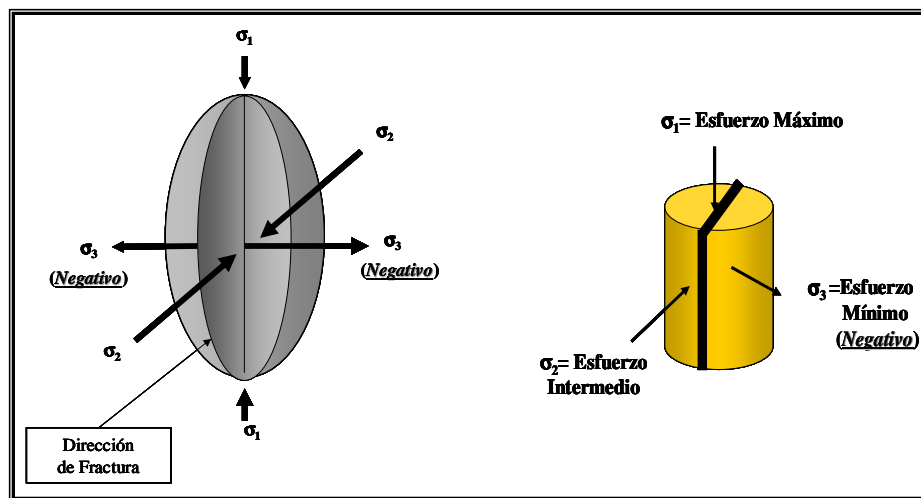


Figura 22. A la Izquierda la Representación Gráfica de la Dirección de Fractura de Tensión; a la Derecha la Representación de los Esfuerzos Sobre la Muestra. OSORIO, G., 2004.

Estas fracturas son semejantes a las fracturas de compresión. Sin embargo, para formar una fractura de tensión, al menos uno de los esfuerzos debe ser negativo. Para formar una fractura de compresión, todos los tres esfuerzos principales deben ser positivos (compresivos). Las fracturas de tensión solo ocurren cerca a la superficie, mientras que las fracturas de compresión pueden ocurrir en condiciones de mayor profundidad.

2.1.3 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.

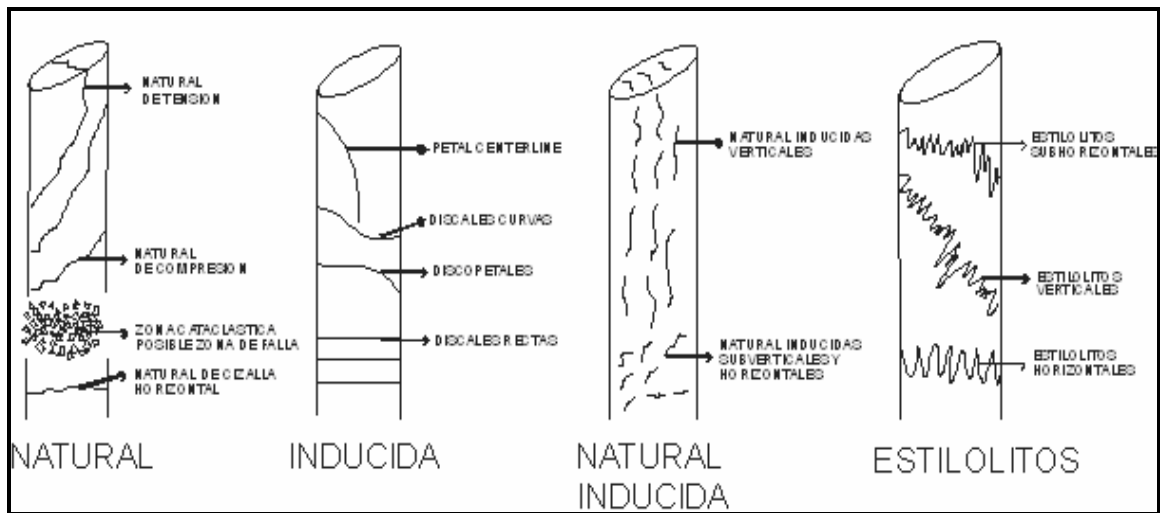


Figura 23. Clasificación de los Tipos de Fracturas en Núcleos de Perforación. KULANDER, 1990.

- **Fracturas Naturales**

Se definen como discontinuidades planares macroscópicas o rompimientos en una roca causados por esfuerzos que exceden la resistencia de la misma los cuales se generan mediante mecanismos naturales (*figura 23*).

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 (*figura 23*). 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 y guardan cierta simetría o patrón regular que no se presenta en las naturales.

- **Fracturas Natural – Inducida**

Las fracturas natural-inducida se observan como fracturas “incompletas”, las cuales no atraviesan completamente el núcleo sino que son un plano de debilidad que ya existía como tal pero que por esfuerzos inducidos terminó por manifestarse parcialmente, (*figura 23*).

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

2.1.4 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, 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.

- **Fracturas Deformadas**

Las fracturas deformadas se originan en una zona de cizalla dúctil, donde inicialmente se presentan como abiertas y posteriormente se alteraron físicamente por el movimiento tectónico de la cizalla.

Aquí se incluyen fracturas estriadas y alisadas. Las estrías son formadas por acumulaciones de material finalmente desgastado resultante de la granulación o movimientos de deslizamiento. Las fracturas alisadas son el resultado del deslizamiento friccional a lo largo de una fractura o un plano de falla. Estas superficies estriadas o pulidas pueden incrementar la permeabilidad en dirección paralela a la fractura pero disminuir drásticamente la permeabilidad perpendicularmente a ésta.

- **Fracturas Mineralizadas**

Estas fracturas han sido cementadas u “obstruidas” por mineralizaciones diagenéticas secundarias. A menudo todo este material secundario cementante es cuarzo, carbonato o ambos. Los minerales pueden cementar de manera completa o parcial. Este efecto en la permeabilidad depende completamente del relleno y de la historia diagenética del material. Usualmente las fracturas cementadas son barreras permeables, pero la cementación incompleta de la fractura puede formar un poro ó una porosidad intergranular que genera un incremento en el valor de la permeabilidad del reservorio.

- **Fracturas Vugulares**

Las fracturas vugulares no son morfológicamente una fractura verdadera, ellas son una matriz de alteración alrededor de una fractura.

Las fracturas vugulares se forman cuando los fluidos penetran en las rocas de baja permeabilidad a lo largo de los planos de fractura. Si los fluidos están en desequilibrio con la matriz de la roca, la disolución puede ocurrir. Estas fracturas pueden proporcionar porosidades y permeabilidades significativas debido a su forma relativamente redondeada.

2.1.5 Interacción Matriz/ Fractura

Los núcleos de perforación son una excelente fuente de información directa para determinar el tipo de interacción que puede encontrarse entre matriz y fracturas. Se consideran diferentes posibilidades (AGUILERA, 2003):

- **Mineralización Secundaria Insignificante**

Cuando las fracturas naturales están abiertas y tienen una cantidad insignificante de mineralización secundaria, los hidrocarburos se mueven desde la matriz hacia las fracturas sin ninguna restricción. El movimiento rápido de estos fluidos está controlado por la caída de presión en las fracturas y por propiedades de la matriz tales como, permeabilidad, porosidad y compresibilidad, viscosidad del fluido espaciado de las fracturas o tamaño de los bloques de la matriz. Estos tipos de fracturas generan una tasa de flujo inicial muy alta. El principal problema con este tipo de fracturas es que tienden a cerrarse a medida que el reservorio depleta dependiendo de los esfuerzos in situ, de la presión inicial del reservorio y de la reducción de la presión al interior de las fracturas. En este caso las fracturas son mucho más compresibles que la roca huésped. Si el reservorio está inicialmente sobrepresurizado, el cierre de las fracturas puede tener un impacto significativo en el recobro del hidrocarburo y por ende mayores pérdidas financieras. Si el reservorio está inicialmente subpresurizado, el cierre de las fracturas no es significativo, debido a que gran parte de los cierres en el reservorio ya ocurrieron. El recobro final fraccional, será mayor que en el caso anterior.

- **Presencia de Mineralización Secundaria**

Cuando las fracturas naturales tienen cierta cantidad de mineralización secundaria, el flujo de fluidos desde la matriz hacia las fracturas es ligeramente restringido. Desde el punto de vista del comportamiento de la presión durante una prueba de

presión, la mineralización secundaria puede ser visualizada como un daño natural en el yacimiento (que no sea confundido con el daño mecánico generalmente calculado). La mineralización parcial es una “bendición disfrazada” (AGUILERA, 2003). En este caso, los minerales secundarios actúan como un apuntalante natural y los cierres de las fracturas serán reducidos significativamente (más no totalmente, aún en yacimientos sobrepresurizados). Esto se refleja en un alto recobro final.

- **Mineralización Secundaria Total**

Cuando se presenta una mineralización secundaria significativa, aunque haya gran cantidad de hidrocarburo en el reservorio, el recobro final será bajo. Las fracturas mineralizadas dividirán el reservorio produciendo recobros finales muy bajos.

- **Fracturas Vugulares**

Presentan altas porosidades, que incluso alcanzan el 100% en algunos intervalos y varios darcies de permeabilidad. Si las cavidades están conectadas, la producción puede alcanzar varios miles de barriles, en caso contrario la porosidad y permeabilidad no son efectivas. Las fracturas vugulares poseen la ventaja de no cerrarse gracias a su geometría redondeada.

2.2 ASPECTOS FUNDAMENTALES DE LOS REGISTROS DE IMAGEN

Los registros de imágenes proveen información de las paredes del pozo y permiten 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 los esfuerzos locales.

Los registros de imágenes más utilizados en la actualidad se clasifican de acuerdo con su principio de operación en dos grupos:

2.2.1 Registros Resistivos

Son herramientas eléctricas que generan una imagen de la formación a partir de mediciones de la resistividad de la zona invadida. Las herramientas en general se componen de patines articulados que consisten en series de sensores, los cuales se ponen en contacto con la pared del pozo y sobre ella emiten una corriente eléctrica que permite establecer una diferencia de potencial para determinar posteriormente la resistividad de la zona. Los registros de imagen resistivos comúnmente utilizados en la industria son:

- **Formation Micro Scanner (FMS)**

Esta herramienta se halla disponible en tres versiones, la primera **FMS-A** (*figura 24*), similar al SHDT (Stratigraphic High Resolution Dipmeter), con despliegues adicionales de 27 botones de resistividad cada uno localizado sobre dos patines adyacentes y con una resolución lateral de 2.8 in.; presenta una cobertura del 20% en huecos de 8 ½ in.

La herramienta **Slimhole FMS-B** posee 4 dispositivos articulados (patines) que contienen 2 conjuntos de electrodos, un conjunto suministra información de la deformación del pozo y el otro las imágenes del mismo (*figura 24*); presenta una cobertura del 40% en huecos de 6 ¼ in.

La herramienta **FMS-C** (*figura 24*) posee la misma configuración de la herramienta anterior y presenta la misma cobertura, cuando registra en huecos de 8 ½ in. En general, la disposición del arreglo de las imágenes está localizada en dispositivos separados 90°.

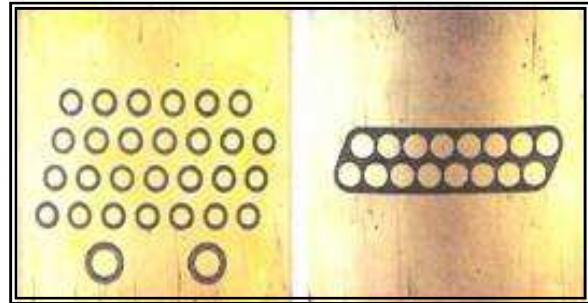
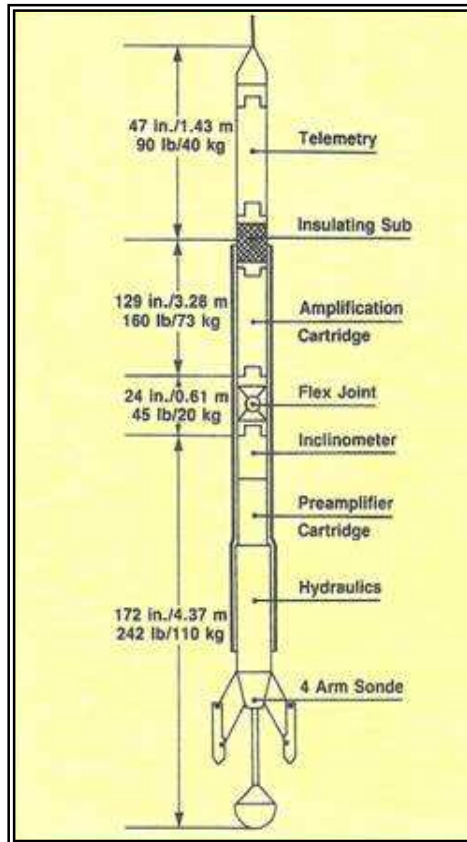


Figura 24. Configuración de Electrodos por Patín de la Herramienta FMS. FMS BROCHURE SCHLUMBERGER, 1991.

La respuesta del FMS esta influenciada por la porosidad, por las características texturales de la roca y por la rugosidad del pozo. Esta herramienta captura dos dimensiones orientadas del pozo, donde la imagen da una alta resolución de las variaciones de micro resistividad alrededor de las paredes del pozo (*figura 25*).

Además puede detectar fracturas en un rango que va de fracciones de milímetro hasta varios centímetros y dar una excelente resolución vertical para distinguir fracturas abiertas de cerradas.

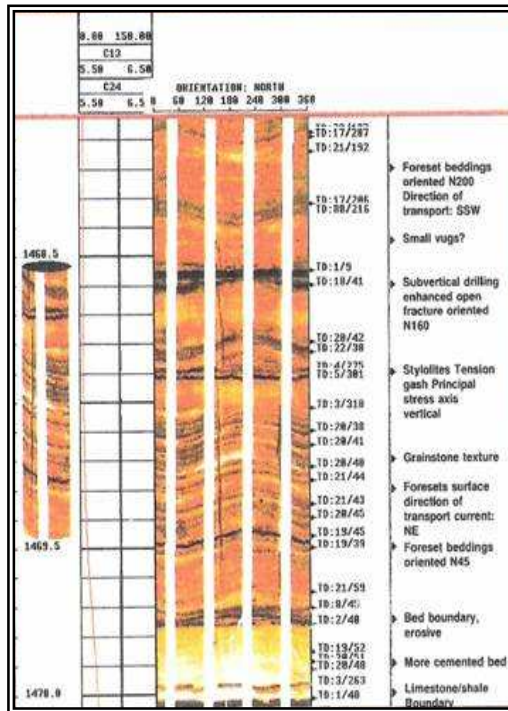


Figura 25. Imágenes Generadas por la Herramienta FMS. FMS BROCHURE SCHLUMBERGER, 1991.

Ciertas características adicionales pueden ser encontradas en este registro como:

- Las imágenes del FMS parecen altamente influenciadas por cambios a pequeña escala en el tamaño del pozo.
- Las respuestas a la resistividad en el FMS pueden ser probablemente afectadas por la disminución de contacto del patín en intervalos con ensanchamiento del pozo.
- Las imágenes del registro no son probablemente una sustitución perfecta para núcleos enteros, especialmente en un reservorio estratificado muy delgado. La veracidad de las imágenes deben ser probadas por calibración con núcleos al menos una vez en cada área.
- Arenas fuertemente cementadas son fácilmente distinguidas en las imágenes del FMS.

- **Fullbore Formation Micro Imager (FMI)**

Es una herramienta empleada en lodos base agua, para proveer una imagen eléctrica a la totalidad del pozo ofreciendo información cuantitativa especialmente utilizada en análisis de fracturas.

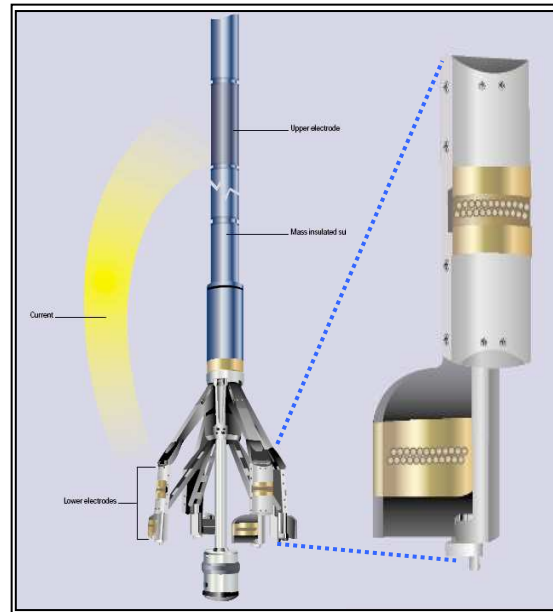


Figura 26. Configuración de la Herramienta FMI. FMI BROCHURE SCHLUMBERGER, 2002.

El registro suministra una imagen de la formación con un cubrimiento que varía respecto al diámetro del hueco y una resolución de 0.2 in en la dirección vertical. Además tiene un procesamiento de los datos de rumbo y buzamiento en tiempo real y la facilidad de poderse combinar con otras herramientas.

La herramienta de 4 brazos (*figura 26*) provee imágenes similares al FMS. Posee además un módulo dipmeter que permite la adquisición de información de inclinación de estructuras. Esta herramienta se aplica en análisis estructurales, caracterización de cuerpos sedimentarios, ampliación de análisis texturales con sensores de alta resolución, evaluación de los patrones de fracturas y caracterización de yacimientos.

Características útiles en el análisis del registro serían:

- La utilización 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 (*figura 27*).
- En las imágenes de la herramienta FMI se pueden realizar análisis estratigráficos, donde se puede obtener la interpretación de ambientes de deposición de la roca que se esta 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 inducidas, generando soluciones para el diseño de programas de lodo en el momento de perforar.

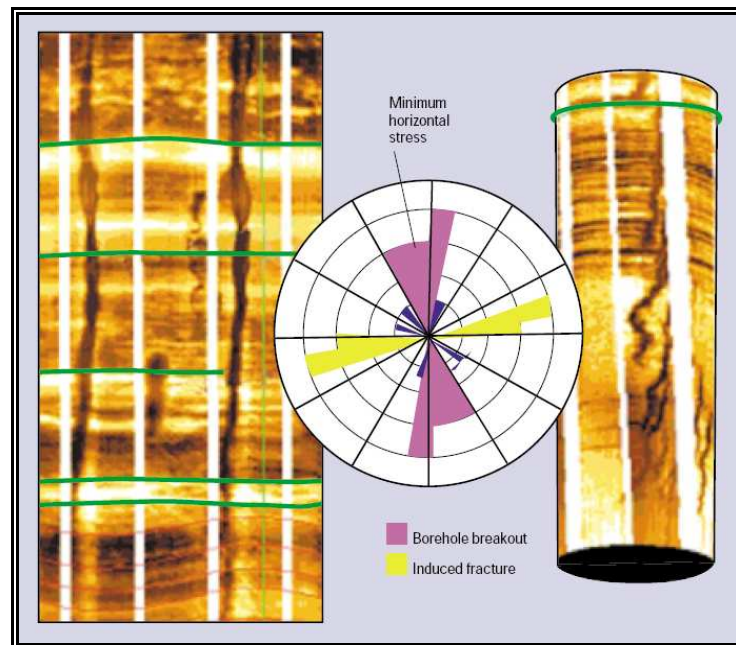


Figura 27. Imagen Generada por un Registro FMI. FMI BROCHURE SCHLUMBERGER, 2002.

- **Oil Based Mud Microlmager (OBMI)**

Es una novedosa herramienta desarrollada por SCHLUMBERGER (2002) capaz de generar imágenes de resistividad en lodos no conductivos (lodos base aceite y sintéticos) (*figura 28*).

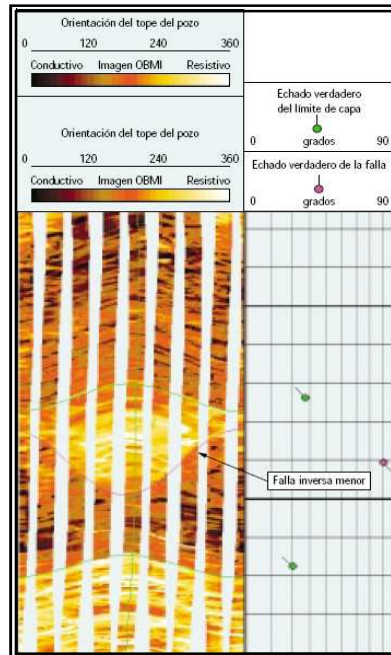


Figura 28. Imágenes Generadas por la Herramienta OBMI. OBMI BROCHURE SCHLUMBERGER, 2002.

En estos lodos, los puntos de contacto eléctrico entre los patines de generación de imágenes (específicamente los electrodos de corriente y los pares de electrodos) y las paredes del pozo son puntos de alta impedancia. Esta impedancia de contacto se origina en la delgada película de lodo de alta resistencia y revoques de filtración o tortas de lodo que se encuentran entre el patín y la formación.

Esta nueva herramienta emplea el método de cuatro terminales para medir la resistividad (*figura 29*). Los cuatro patines de generación de imágenes de la herramienta inyectan en la formación una corriente alterna I , entre dos electrodos

inyectores de corriente ubicados por encima y por debajo de cinco pares de pequeños electrodos.

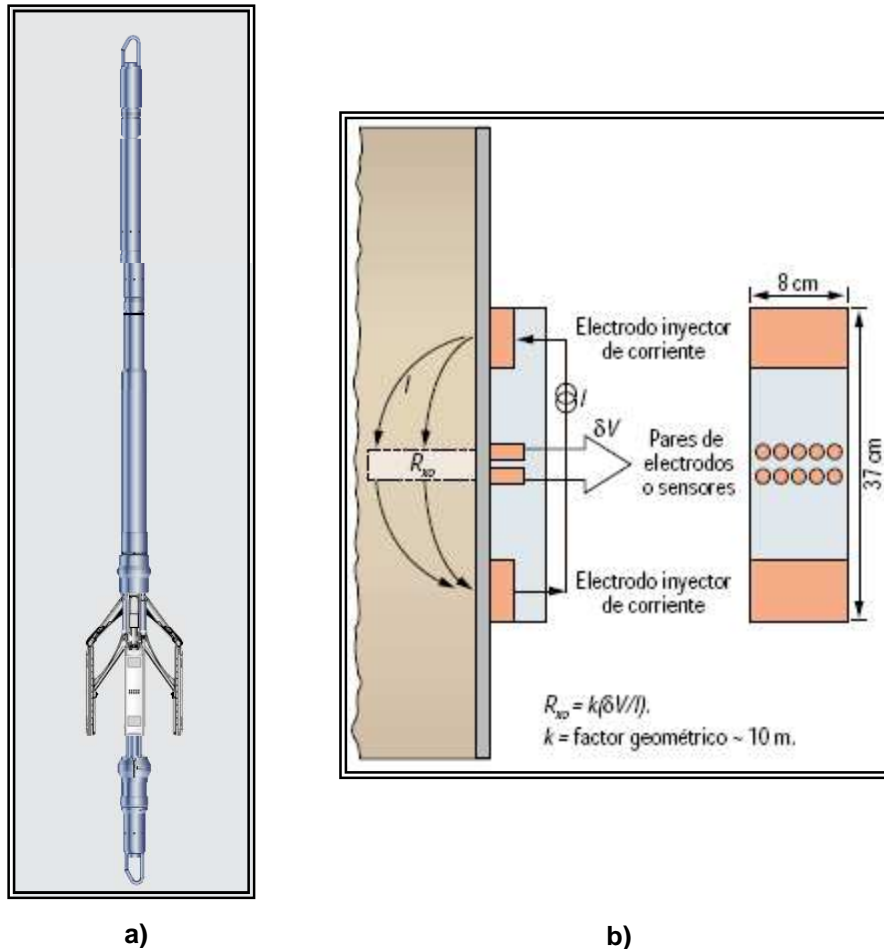


Figura 29. a) Herramienta OBMI. **b)** Diagrama Esquemático del Patín OBMI Contra la Pared del Pozo en Vista Lateral (izquierda) y en Vista Frontal (derecha). OBMI BROCHURE SCHLUMBERGER, 2002.

Se mide una diferencia de potencial entre los electrodos de cada par. Para cada par de electrodos, se deriva una resistividad de zona invadida, R_{xo} , a partir del valor medido de la diferencia de potencial., de una I conocida y del factor geométrico de la herramienta; esto puede escribirse mediante la ecuación:

$$R_{xo} = k (d.d.p. / I) \quad \text{Ecuación 1.}$$

Lo que comienza como una diferencia de potencial de cientos de voltios en el electrodo inyector disminuye a sólo una fracción de milivoltio en los pares de electrodos. La ejecución de esta sutil medición simultáneamente con la generación de los altos voltajes requeridos se logra con el desarrollo del patín de generación de imágenes anteriormente descrito.

2.2.2 Registros Acústicos

Las primeras herramientas acústicas fueron introducidas a la industria hace más de 25 años. En los últimos años estas herramientas han mejorado, proporcionando mejores y amplias soluciones a los problemas a los que están enfrentados los ingenieros y geólogos de producción . Dentro de los registros que generan imágenes acústicas se tienen:

- Ultrasonic Borehole Imager (UBI) de Schlumberger.
- Bore Hole Tele Viewer (BHTV) de Schlumberger
- Circumferential Borehole Imaging Log (CBIL) de Western Atlas
- Circumferential Acoustic Scanning Tool (CAST) de Halliburton.

En general estas herramientas proporcionan una imagen tanto de la reflexión acústica como del tiempo de viaje para así inferir el radio del pozo.

- **Ultrasonic Borehole Imager (UBI)**

El UBI fue introducido a la industria en 1990 por Schlumberger y desde entonces ha tenido una amplia aplicación para determinar las características de la pared y el diámetro del pozo. La herramienta UBI fue desarrollada a partir del Ultrasonic Imager (USI), con el fin de obtener imágenes de la pared del pozo en lodos no conductivos base aceite e imágenes acústicas alternativas a las imágenes de microrresistividad proporcionadas por el FMI (SCHLUMBERGER, UBI BROCHURE, 2002).

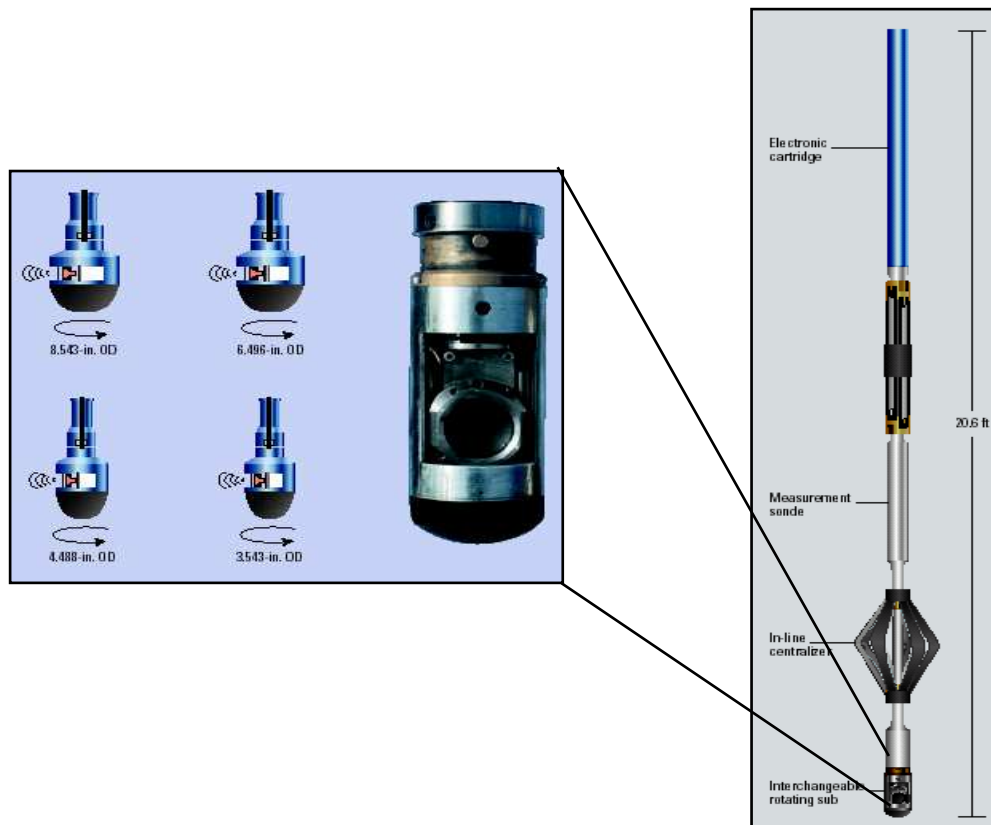


Figura 30. A la Izquierda se Observan Varios Tamaños de Transductores y a la Derecha la Configuración de la Herramienta UBI. ELLIOTT, 1997.

La herramienta (*figura 30*) consiste de una sonda con un transductor de alta resolución, el cual está disponible en varios tamaños para diferentes tipos de broca y cuyo objetivo es proveer imágenes acústicas exactas de hueco abierto en lodos base agua o aceite.

El transductor (*figura 31*) a medida que rota emite pequeños pulsos ultrasónicos en una frecuencia de 250 a 500 KHz, los cuales reproducen un eco al chocar con la pared registrándose el tiempo de viaje o tránsito, que es convertido al radio del pozo usando la medida de la velocidad acústica en el fluido del pozo y las amplitudes del eco emitido. Las frecuencias más altas proporcionan imágenes de mayor resolución mientras que las frecuencias bajas permiten hacer mediciones precisas en lodos altamente dispersivos. El transductor acústico gira entre 7 y 12

revoluciones por segundo, registrando cada vez 180 ecos acústicos de la pared de la perforación. Tiene las dos funciones, transmite y recibe. Las altas frecuencias tienen mejores resoluciones de imagen, pero las bajas frecuencias proveen medidas más robustas en lodos altamente dispersivos.

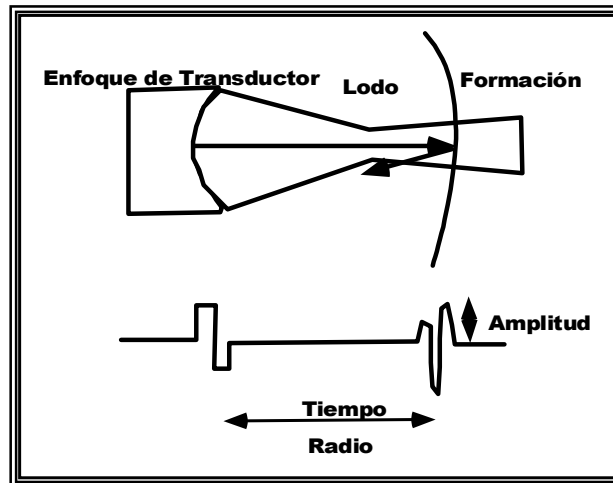


Figura 31. Principio Físico que Utiliza el Transductor. Reflexión del Pulso Ultrasónico en la Formación. ELLIOTT, 1997.

La herramienta al medir la amplitud y el tiempo de tránsito produce dos imágenes, ambas desplegadas como imágenes del pozo a 360°, donde una imagen es la amplitud y la otra es el radio del pozo (*figura 32*). Los colores oscuros en la imagen representan amplitudes bajas y radios grandes indicando rugosidades del hueco.

Esta herramienta es sensible a excentricidades hasta de $\frac{1}{4}$ de pulgada dando imágenes claras, limpias y fáciles de interpretar aún en pozos desviados. Las medidas son orientadas con respecto al norte o con respecto al tope del hueco. Los efectos de excentricidad, la amplitud y el radio son corregidos usando un algoritmo que no es afectado por la presencia de fracturas y Breakouts verticales.

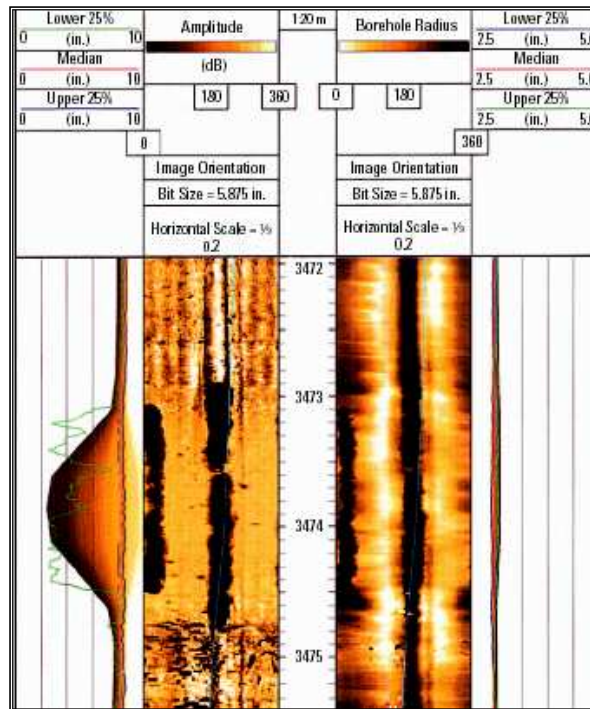


Figura 32. Visualización de la Amplitud y el Radio del Pozo. En el Centro de la Imagen la Banda Oscura Corresponde a un Breakout. ELLIOTT, 1997.

Además de la aplicación en la determinación de las deformaciones en el pozo como keyseat y breakouts, esta herramienta permite identificar la dirección del buzamiento de las capas estratificadas y fracturas naturales e inducidas. Estas aplicaciones son ampliamente utilizadas en los campos del mundo y en Colombia se ha venido utilizando sobre algunos intervalos de los pozos del Campo Cupiagua. De la información obtenida de las imágenes ha sido posible determinar en algunos pozos la presencia de fallas, así como el estado de esfuerzos.

Entre las desventajas de la herramienta se tienen:

- Si el hueco presenta varias zonas de derrumbe, estas aparecen en el registro como una zona oscura y no se distinguen los rasgos de la formación.

- No es posible determinar variaciones en litología a menos que estas correspondan a efectos de la pared del pozo como cambios en rugosidad o en el diámetro del hueco.
- Un lodo con abundantes partículas en solución limita e impide la visualización de las paredes del hueco y genera una imagen borrosa.
- Las secciones donde la tubería se recuesta sobre la pared del hueco, se muestran en la imagen como una banda oscura que no permite observar los detalles de la pared del pozo.
- Las fracturas inducidas que se formen con la misma tendencia de las fracturas naturales, son difíciles de diferenciar en las imágenes.

- **BoreHole TeleViewer (BHTV)**

Es una herramienta nueva, hasta ahora solo usada para pozos de investigación y en muy pocos pozos petroleros, para determinar la geometría de los pozos y sus deformaciones. No se trata como podría pensarse de imágenes televisivas, sino de registros obtenidos por una sonda sismo acústica con un emisor piezo-eléctrico que envía señales de alta frecuencia (1,2 MHz) que se reflejan luego en las paredes del pozo.

El aparato mide el tiempo de retorno de dichas ondas, entre 200 y 600 veces (pulsos) por cada giro del emisor- receptor, lo cual garantiza un cubrimiento denso de la superficie estudiada y permitir así el reconocimiento de rugosidades, grietas, desprendimientos y deformaciones elípticas, según lo describen Zoback et al. (1985), de todos modos el método aún no ha sido empleado en Colombia (*figura 33*).

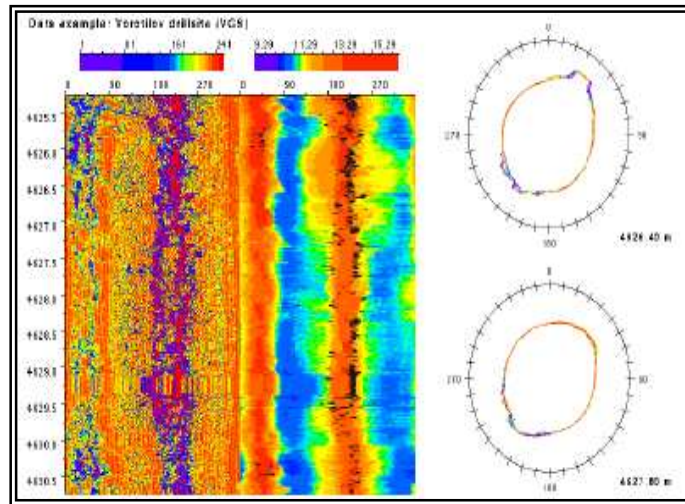


Figura 33. Imagen BHTV Mostrando una Sección de Breakout. GÔLKE, 1992.

El lado izquierdo de la *figura 33* muestra una vista desenvuelta de la pared del pozo para la amplitud de los rayos ultrasónicos reflejados y el radio como una función de la profundidad y el azimut versus el norte geográfico. El lado derecho muestra una sección transversal de pozo por la superposición de 10 líneas escaneadas consecutivas (representando una distancia vertical de 5 cm en el pozo). En la vista desenvuelta de la pared del pozo los breakouts pueden ser vistos como una línea difusa corriendo verticalmente a lo largo del pozo a orientaciones de aproximadamente NNE y SSW.

3 METODOLOGIA PARA LA INTERPRETACIÓN DE REGISTROS UBI APLICADA A LA CARACTERIZACIÓN DE FRACTURAS NATURALES

En este proyecto se utilizaron los registros de imagen UBI correspondientes a tres pozos del campo de estudio, los cuales muestran la pared de cada uno cuando estos atraviesan la formación Mirador; con los registros UBI se pueden identificar los rasgos deformativos presentes en la roca a escala mesoscópica.

Además, se empleó la Caracterización Estática del fracturamiento presente en los núcleos de perforación (GMPH, CONVENIO UIS – ICP, 2005) y los Pavement Maps previamente elaborados para los pozos 1, 2 y 3 que corresponden a la formación Mirador. Cabe anotar que los intervalos corazonados y registrados con la herramienta UBI no cubren el espesor total de la formación; estos intervalos se muestran en la *tabla 2*.

Tabla 2. Espesores Registrados y Corazonados Para los Pozos 1, 2 y 3 en La Formación Mirador. Datos Suministrados por Litoteca Nacional – ICP, 2006.

Pozo	Formación Mirador				Registro UBI				Corazonado			
	Tope (ft)	Base (ft)	Total (ft)	%	Tope (ft)	Base (ft)	Total (ft)	%	Tope (ft)	Base (ft)	Total (ft)	%
1	14600	15130	530	100	14620	15137	517	97,5	14760	15064	304	57,4
2	12438	12983	545	100	12450	12930	480	88,1	12446	12983	537	98,5
3	13780	14363	583	100	13780	14360	580	99,5	13860	14117	257	44,1

La metodología empleada en el presente proyecto se puede describir de la siguiente manera:

3.1 UBICACIÓN E IDENTIFICACIÓN DE RASGOS OBSERVABLES EN LOS REGISTROS UBI

El primer paso en la caracterización es identificar y señalar los rasgos observables en el registro UBI, luego ubicarlos según la profundidad en la que se encuentran, la cual generalmente se expresa a una escala Medium Depth (MD).

Entre los rasgos más comunes que pueden observarse en un registro UBI se destacan:

- Fracturas Naturales
- Planos de estratificación
- Fracturas inducidas durante la perforación (DIFT)
- Breakouts

3.1.1 Fracturas Naturales

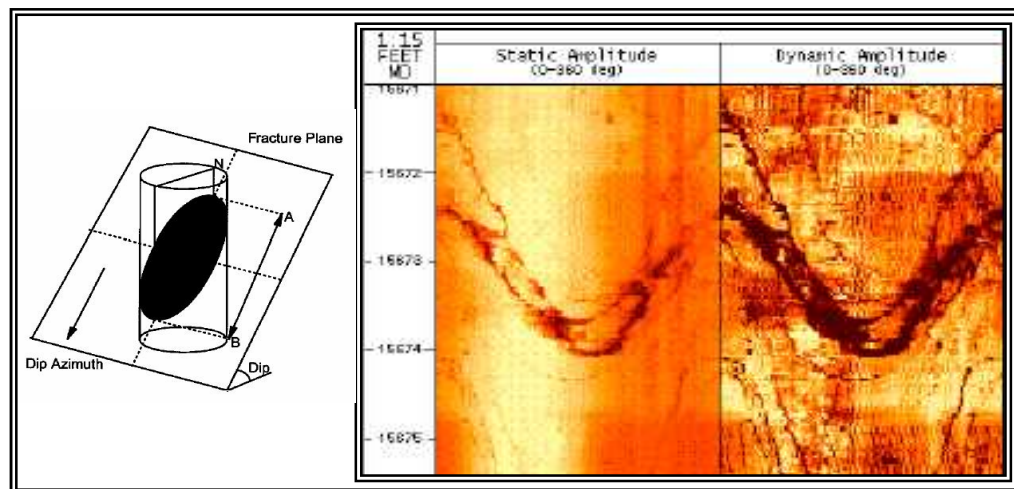


Figura 34. Aspecto de las Fracturas en el Registro UBI. SCHLUMBERGER, 1997.

Las fracturas naturales consideradas, se definen como discontinuidades planares producto de procesos de deformación tectónica no cohesiva o diagénesis física

que exhiben atributos sistemáticos a través de áreas específicas (e. g NELSON, 2001).

Al analizar un modelo geométrico, las fracturas corresponden a planos que intersecan al pozo, el cual se asume como vertical o levemente inclinado (subvertical). La imagen proporcionada por el registro despliega la totalidad de la pared del pozo (360°) en un plano bidimensional en el cual los planos de fractura se observan como sinusoides (*figura 34*).

Según la forma del senoide y la continuidad de su trazo, las fracturas naturales en la imagen proporcionada por el registro UBI, se pueden clasificar de la siguiente forma:

- **Fracturas Discontinuas**

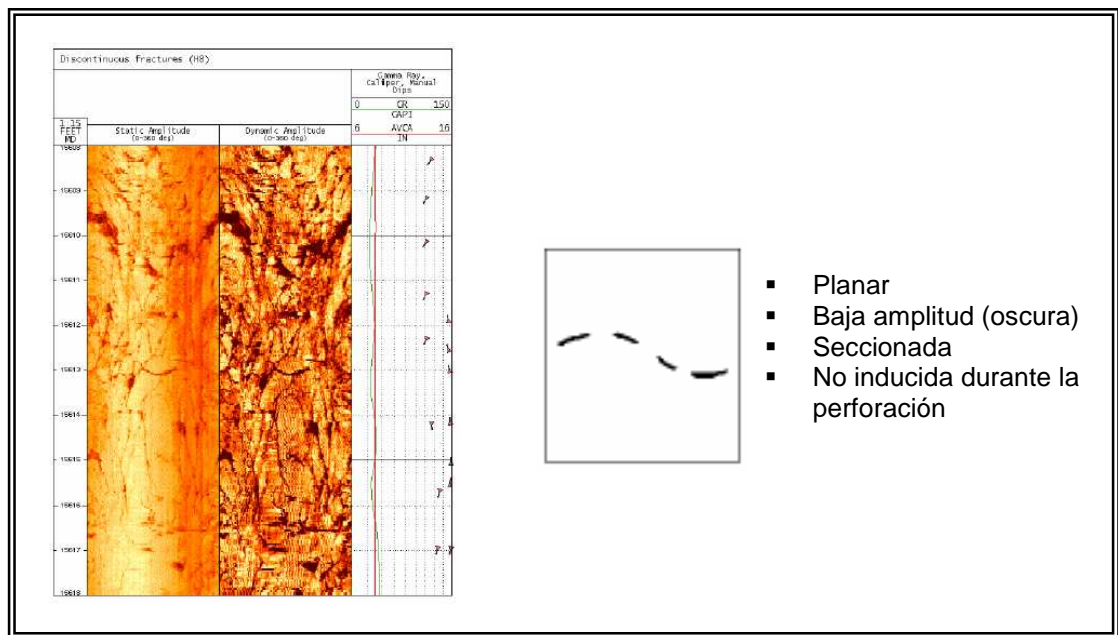


Figura 35. Fracturas Naturales Discontinuas. SCHLUMBERGER, 1997.

Son fracturas que aparecen seccionadas en la pared del pozo y en la imagen del registro, el sinusoide correspondiente se observa de igual forma y en trazo oscuro (*figura 35*).

- **Fracturas Continuas**

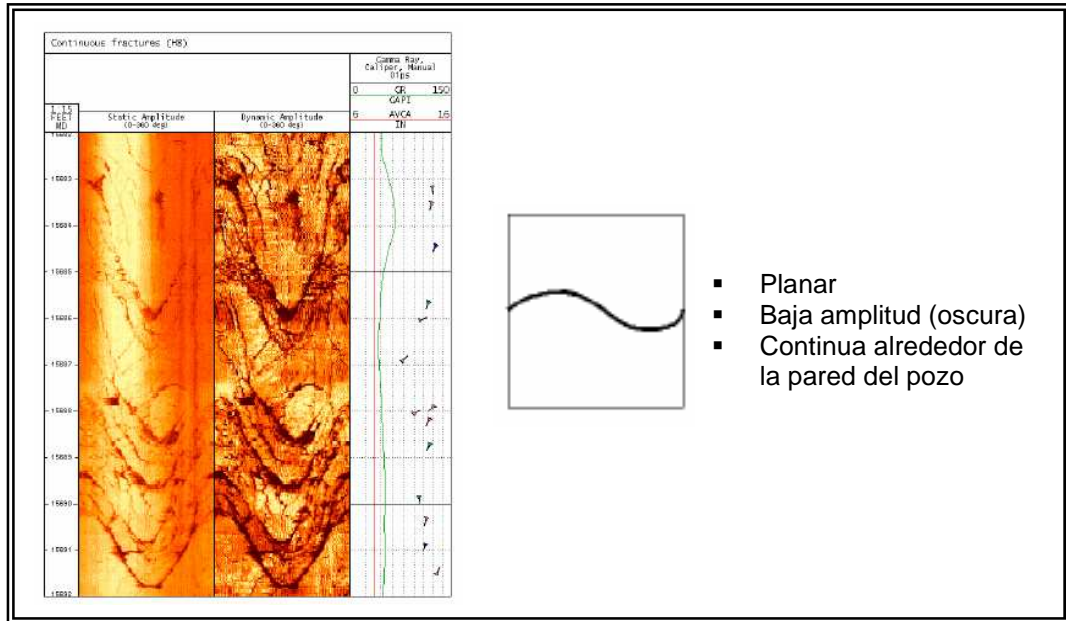


Figura 36. Fracturas Naturales Continuas. SCHLUMBERGER, 1997.

Son fracturas que se presentan alrededor de toda la pared del pozo y en la imagen del registro el sinusoide correspondiente se observa de igual forma continua y en trazo oscuro (*figura 36*).

- **Fracturas Irregulares**

Son fracturas no planares porque presentan secciones de forma irregular, pueden ser continuas o discontinuas, aparecen alrededor de la pared del pozo y se encuentran generalmente asociadas a límites de capa (*figura 37*). En la imagen

suministrada por el registro el sinusoide no se presenta bien definido y su trazo presenta irregularidades.

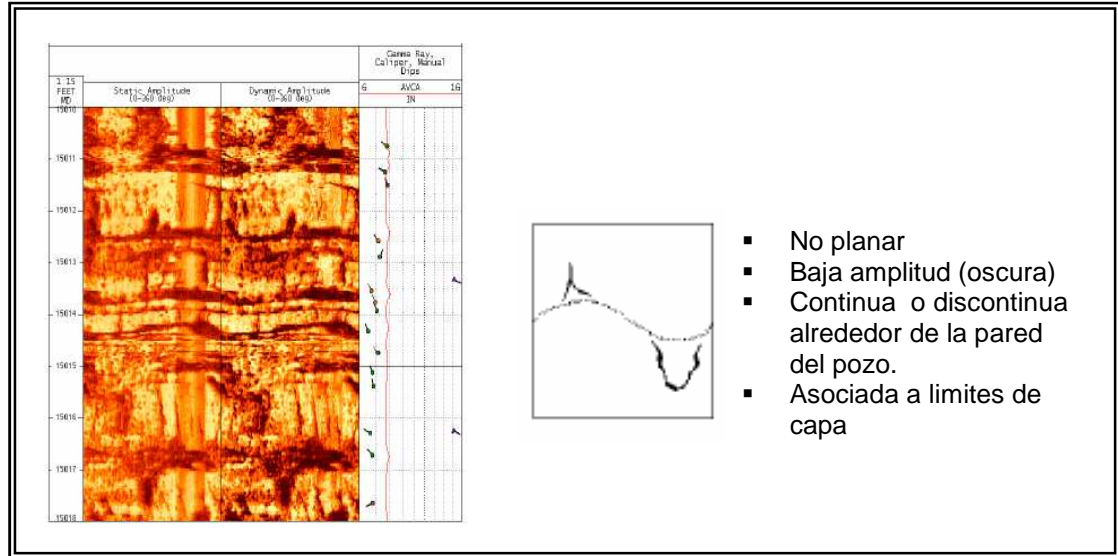


Figura 37. Fracturas Naturales Irregulares. SCHLUMBERGER, 1997.

- **Fracturas Continuas de Mayor Espesor**

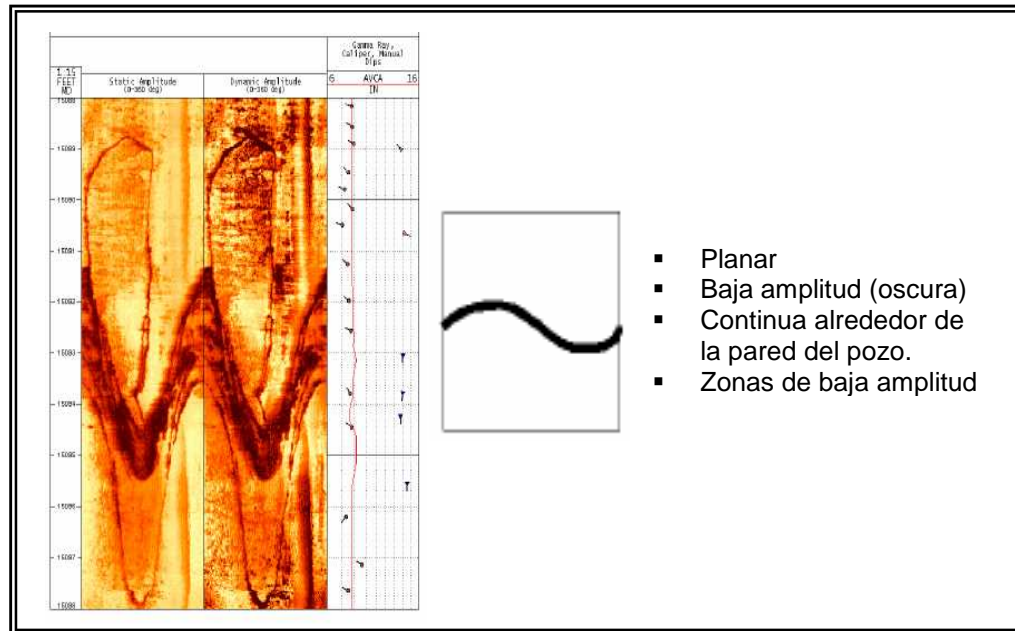


Figura 38. Fracturas Naturales Continuas de Mayor Espesor. SCHLUMBERGER, 1997.

Presentan características similares a las del caso anterior, su única diferencia radica en que su espesor es mayor a 2 pulgadas (*figura 38*).

- **Fracturas de Bajo Ángulo**

Son fracturas planares que se presentan un poco inclinadas con respecto a la estratificación, es decir, no son paralelas a las capas (*figura 39*). En la imagen del registro, el senoide correspondiente a este tipo de fracturas se encuentra desfasado con relación a los rasgos de estratificación.

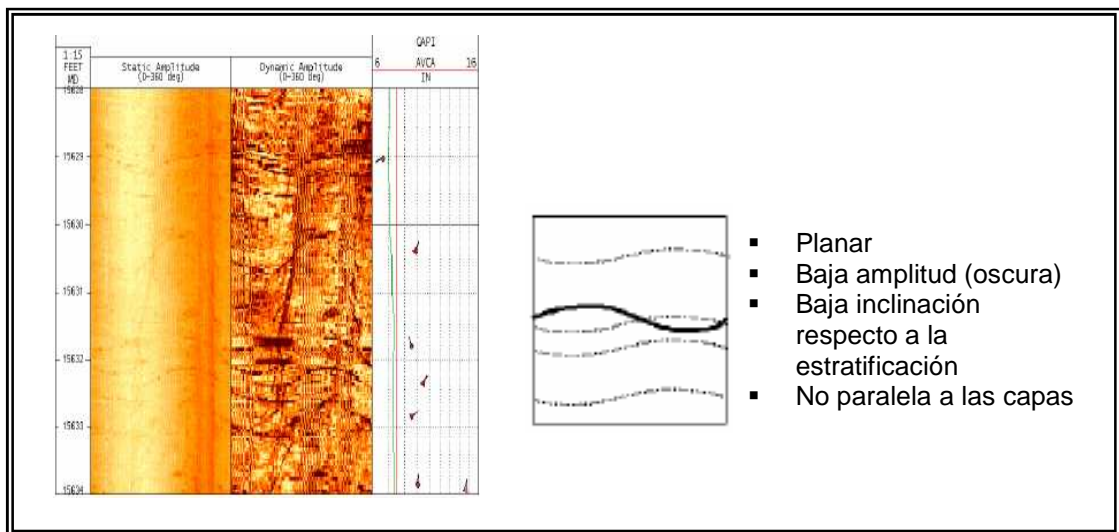


Figura 39. Fracturas de Bajo Ángulo. SCHLUMBERGER, 1997.

3.1.2 Fracturas Inducidas Durante la Perforación (DIFT)

Estas fracturas son aberturas verticales que aparecen en las paredes del pozo, dispuestas como un par de fisuras con un azimut diametralmente opuesto, una de otra, es decir aparecen enfrentadas separadas 180°. Se producen como respuesta a la perturbación del campo de esfuerzos locales cuando se ejecuta la perforación de un pozo y están orientadas paralelamente a la dirección del esfuerzo máximo horizontal (σ_H) (*figura 40*).

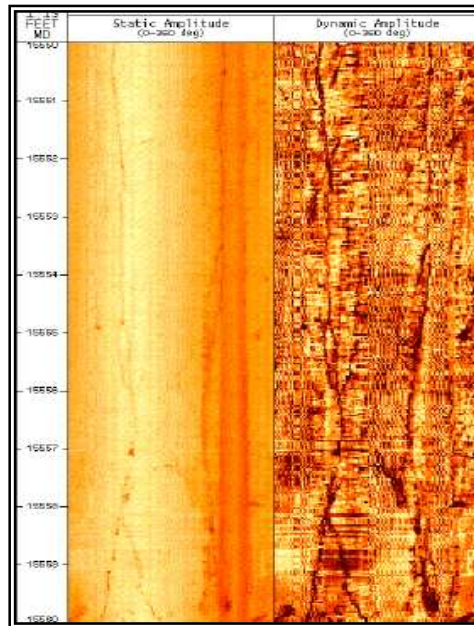


Figura 40. Fracturas Inducidas Durante la Perforación. SCHLUMBERGER, 1997.

3.1.3 Breakouts

Los Breakouts, así llamados por Babcock (1978), son ensanchamientos quebradizos en el diámetro del hueco en la dirección paralela al esfuerzo mínimo horizontal (σ_h), debido a la alta concentración de esfuerzos alrededor del pozo. El ensanchamiento quebradizo ocurre a lo largo de la intercepción de fracturas de corte generadas tempranamente durante la perforación las cuales progresan con el tiempo. Las microfracturas resultantes crecen y se agrupan para formar microfracturas cercanamente espaciadas que luego son erodadas y el pozo comienza a elongarse en la dirección del esfuerzo mínimo horizontal (σ_h).

La mayoría de los breakouts son encontrados en shales y en carbonatos. A causa de la falta de consolidación y, posiblemente, por el fortalecimiento de la torta del lodo en la pared del pozo, las areniscas han mostrado una capacidad limitada para transmitir esfuerzos anisotrópicos y así exhibir los breakouts.

En el registro de imagen UBI, se observan como bandas verticales, oscuras, paralelas y espaciadas 180° una con respecto a la otra (figura 41).

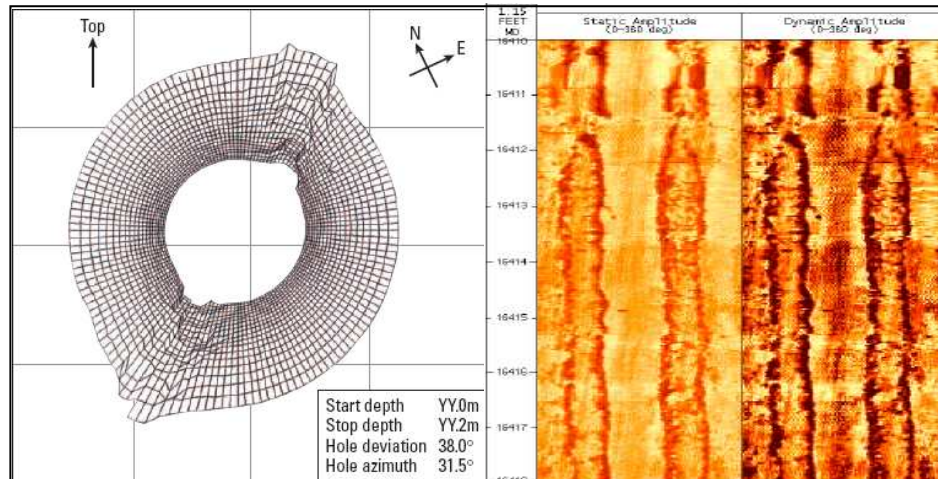


Figura 41. Representación 3D de un Breakout e Imagen en un Registro UBI. Modificado de SCHLUMBERGER, 1997.

3.1.4 Planos de Estratificación

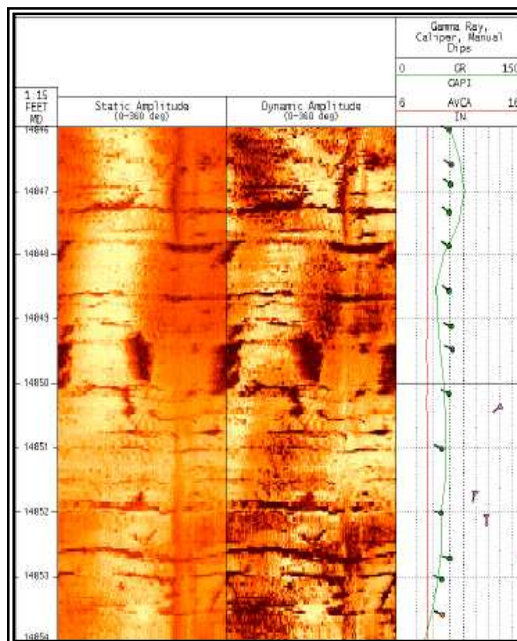


Figura 42. Planos de Estratificación. SCHLUMBERGER, 1997.

Este tipo de rasgo generalmente se presenta como una serie de líneas paralelas horizontales a sinusoidales de bajo ángulo, de trazo regular cuyos cambios de tonalidad y textura son evidentes; pueden ocurrir en litologías arenosas pero son mas frecuentes en arcillas (*figura 42*).

A simple vista de la imagen UBI se dificulta realizar la discriminación entre fracturas y planos de estratificación, debido a que pueden presentar trazos similares, por ende, es necesario apoyar la interpretación con otras herramientas; este procedimiento se explica en el siguiente ítem.

3.2 DIFERENCIACIÓN DE LITOLOGÍAS

La herramienta UBI, por su principio de operación, es altamente sensible a variaciones en la superficie de la pared del pozo pero no a cambios de litología. Las herramientas que miden la resistividad de la roca permiten distinguir cambios litológicos.

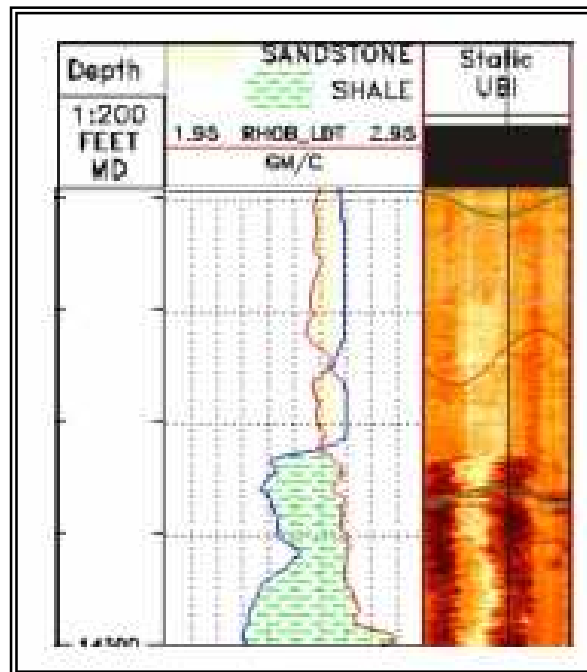


Figura 43. Diferenciación Litológica en Imágenes UBI Utilizando Registros Resistivos. Modificado de OSORIO, G., 2004.

En una imagen UBI, los cambios de litología se observan solo si corresponden a efectos de la pared del pozo como variaciones en la rugosidad o en el diámetro del hueco (UBI BROCHURE, SCHLUMBERGER, 2002).

Para determinar litologías es necesario utilizar registros de Densidad – Neutrón (*figura 43*) o de Rayos Gamma (GR). El análisis de núcleos de perforación y de pavement maps constituye otra herramienta útil para este propósito, aunque implica más tiempo que el análisis de registros; no obstante, puede servir como herramienta de verificación en etapas posteriores de la caracterización. La diferenciación litológica es importante ya que permite conocer la respuesta de la roca ante la aplicación de un esfuerzo ya sea fracturamiento o estratificación. Para hacer una discriminación litológica entre arcillas y arenas simplemente se tiene en cuenta la deflexión de los registros (*Tabla 3*).

Tabla 3. Parámetros de Diferenciación Litológica. BENDECK J, 1992.

Litología	Densidad - Neutrón	Rayos Gamma
Arcillas (Shales)	RHOB > NPHI	> 60 API
Arenas	NPHI > RHOB	< 60 API

Las arcillas por su comportamiento dúctil al ser sometidas a esfuerzos, tienden a deformarse antes que fracturarse, esto favorece la formación de planos de estratificación más no de fracturas naturales; por su parte, las arenas tienen un comportamiento más frágil lo que las hace más propensas al fracturamiento. Lo anterior no quiere decir que en las arenas no se observen planos de estratificación, solo que es mas común encontrarlos en arcillas.

3.3 CLASIFICACIÓN DE FRACTURAS NATURALES

Luego de una discriminación detallada de los rasgos identificados en la imagen UBI, se realiza la clasificación de las fracturas naturales. Teniendo en cuenta las direcciones principales de esfuerzo, las fracturas naturales se clasifican dentro de los siguientes tipos: fracturas de **tensión**, fracturas de **compresión** y fracturas de **cizalla** (NELSON, 2001), conceptos que han sido definidos anteriormente. Para este propósito se debe correlacionar la imagen del registro con núcleos de perforación y/o con pavement maps.

Antes de iniciar la correlación, se deben organizar de forma práctica los datos de ubicación en profundidad de cada fractura, de tal manera que se facilite su localización en los corazones y en los pavement maps.

3.3.1 Correlación con Núcleos de Perforación

Para este procedimiento se requiere contar con la caracterización estática del fracturamiento presente en los núcleos de perforación, en la cual se establece que fracturas son de tensión, compresión o cizalla. En nuestro caso, la caracterización fue suministrada por la interventoria del proyecto.

Básicamente, la correlación se realiza de tal forma que cada una de las fracturas observadas en el registro de imagen, sean localizadas en el núcleo de perforación correspondiente, teniendo en cuenta el intervalo de profundidad y el pozo en estudio (*figura 45*), para clasificarlas en alguno de los tres tipos de fracturas propuestos.

3.3.2 Correlación con Pavement Maps

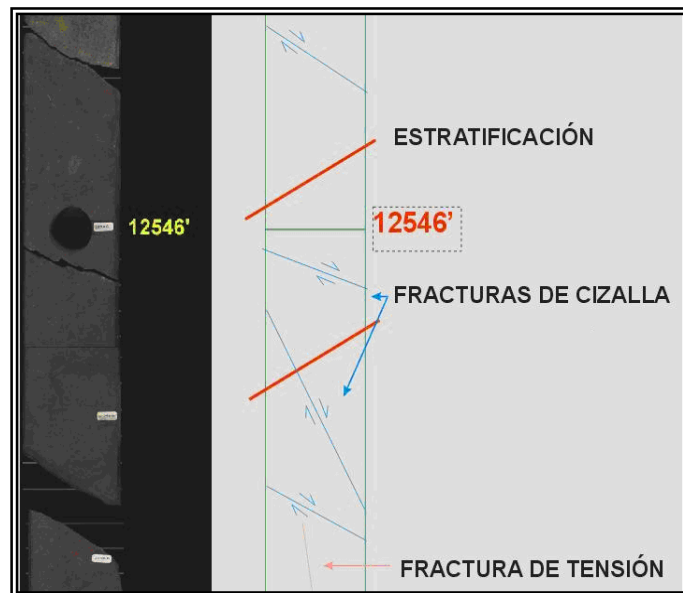


Figura 44. Pavement Map. OSORIO, G., 2004.

Los **Pavement Maps**, son gráficos sobre los cuales se esquematiza individualmente los diferentes tipos de fracturas observados en núcleos de perforación (figura 44).

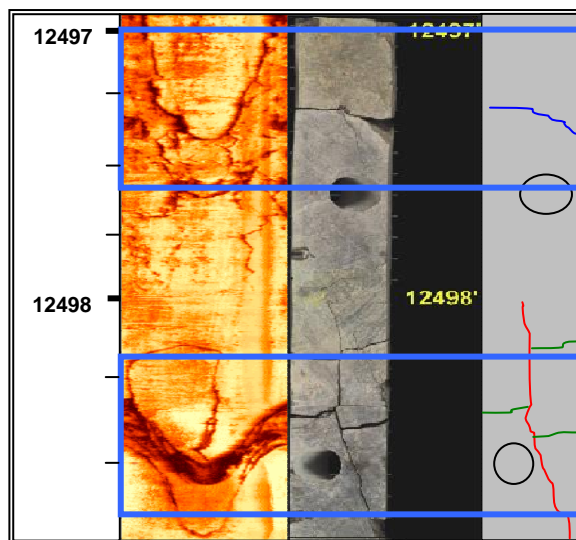


Figura 45. Correlación de Fracturas Naturales en Imágenes UBI con Núcleos de Perforación y Pavement Maps. Modificado de OSORIO, G., 2004.

El principio de correlación es similar al utilizado con núcleos de perforación, pero en este caso se superpone la imagen del registro con la imagen del pavement map para clasificar cada fractura en alguno de los tres tipos propuestos (*figura 45*).

Esta correlación implica un menor gasto de tiempo debido a que en los pavement maps cada tipo de fractura corresponde a una convención de colores.

3.4 ORIENTACIÓN REAL DE FRACTURAS NATURALES

Conocer la orientación real del fracturamiento observado en la pared del pozo es una de las partes más importantes al momento de realizar análisis de predicción de posibles rutas preferenciales de migración y deposición de fluidos en el yacimiento.

El registro UBI es una herramienta útil y efectiva en la determinación de la orientación real del fracturamiento natural presente en la pared de un pozo que interseca a una formación, porque mediante una interpretación adecuada de sus imágenes se obtienen datos confiables que permiten calcular la aptitud de las fracturas. En núcleos de perforación, generalmente se obtiene una orientación aparente del fracturamiento, debido a que en la manipulación a la cual se hallan sujetos desde el momento de su extracción se pueden generar variaciones en la orientación real.

Después de identificar, ubicar en profundidad y clasificar cada fractura natural, se procede a determinar su orientación o aptitud (Rumbo y Buzamiento); para esto se deben evaluar los siguientes aspectos:

3.4.1 Medición de la Amplitud del Sinusoide

En la imagen UBI, las fracturas se presentan en forma sinusoidal; la amplitud se define como la medida de la distancia entre los picos superior e inferior del sinusoide característico (*figura 46*). Para obtener esta medida se puede utilizar la escala de profundidad (regla) que acompaña al registro.

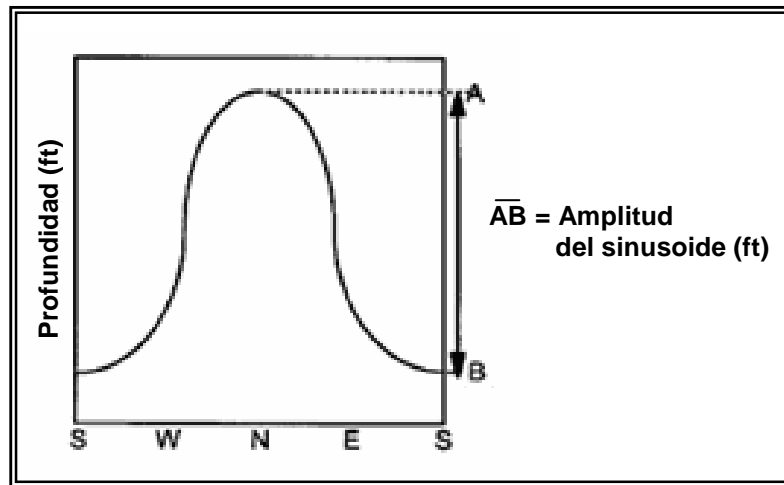


Figura 46. Amplitud del Sinusoide. Modificado de ROGERS, SF et al, 2000.

3.4.2 Determinación del Diámetro del Huevo

La forma mas apropiada para determinar el diámetro del huevo abierto es a partir del registro generado por la herramienta Caliper que consta de cuatro brazos hidráulicos arreglados en dos pares perpendiculares entre si. El diámetro del huevo es la distancia entre los brazos de cada par, que se registra a medida que la herramienta asciende. Otra manera de conocer la medida del diámetro del huevo es utilizando el tiempo de transito de la onda ultrasónica la que la herramienta UBI registra como el radio del huevo y que generalmente se especifica en la imagen del registro (*figura 47a*); para este estudio se empleó la herramienta Caliper, por razones de disponibilidad.

En la *figura 47b* se presenta un ejemplo del registro Caliper de cuatro brazos; el diámetro medido por el par 1 – 3 corresponde a la línea roja y el diámetro medido por el par 2 – 4 se marca con una línea azul, cuando estas dos líneas se superponen el diámetro del hueco es uniforme y el valor se obtiene contando el número de unidades que se hallan desplazadas las líneas superpuestas a partir del eje inicial (6 in) , entonces, para el ejemplo el diámetro del hueco se calcula en 8,5 pulgadas.

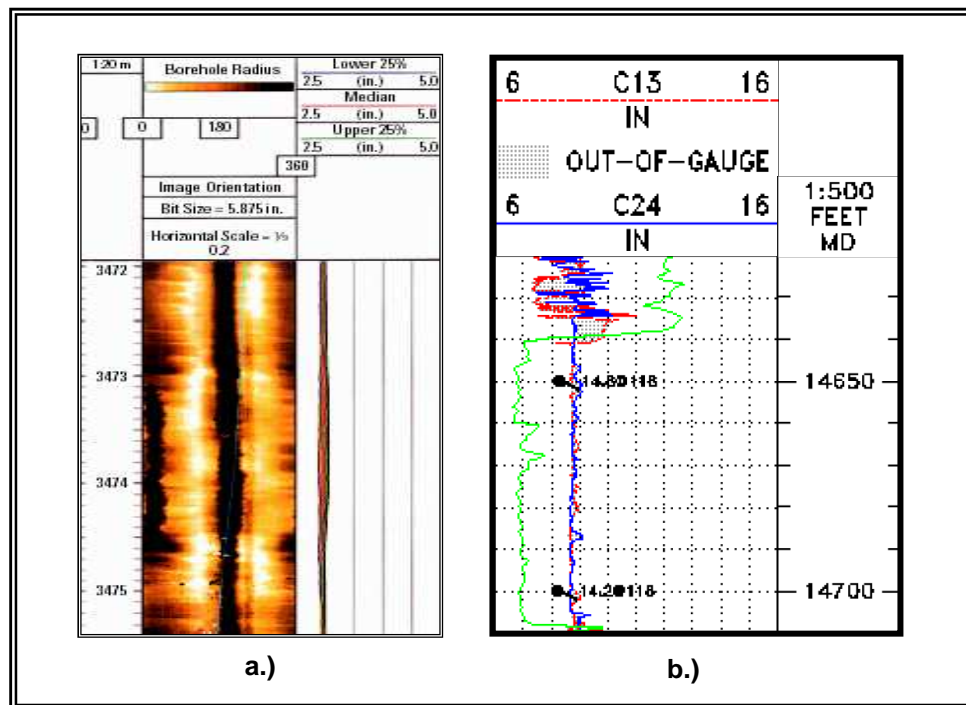


Figura 47. Determinación del Diámetro del Hueco utilizando a.) Registro UBI. b.) Registro Caliper. Modificado de ECOPETROL ICP, 2001.

3.4.3 Medición del Azimut del Buzamiento

La imagen UBI es una vista desplegada del cilindro que representa la totalidad de la pared del hueco en dos dimensiones, por tanto, en la vertical se marca la posición en profundidad y en la horizontal los 360° que constituyen el perímetro del hueco (ROGERS SF et al, 2000) en una escala que permite ubicar la posición

angular con referencia a un punto definido como el norte (N) geométrico (*figura 48*).

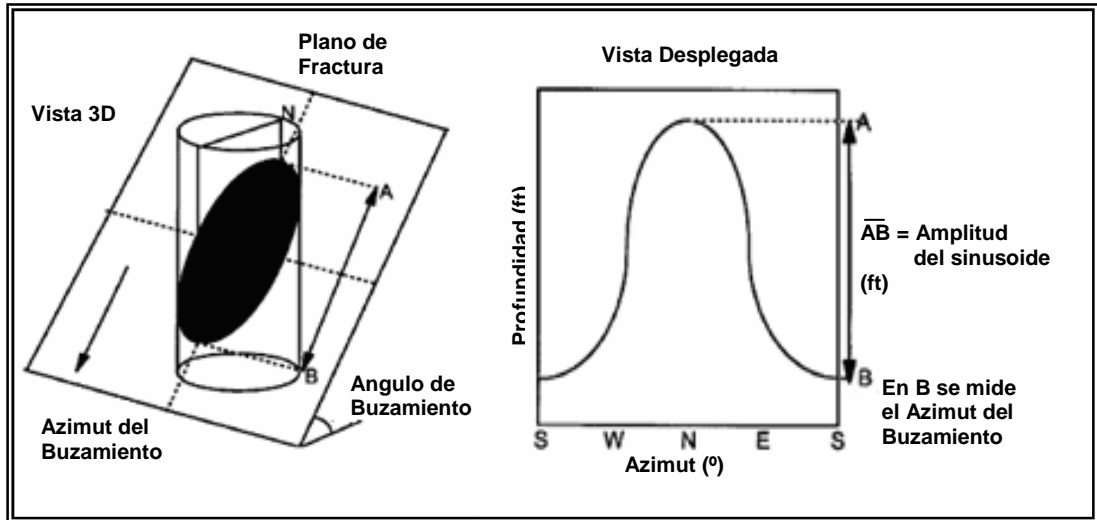


Figura 48. Términos Empleados en el Cálculo del Ángulo Buzamiento en Imágenes UBI. ROGERS, SF et al, 2000.

Para calcular el Azimut del Buzamiento, simplemente se localiza el pico inferior del senoide característico de cada fractura y se determina su posición angular en la escala horizontal (*figura49*).

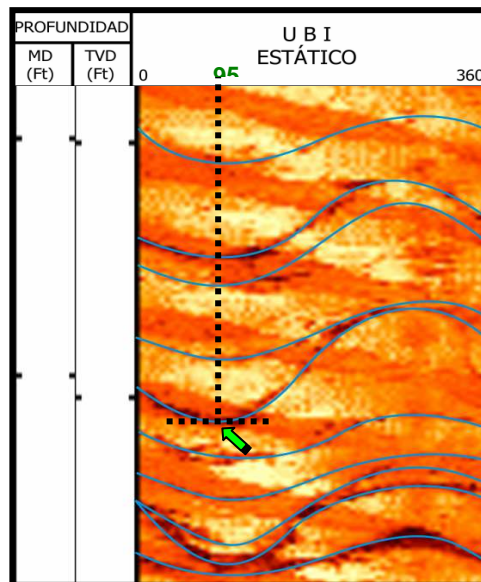


Figura 49. Medición del Azimut del Buzamiento. ROGERS, SF et al, 2000.

La lectura también puede tomarse en el pico superior del senoide, pero en este caso se debe sumar 180° para obtener el dato correcto.

Es recomendable tener en cuenta que las medidas se expresen en la misma unidad, ya sea, milímetros (mm), pulgadas (in) o pies (ft), esto con el fin de evitar errores en el cálculo de los parámetros de orientación.

3.4.4 Cálculo de Rumbo y Buzamiento Real de las Fracturas

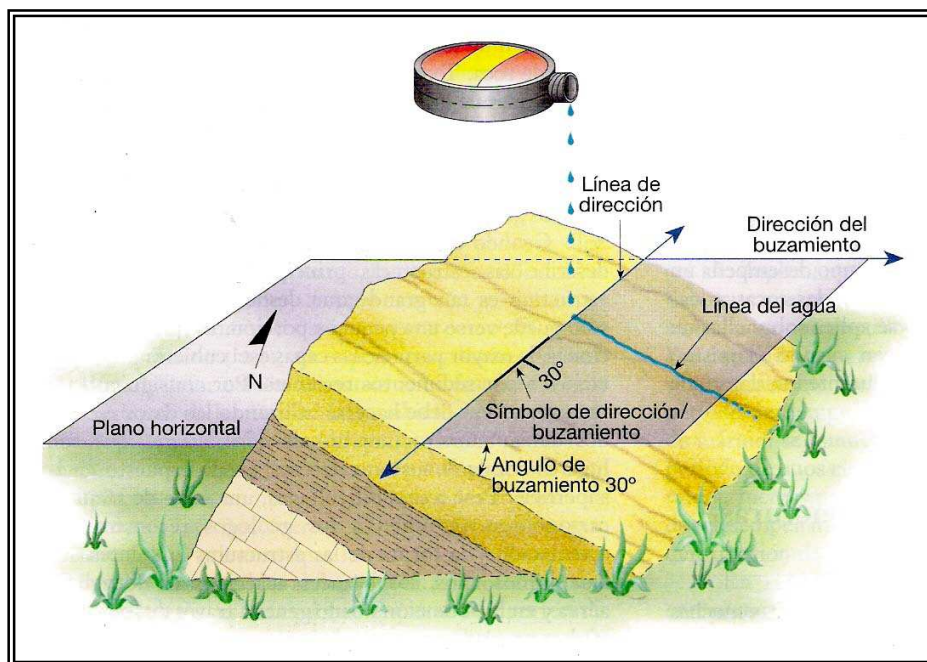


Figura 50. Rumbo y Buzamiento de un Estrato Rocosos. TARBUCK E. et al, 1999.

El rumbo es el ángulo formado entre el norte magnético y una línea obtenida mediante la intersección de un estrato rocoso inclinado, o falla, con un plano horizontal (*figura 50*); se suele expresar como el valor de un ángulo en relación con el norte, por ejemplo, (N10E) significa que la línea de intersección se dirige 10° al este del norte. El rumbo se determina a partir del azimut del buzamiento empleando el concepto propuesto por la regla de la mano derecha, el cual establece que el azimut del buzamiento siempre se encuentra 90° a la derecha del

rumbo (*figura 51*). Siguiendo este sencillo procedimiento se calcula el rumbo para cada fractura.

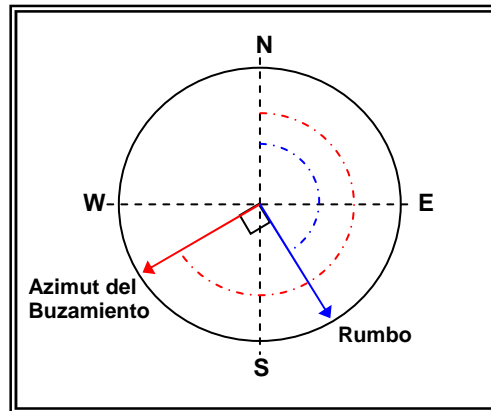


Figura 51. Diagrama Utilizado en la Determinación del Rumbo de las Fracturas.

El buzamiento es el grado de inclinación respecto a un plano horizontal que representa o contiene la inclinación del plano geológico (falla, diaclasa, fractura); incluye tanto el valor del ángulo de inclinación, como la dirección hacia la cual la roca está inclinada (*figura 50*). La dirección de buzamiento siempre es perpendicular al rumbo.

El ángulo de buzamiento para cada fractura se halla mediante la siguiente ecuación (ROGERS SF. et al, 2000):

$$\text{Angulo de Buzamiento} = \text{Tan}^{-1} \left(\frac{\text{Amplitud de la Fractura}}{\text{Diámetro del Hueco}} \right) \quad \text{Ecuación 2.}$$

3.5 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Los datos de aptitud, tipo y ubicación en profundidad de las fracturas naturales identificadas, se procesan mediante el uso de diversas herramientas de análisis estadístico, para evaluar el comportamiento del sistema fracturado en cada pozo.

Inicialmente, se elaboran gráficos circulares en los que se muestre la distribución porcentual de los tipos de fracturas naturales presentes en cada pozo para establecer el predominio de los esfuerzos en profundidad.

Los datos de aptitud se ingresan al software *Georient* para determinar la orientación preferencial de los principales sistemas de fracturas naturales en cada uno de los pozos; este procedimiento se realiza discriminando para cada tipo de fracturas y para las fracturas en general.

Con la ubicación en profundidad de cada fractura se elaboran diagramas de intensidad de fracturamiento y se definen los intervalos con mayor ocurrencia de fracturas (clusters), los cuales se correlacionan posteriormente con información previa de caracterización estática de fracturas en núcleos de perforación para evaluar las condiciones de aporte y flujo de hidrocarburos.

3.5.1 Generación de Estereogramas (Diagramas Rosa)

Para generar los estereogramas de los diferentes tipos de fracturas presentes en cada intervalo analizado se utiliza el software *Georient*, el cual está diseñado para esquematizar de manera clara la orientación preferencial de las diferentes familias de fracturas. En la *figura 52* se observa un diagrama rosa generado mediante el software *Georient*.

Para generar los estereogramas se ingresan al software datos tabulados de rumbo y ángulo de buzamiento contenidos en un archivo .txt. Los datos de rumbo se pueden ingresar en términos convencionales o en términos azimutales; en nuestro caso empleamos valores azimutales realizando la respectiva conversión mediante la regla de la mano derecha. Es conveniente organizar los datos en hojas de cálculo para facilitar su visualización y posterior análisis.

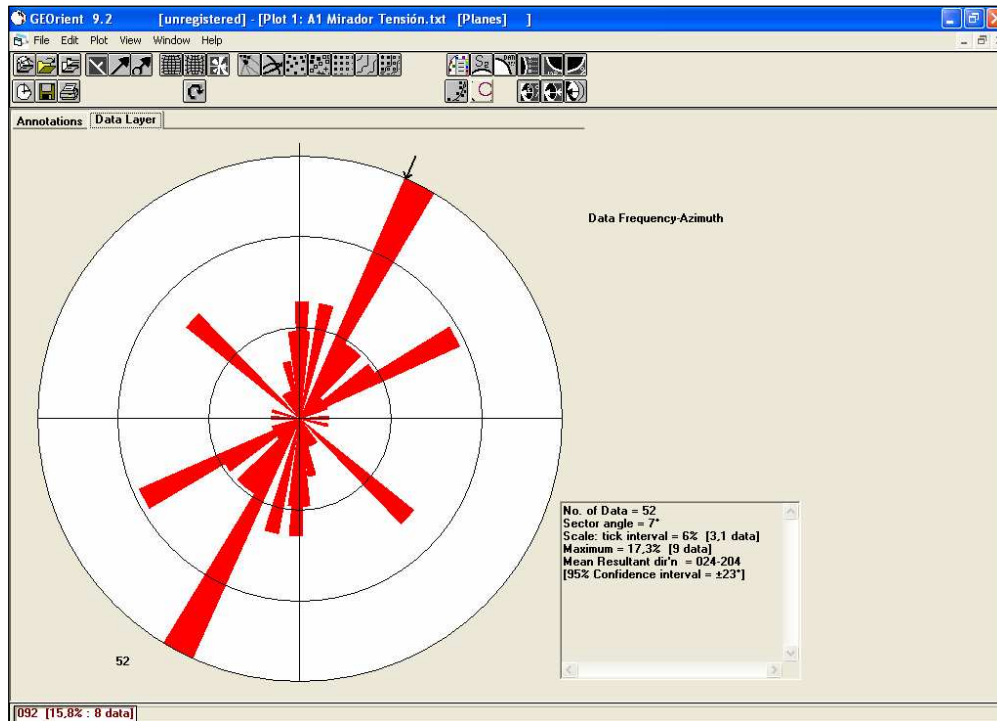


Figura 52. Diagrama Rosa Obtenido Mediante el Software Georient.

3.5.2 Determinación de la Intensidad de Fracturamiento (IF) o Intervalos con Mayor Ocurrencia de Fracturas

La intensidad de fracturamiento (IF) se refiere al número de fracturas naturales que se hallan en un intervalo de profundidad determinado. Para este caso, se dividió el espesor de la formación registrado en intervalos de 10 pies, y luego se hizo un conteo de las fracturas naturales presentes en cada uno de ellos.

Para tener una visión esquematizada de la relación número de fracturas Vs. profundidad, se construyen gráficos de áreas, los cuales permiten identificar los intervalos con mayor ocurrencia de fracturas en la formación; es útil elaborar estos gráficos considerando la curva de intensidad de fracturamiento obtenida para cada tipo de fractura natural y posteriormente empalmar en un gráfico general, en

el cual se ilustre la distribución de los tipos de esfuerzos asociados al fracturamiento en profundidad (figura 53).

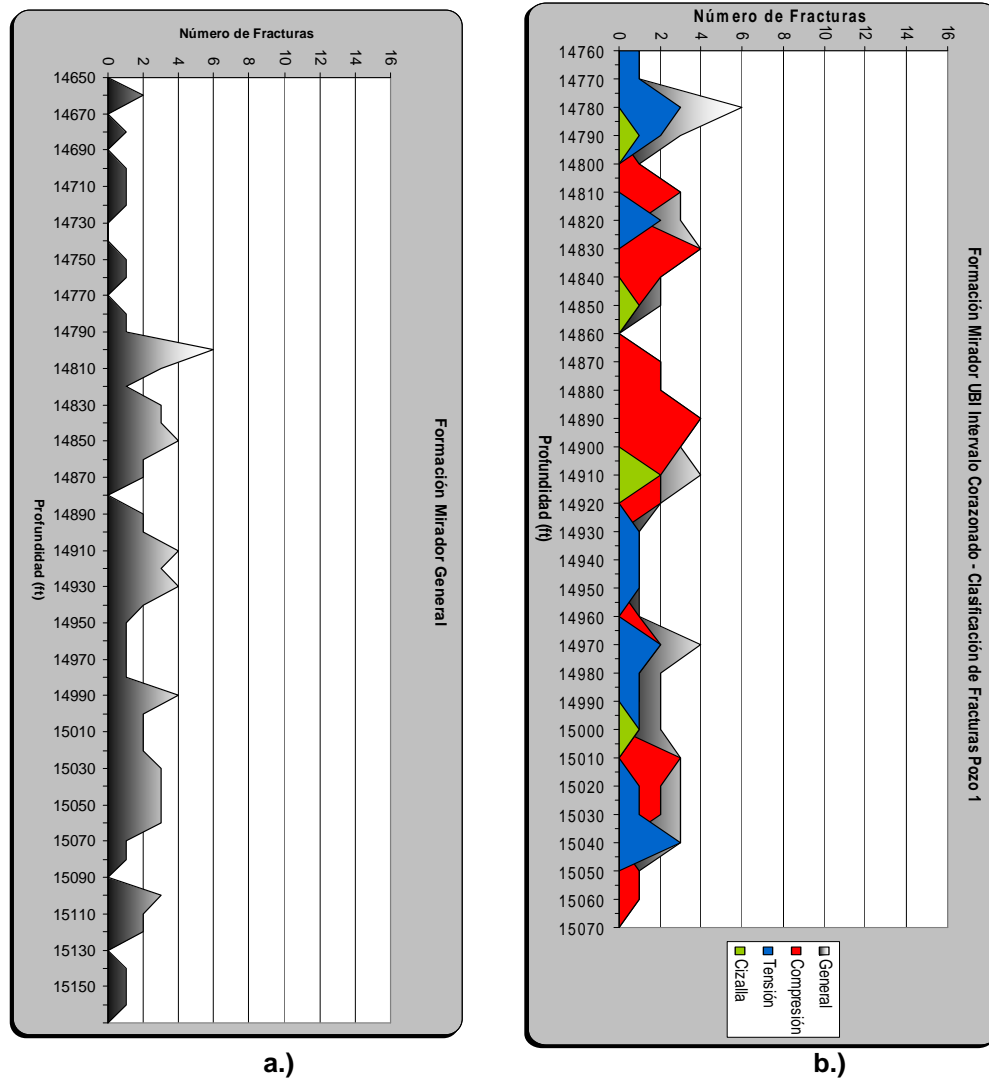


Figura 53. Gráficos de Intensidad de Fracturamiento. a.) Distribución de la IF Para la Totalidad de las Fracturas Naturales. b.) Distribución de la IF por Tipo de Fractura Natural.

Es conveniente realizar una comparación de las curvas de intensidad de fracturamiento obtenidas a partir del registro UBI con las curvas de fracturamiento generadas mediante la caracterización de fracturas en núcleos de perforación, esto con el fin de verificar la interpretación de las imágenes UBI y validar la determinación de los intervalos con mayor ocurrencia de fracturas.

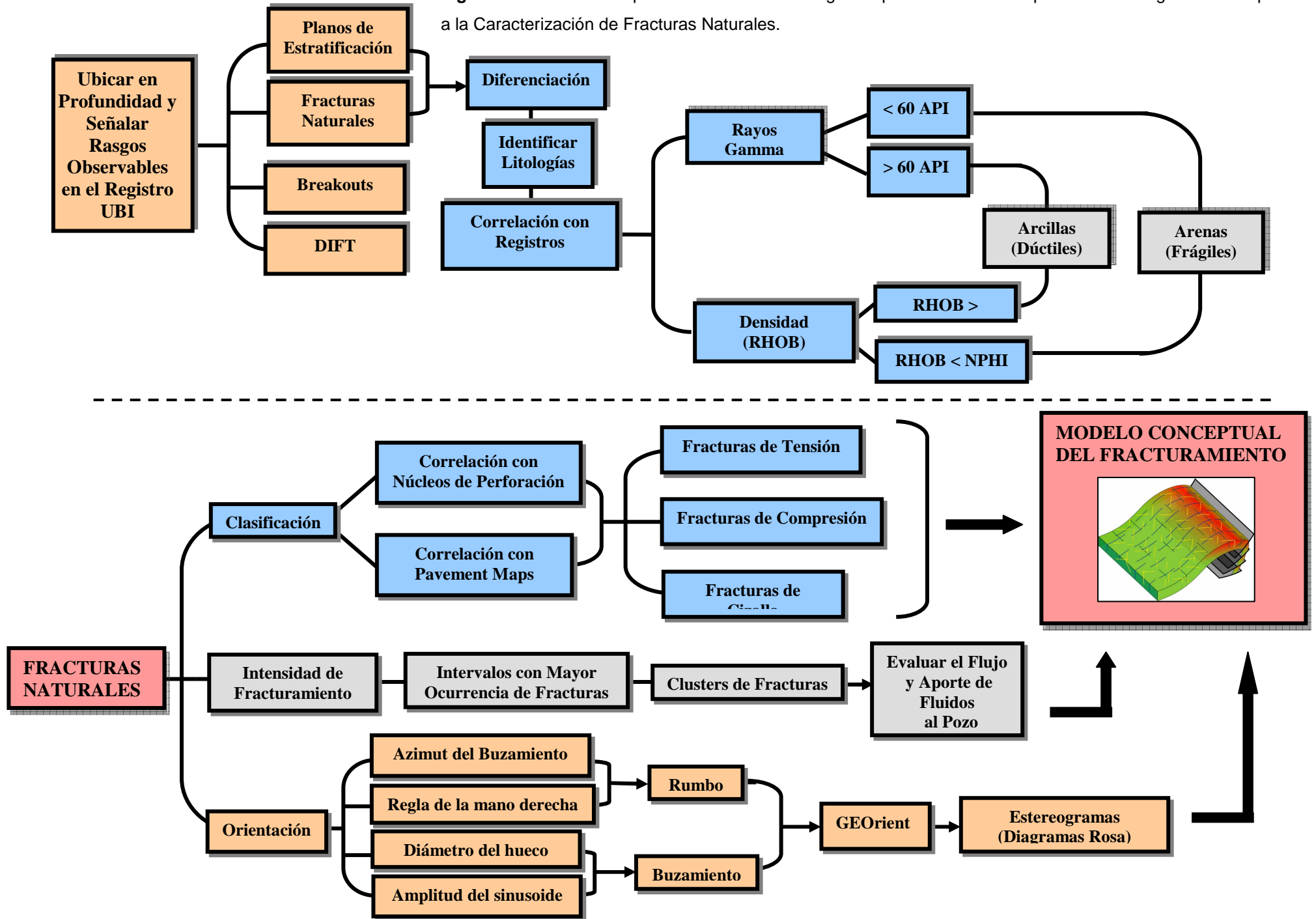
A partir de este análisis se definen intervalos fracturados importantes o clusters de fracturas para cada pozo, teniendo en cuenta los picos máximos de la curva de intensidad de fracturamiento; los clusters de fracturas se ubican en profundidad, posteriormente se estudia la orientación real de las fracturas naturales presentes en cada uno de ellos y se evalúa su influencia en el flujo y aporte de fluidos mediante correlación con el análisis de los parámetros observados en las macrofracturas presentes en los núcleos de perforación; tales parámetros son, morfología de la pared, perfil de las fracturas, grado de impregnación, apertura y relleno de las mismas. Adicionalmente a esto se propone observar el aporte de dichos intervalos fracturados realizando la interpretación y correlación con registros PLT.

Finalmente, se integran todos los resultados obtenidos al aplicar la metodología propuesta y se elaboran columnas generalizadas (*Anexo 2*) que permitan visualizar de manera global la tendencia de cada uno de los parámetros que afectan el comportamiento del sistema fracturado en el pozo. Estas columnas generalizadas incluyen: la interpretación de la imagen UBI, los registros Gamma Ray, Caliper, Densidad-Neutrón, información de núcleos de perforación y pavement maps, la curva de Intensidad de Fracturamiento, los estereogramas y las observaciones relacionadas con el aporte y flujo de hidrocarburos, correspondientes a los Pozos 1, 2 y 3, en la formación Mirador.

El acople de los resultados obtenidos en la interpretación de los registros UBI con información previa de caracterización estática de fracturas, es una parte fundamental en la construcción de un modelo conceptual de fracturamiento para la formación Mirador en el campo de estudio, objetivo planteado por el grupo de investigación GMPH.

En la *figura 54* se presenta un resumen esquemático de la metodología propuesta para la interpretación de Registros UBI aplicada a la caracterización de fracturas naturales.

Figura 54. Resumen Esquemático de la Metodología Propuesta Para la Interpretación de Registros UBI Aplicada a la Caracterización de Fracturas Naturales.



RESULTADOS

Para los Pozos 1, 2 y 3, además de las fracturas naturales, se identificaron en profundidad otros rasgos como planos de estratificación y cambios litológicos, los cuales se diferenciaron con la ayuda de registros de Densidad, Neutrón y de Rayos Gamma. Los datos de profundidad, aptitud y tipo, obtenidos para cada rasgo se consignaron en tablas como la que se muestra a continuación (*Anexo 1*):

Tabla 4. Tabulación de Datos Obtenidos a partir del Análisis del Registro UBI.

N°	Prof. (ft)	Azimuth (°)	Diám. Hueco (ft)	Amplitud (ft)	Rumbo Az (°)	Rumbo	Buzamiento	Rasgos
1	12453	330	0,7083	1	240	S 60 W	54,6888	
2	12455	240	0,7083	1,25	150	S 30 E	60,4612	
3	12456	240	0,7083	1,25	150	S 30 E	60,4612	
4	12457	56,5	0,7083	1,37	326,5	N 33,5 W	62,6596	
5	12457	240	0,7083	1,5	150	S 30 E	64,7223	
6	12458	240	0,7083	1,5	150	S 30 E	64,7223	
7	12464	90	0,7083	1,25	0	N S	60,4612	
8	12465	270	0,7083	1,5	180	S N	64,7223	
9	12467	300	0,7083	1,125	210	S 30 W	57,8043	
10	12472	310,4	0,7083	1,87	220,38	S 40,3W	69,2539	
11	12473	293	0,7083	1,5	203	S 23 W	64,7223	
12	12473,5	293	0,7083	1,5	203	S 23 W	64,7223	
13	12474	293	0,7083	1,5	203	S 23 W	64,7223	
14	12476	289,6	0,7083	1,375	199,6	S 19,6 W	62,7447	
15	124478	53	0,7083	1,125	323	N 37 W	57,8043	
16	12481	45	0,7083	1,75	315	N 45 W	67,9638	
17	12483	143	0,7083	1,875	53	N 53 E	69,3046	
18	12483,5	143	0,7083	1,875	53	N 53 E	69,3046	

Los rasgos observados se señalan en la tabla de acuerdo con la siguiente convención de colores:

Fractura	Contacto Litol.	Estratificación

Los datos de profundidad, aptitud y tipo correspondientes a las fracturas naturales identificadas se consignaron en tablas como la que se muestra a continuación (Anexo 1):

Tabla 5. Datos de Profundidad, Aptitud y Tipo Para las Fracturas Naturales Observadas en el Registro UBI.

N°	Prof. (ft)	Buzamiento Az(°)	Diám. Hueco (ft)	Amplitud (ft)	Rumbo Az(°)	Rumbo	Buzamiento	Tipo
1	14630	285	0,7083	5,42	195	S 15 W	82,5543	
2	14636	128	0,7083	4,44	38	N 37,5 E	80,9357	
3	14652	135	0,7083	5,62	45	N 45 E	82,8164	
4	14677	105	0,7083	3,33	15	N 15 E	77,9914	
5	14689	270	0,7083	4,17	180	S N	80,3595	
6	14694	270	0,7083	4,17	180	S N	80,3595	
7	14728	120	0,7083	5,83	30	N 30 E	83,0726	
8	14739	113	0,7083	5	23	N 22,5 E	81,9368	
9	14758	293	0,7083	4,37	203	S 22 W	80,7930	
10	14761	117	0,7083	5	27	N 26,5 E	81,9368	
11	14770	270	0,7083	1,87	180	S N	69,2539	
12	14771	97	0,7083	1,46	7	N 7 E	64,1192	
13	14772	97	0,7083	1,46	7	N 7 E	64,1192	
14	14774	97	0,7083	1,46	7	N 7 E	64,1192	
15	14776	270	0,7083	1,87	180	S N	69,2539	
16	14777	97	0,7083	1,46	7	N 7 E	64,1192	
17	14780	270	0,7083	1,87	180	S N	69,2539	
18	14781	97	0,7083	1,46	7	N 7 E	64,1192	
19	14789	60	0,7083	1,63	330	N 30 W	66,5122	

En este caso, para señalar el tipo de fracturas se utilizó la siguiente convención de colores:

Tipo de Fractura	
Tensión	
Compresión	
Cizalla	
No Core	

4.1 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS POZO 1

4.1.1 Discriminación de Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 1

En los 517 pies registrados correspondientes a la formación Mirador, se reconoció un total de 89 fracturas naturales distribuidas en: 20 fracturas de tensión, 46 fracturas de compresión, 5 fracturas de cizalla y 18 fracturas que se ubican en intervalos no corazonados de la formación (*Anexo 1*) y que equivalen al 22%, 52%, 6% y 20% respectivamente, de la totalidad de las fracturas naturales. En la *figura 55* se observa que el esfuerzo predominante que da lugar a gran parte de las fracturas naturales es de tipo compresivo.

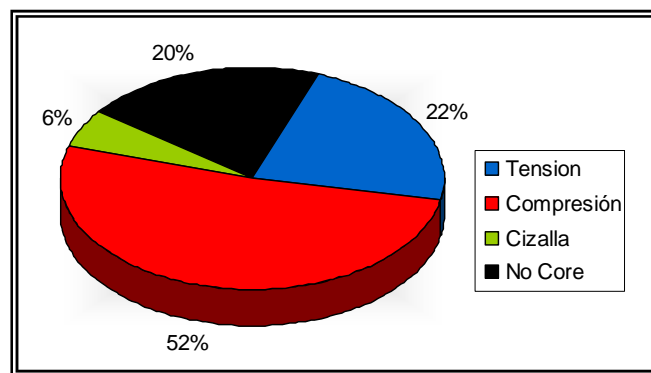


Figura 55. Distribución Porcentual de los Tipos de Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 1.

4.1.2 Orientación Real de las Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 1

En la *figura 56* se muestra el estereograma generado para la totalidad de las fracturas naturales presentes en el Pozo 1 e identificadas en los registros de imagen UBI.

Allí se destacan tres sistemas de fracturas naturales principales (mayor número de datos de Rumbo de fracturas concentradas en un mismo valor), de los cuales dos de ellos presentan el mayor número de fracturas y se orientan en dirección NS, el

otro se halla en menor proporción respecto a los anteriores y está orientado en dirección NE-SW.

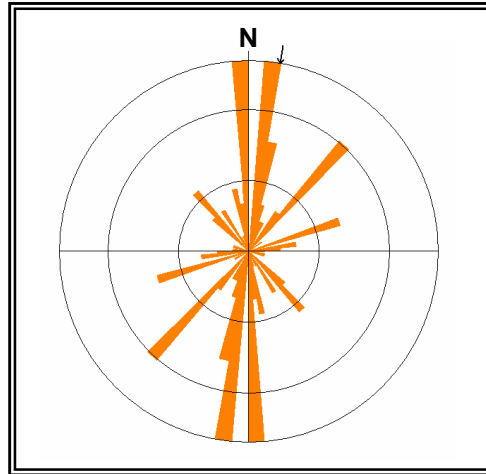


Figura 56. Orientación Real de las Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 1.

En el estereograma de la *figura 57*, las fracturas naturales de tensión se distribuyen en cuatro sistemas principales, el primero y más importante se orienta en dirección NS, el segundo exhibe un menor número de fracturas y presenta la misma orientación con respecto al anterior, los otros dos sistemas poseen el mismo número de fracturas, son perpendiculares entre si y las direcciones de orientación son NE-SW y NW-SE.

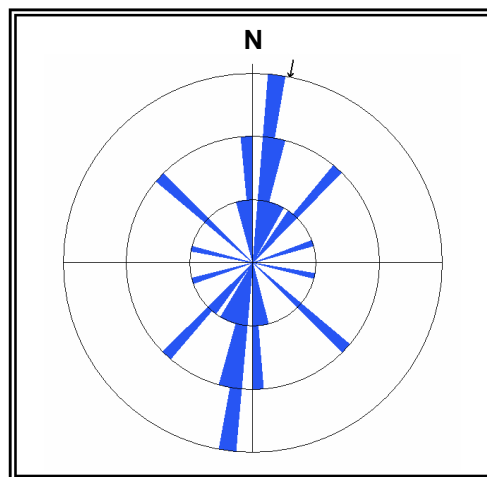


Figura 57. Orientación de las Fracturas Naturales de Tensión Presentes en el Pozo 1.

Las fracturas naturales de compresión se distribuyen en cuatro sistemas principales (*figura 58*), los dos mas importantes se orientan en dirección NS y NE-SW, los otros dos presentan menor número de fracturas y se disponen en dirección NS y NW-SE.

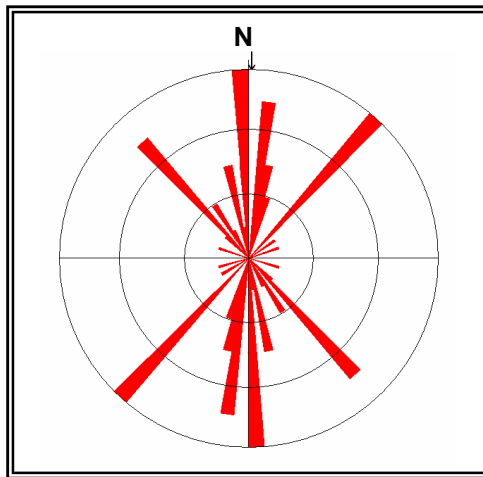


Figura 58. Orientación Real de las Fracturas Naturales de Compresión Presentes en el Pozo 1.

La frecuencia en la ocurrencia de fracturas naturales de cizalla es muy baja, por esta razón no es representativo definir una dirección preferencial, no obstante, 3 de las 5 fracturas de cizalla identificadas muestran una orientación NS (*figura 59*).

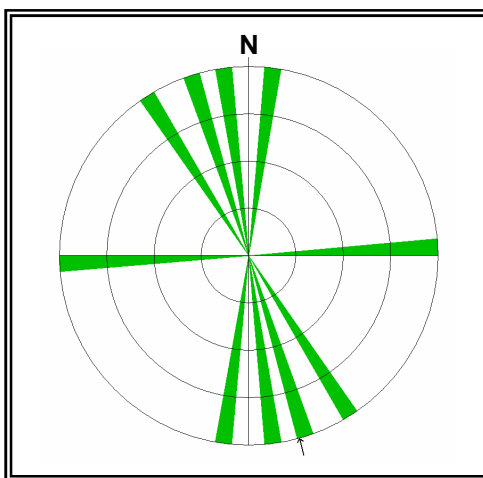


Figura 59. Orientación Real de las Fracturas Naturales de Cizalla Presentes en el Pozo 1.

Las fracturas naturales identificadas en la imagen UBI correspondientes a zonas no corazonadas de la formación Mirador en el Pozo 1 se localizan específicamente en dos intervalos, uno hacia el tope, de 14630 ft. a 14760 ft. y el otro hacia la base, de 15070 ft. a 15150 ft. En el estereograma de la *figura 60a* se muestra la orientación de las fracturas naturales presentes en el primer intervalo, allí se destacan dos sistemas principales orientados en dirección NS, la cual concuerda con la disposición preferencial de las fracturas naturales en este Pozo. En el estereograma de la *figura 60b* se ilustra la orientación de las fracturas naturales del segundo intervalo no corazonado, en el que se aprecian dos sistemas principales con dirección EW, la cual no se asemeja a la orientación exhibida por los sistemas principales de fracturas de tensión y compresión, con esto se puede asumir que las fracturas son del tipo cizalla.

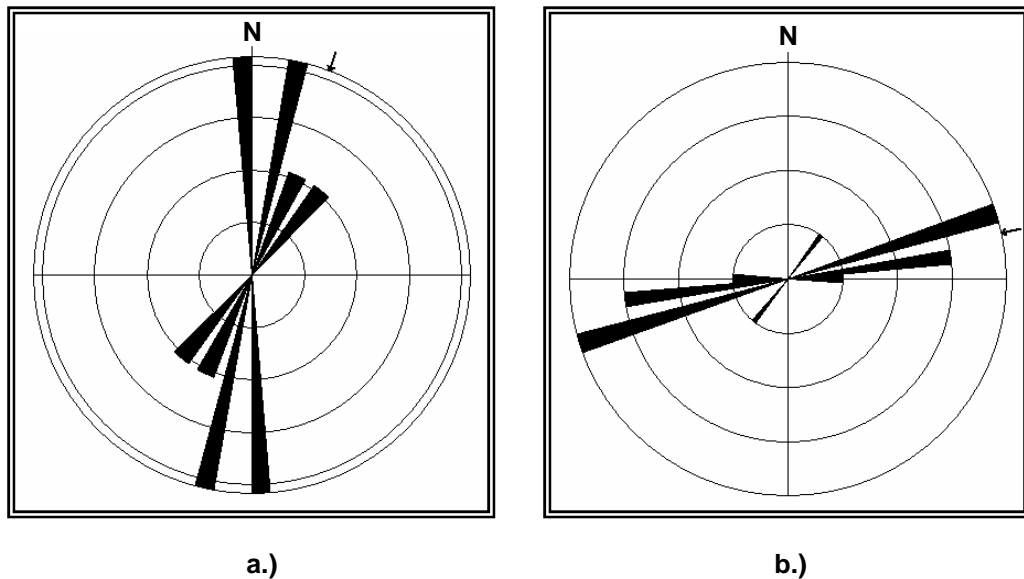


Figura 60. Orientación Real de las Fracturas Naturales Presentes en los Intervalos no Corazonados de la Formación Mirador en el Pozo 1.

En general, se observa que las fracturas naturales presentes en este Pozo siguen una orientación preferencial NS, nótese que todos los tipos de fracturas muestran al menos un sistema importante con esta dirección. El sistema de fracturas que se orienta en dirección NE-SW y se indica en el estereograma generado para la

totalidad de fracturas naturales en el Pozo 1, es producto de esfuerzos de tipo compresivo, esto se evidencia en que ningún otro tipo de fracturas muestra un sistema principal con esta orientación.

Según el análisis de la elipsoide de deformación propuesto por OSORIO G. (2005), se esperaría que las fracturas de tensión se presentaran en dirección ortogonal con respecto a las fracturas de compresión, sin embargo los resultados en general no cumplen con este concepto y los dos tipos de fracturas comparten orientaciones similares. Este hecho puede estar asociado a dos pulsos deformativos distintos, el primero corresponde a un evento distensivo que dio lugar a las fracturas de tensión y el segundo a un evento compresivo, el cual además de originar las fracturas de compresión reactiva y redirecciona las fracturas existentes orientándolas en sentido NS, enmascarando el primer evento. En la evolución geológica de la cuenca propuesta por COOPER et al, (1995), se menciona la ocurrencia de eventos deformativos que concuerdan con el comportamiento observado.

Para justificar la interpretación anterior, es necesario realizar análisis detallados a nivel local tales como microfracturamiento, descripción de afloramientos, diagénesis de fracturamiento y a escala regional, revisar cuidadosamente la evolución tectónica de la cuenca. Además se debe considerar un estudio del sistema fracturado en pozos cercanos y en otros pozos del Campo de Estudio teniendo en cuenta la posición estructural de los mismos.

4.1.3 Intensidad de Fracturamiento Para el Pozo 1

En la *figura 61* se ilustra la intensidad de fracturamiento en el Pozo 1, la cual se determinó siguiendo el procedimiento descrito en la metodología.

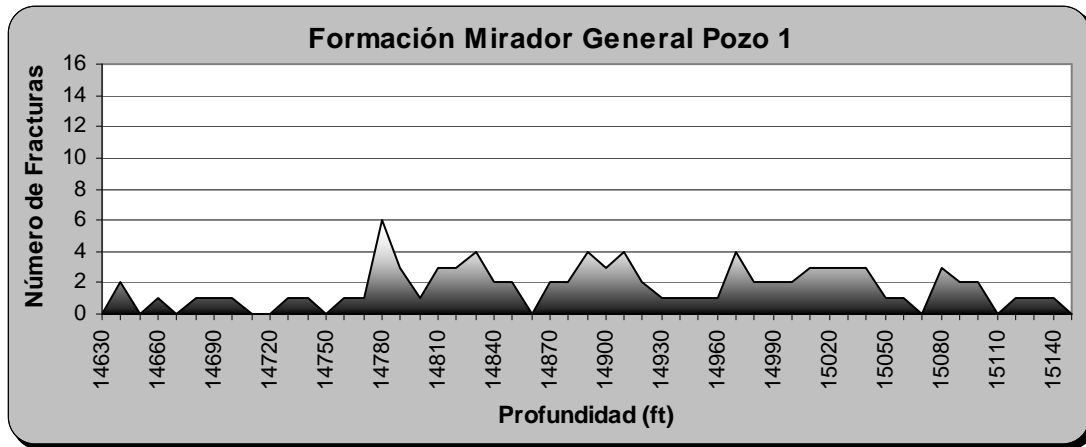


Figura 61. Gráfico de Intensidad de Fracturamiento Para el Pozo 1.

En la *figura 62* se muestra la distribución del tipo de fracturas naturales en profundidad para la sección del registro UBI concordante con el intervalo corazonado, allí se puede visualizar que el esfuerzo predominante en la formación Mirador para el Pozo 1 es de tipo compresivo, esto se explica en razón a que varios picos máximos en el diagrama de intensidad de fracturamiento corresponden precisamente con fracturas naturales de compresión.

Las fracturas de tensión se distribuyen uniformemente y en mayor cantidad hacia el tope de la formación, posteriormente aparecen en menor proporción intercaladas con fracturas de compresión; las fracturas de cizalla ocurren en menor cantidad a lo largo del Pozo; las fracturas de compresión se presentan con mayor frecuencia y en todo el intervalo que comprende la formación. Por lo tanto, para el Pozo 1 se puede establecer que en la formación Mirador predominan los esfuerzos de tipo compresivo.

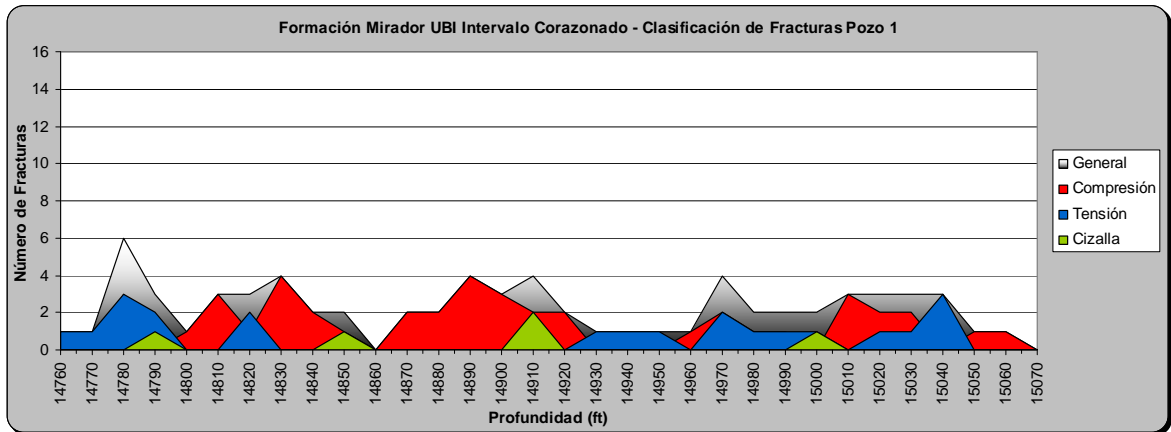


Figura 62. Intensidad de Fracturamiento Determinada a partir del Registro UBI Sobre el Intervalo Corazonado de la Formación Mirador en el Pozo 1, en la cual se ilustran los Tipos de Fracturas Naturales en Profundidad.

Posteriormente se generó la gráfica de intensidad de fracturamiento, para las fracturas naturales observadas en el registro UBI y que corresponden a intervalos corazonados de la formación, sin tener en cuenta la clasificación según el tipo de esfuerzo.

La correspondencia entre la intensidad de fracturamiento obtenida a partir del análisis del registro UBI y de la caracterización de núcleos de perforación, indica que el proceso de interpretación del registro UBI se realizó en forma correcta.

Con el propósito de evaluar las zonas fracturadas de mayor interés con respecto al aporte y migración de fluidos en este Pozo se establecieron 4 secciones principales de fracturamiento o clusters de fracturas (*figura 63*).

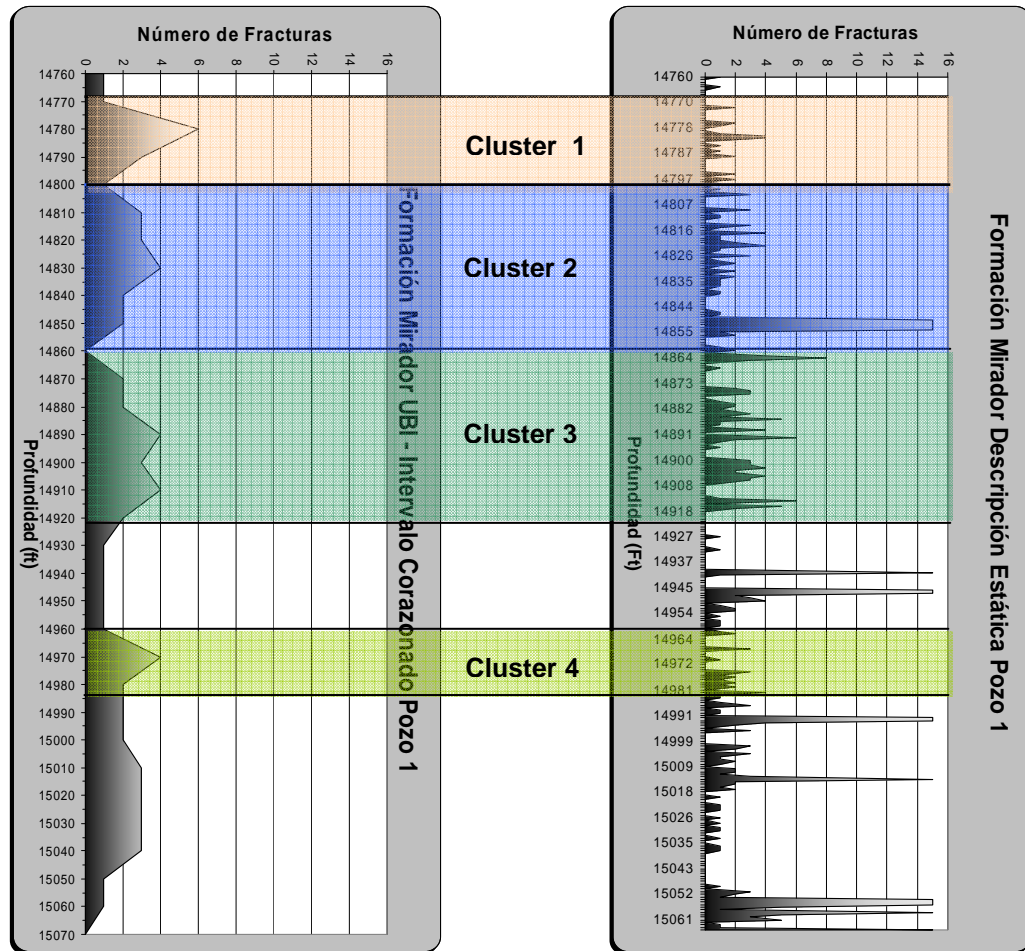


Figura 63. Secciones con Mayor Ocurrencia de Fracturas Naturales Para la Formación Mirador en el Pozo 1.

Cluster 1: De 14770 ft. a 14800 ft. de profundidad. El cluster 1 está compuesto por 11 fracturas naturales (12,4% del total de fracturas), de las cuales 3 son de tensión, 1 de cizalla y 7 de compresión, esto indica que la zona está dominada por esfuerzos compresivos; en el estereograma correspondiente a este cluster se destacan dos sistemas principales de fracturas con una orientación preferencial NS (figura 64), la cual concuerda con la orientación general de las fracturas naturales para la formación Mirador en el Pozo 1.

De acuerdo con los resultados obtenidos en la caracterización de las macrofracturas presentes en los núcleos de perforación, las fracturas naturales que constituyen el cluster 1, en general presentan impregnación, perfil sinuoso, paredes rugosas a estriadas y están parcialmente rellenas, con esta información se establece que esta zona contribuye al comportamiento de doble porosidad y doble permeabilidad de la formación y favorece el aporte y flujo continuo de fluidos hacia el pozo a través de las fracturas.

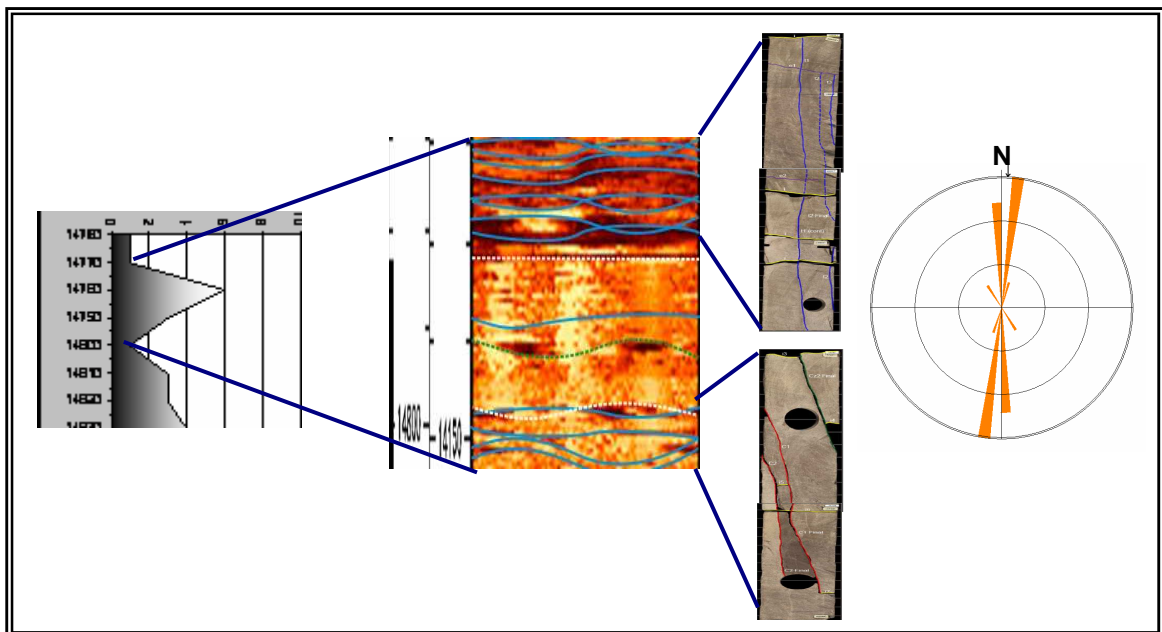


Figura 64. Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster para el Pozo 1.

Cluster 2: De 14800 ft. a 14860 ft. Está constituido por 15 fracturas naturales (16.8% del total de fracturas), de las cuales 2 son de tensión, una de cizalla y 12 de compresión, lo que indica un dominio de esfuerzos compresivos en la zona; en el estereograma correspondiente a este cluster se destacan cuatro sistemas principales de fracturas (*figura 65*), los dos mas importantes se orientan en dirección NS, los otros son perpendiculares entre si y presentan orientaciones NE-SW y NW-SE semejantes a la de dos sistemas principales exhibidos por las fracturas de compresión para la formación Mirador en el Pozo 1. Hacia la parte

inferior del cluster (14850 ft. – 14860 ft.), se presenta una zona cataclástica o de falla; en la imagen UBI se observa como un apilamiento en el cual no es posible distinguir los rasgos allí contenidos. Este tipo de zonas generalmente se asocia con fracturas de cizalla.

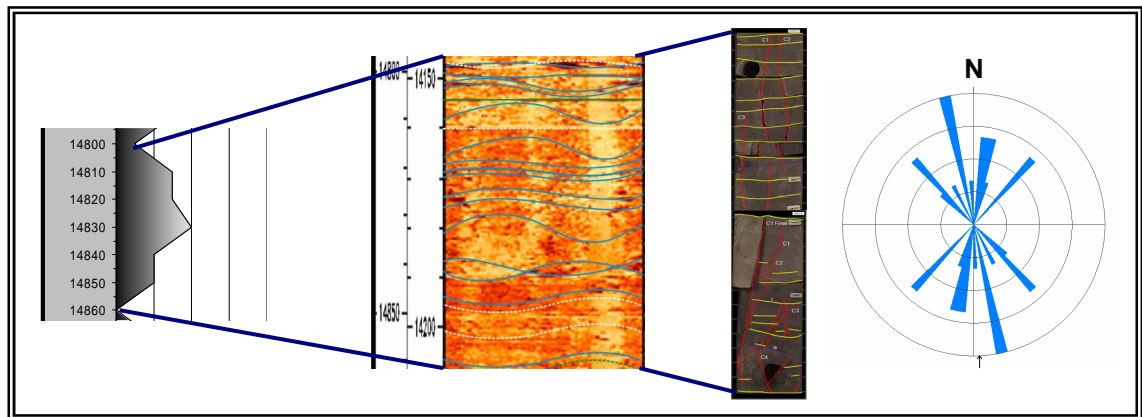


Figura 65. Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster 2 para el Pozo 1.

De las fracturas naturales que constituyen el cluster 2, el 70% presentan impregnación, perfil recto a sinuoso, paredes rugosas a estriadas y están parcialmente rellenas, el resto de fracturas se observan cerradas, sin impregnación y se ubican en la parte inferior del cluster. Con esto se deduce que esta zona en general favorece el flujo continuo de fluidos aunque el aporte no provenga de la totalidad de las fracturas allí presentes.

Cluster 3: De 14860 ft. a 14920 ft. Contiene 16 fracturas naturales (18% del total de fracturas) de las cuales 2 son de cizalla y 14 de compresión, por tanto es evidente que esta zona se encuentra dominada por esfuerzos de tipo compresivo; en el estereograma correspondiente a este cluster se destacan dos sistemas principales de fracturas (*figura 66*), uno con orientación NS y el otro en dirección NE-SW. La disposición de estos sistemas coincide con la orientación de los dos sistemas principales determinados para el total de las fracturas de tipo compresivo.

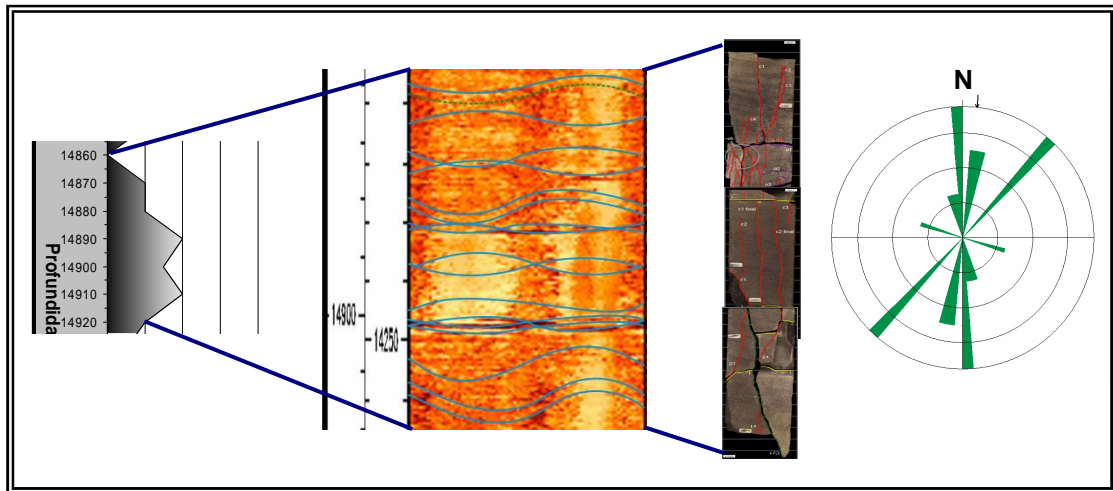


Figura 66. Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster 3 para el Pozo 1.

De las fracturas naturales que constituyen el cluster 3, el 68% presentan impregnación, perfil recto, paredes rugosas a estriadas y están abiertas, el resto de fracturas se observan cerradas, sin impregnación y se ubican en la parte superior del cluster (14860 ft. – 14880 ft.). La parte inferior del cluster 3 contribuye al comportamiento de doble porosidad y doble permeabilidad de la formación y favorece el flujo continuo de fluidos.

Cluster 4: De 14960 ft. a 14980 ft. Está constituido por 6 fracturas naturales (6.7% del total de fracturas), de las cuales 3 son de tensión y 3 de compresión; presenta dos sistemas de fracturas (*figura 67*), uno con orientación NS y el otro en dirección NNE-SSW.

Las fracturas que componen este cluster muestran pared rugosa, perfil sinuoso, se encuentran rellenas a parcialmente rellenas y no presentan impregnación, por tanto se establece que esta zona no contribuye al aporte y flujo de hidrocarburos.

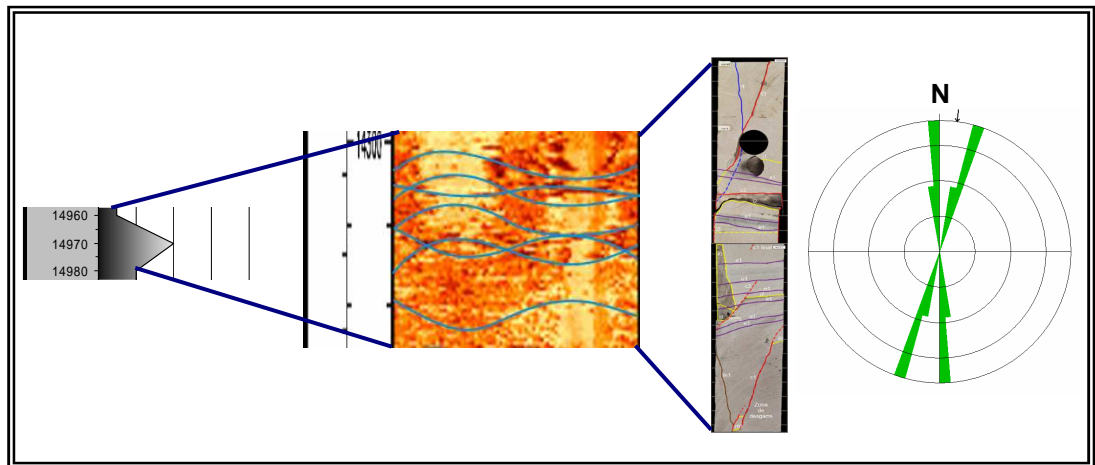


Figura 67. Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster 4 para el Pozo 1.

En síntesis, para la formación Mirador en el Pozo 1, los clusters de fracturas naturales que favorecen el aporte continuo de fluidos al pozo están constituidos en su mayoría por fracturas de compresión, se hallan ubicados desde la parte media hacia el tope de la formación, concretamente en el intervalo de 14630 ft. a 14920 ft. y se orientan preferencialmente en dirección NS (ver *Anexo 2*). La semejanza en la orientación de las fracturas del cluster 1 y las fracturas presentes en la zona no corazonada ubicada en el intervalo de 14630 ft. a 14770 ft. conlleva a determinar que estas últimas hacen parte del mismo sistema fracturado y por tanto presentan las mismas condiciones morfológicas y de impregnación. Las fracturas del intervalo no corazonado ubicado hacia la base de la formación presentan una orientación diferente respecto a la de los demás sistemas de fracturas analizados, por esta razón, no es posible realizar la correlación que permita definir las condiciones morfológicas y de impregnación necesarias para evaluar el nivel de aporte de hidrocarburos, para ello se recomienda analizar los respectivos registros de producción PLT.

Las condiciones morfológicas y el nivel de impregnación de las fracturas en los clusters considerados contribuyen al comportamiento de doble permeabilidad y doble porosidad de la formación, pues como se indica, las fracturas se encuentran

abiertas o parcialmente abiertas y con paredes rugosas a estriadas que evitan el cierre de las mismas permitiendo el flujo continuo de fluidos hacia el pozo y beneficiando el mantenimiento de la producción. Cabe destacar que la mayoría de las fracturas poseen perfiles sinuosos y paredes rugosas que incrementan la tortuosidad de la trayectoria a seguir por los fluidos.

4.2 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS POZO 2

4.2.1 Discriminación de Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 2

Para este Pozo se registraron 480 pies de la formación Mirador en los que se encontraron 118 fracturas naturales distribuidas en: 52 fracturas de tensión, 36 fracturas de compresión y 30 fracturas de cizalla (*Anexo 1*) que equivalen al 44%, 31% y 25% respectivamente, de la totalidad de las fracturas naturales (*figura 68*).

En la *figura 68* se observa que el esfuerzo predominante es el de tensión, el cual da lugar a casi la mitad de las fracturas naturales identificadas.

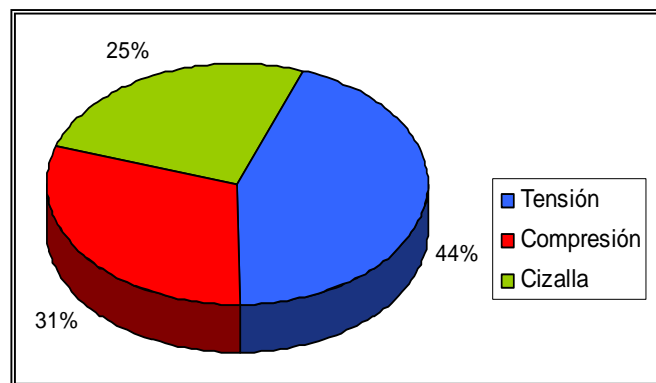


Figura 68. Distribución Porcentual de los Tipos de Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 2.

4.2.2 Orientación Real de las Fracturas Naturales Presentes en el Pozo

Según el estereograma generado para la totalidad de las fracturas naturales presentes en el Pozo 2 e identificadas en los registros de imagen UBI (*figura 69*), se destaca un sistema principal de fracturas naturales con orientación NNE-SSW.

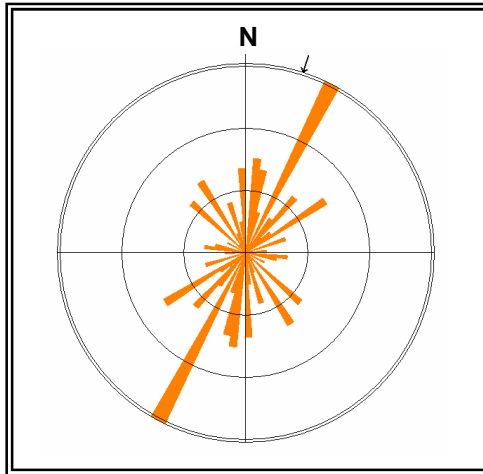


Figura 69. Orientación Real de las Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 2.

En el diagrama rosa de la *figura 70*, las fracturas naturales de tensión se distribuyen en tres sistemas principales. El primero y más importante se orienta en dirección NNE-SSW, semejante a la orientación preferencial que muestra el sistema principal en el estereograma generado para la totalidad de fracturas

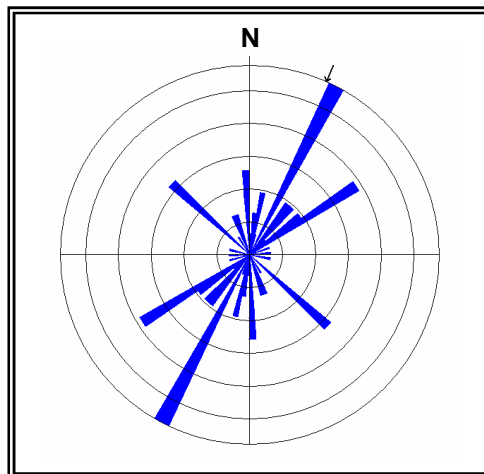


Figura 70. Orientación Real de las Fracturas Naturales de Tensión Presentes en el Pozo 2.

naturales en el Pozo 2 (*figura 70*). En los otros dos sistemas las fracturas ocurren en menor proporción con respecto al sistema anterior y se disponen en dirección NE-SW y NW-SE.

Las fracturas naturales de compresión se distribuyen en numerosos sistemas que presentan distintas orientaciones (*figura 71*); por la frecuencia observada se destacan dos sistemas principales de fracturas de compresión, el primero sigue una dirección NNE-SSW similar a la que muestra el sistema principal en el estereograma generado para la totalidad de fracturas naturales en el Pozo 2 y el segundo presenta una orientación EW, que no se observa en los estereogramas correspondientes a los demás tipos de fracturas naturales.

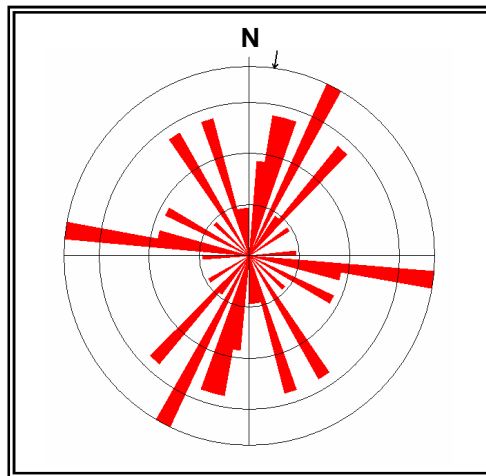


Figura 71. Orientación Real de las Fracturas Naturales de Compresión Presentes en el Pozo 2.

Las fracturas naturales de cizalla se distribuyen en tres sistemas principales (*figura 72*), el primero se dispone en dirección NS, el segundo muestra una orientación NNE-SSW y al igual que en las fracturas de tensión y compresión, coincide con la orientación del sistema principal de las fracturas en general, el tercero con menor frecuencia de fracturas presenta una orientación NNW-SSE.

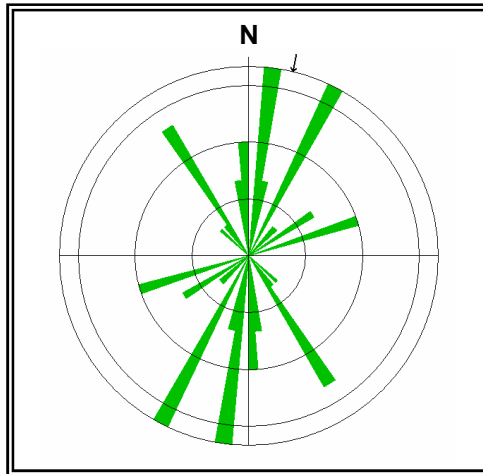


Figura 72. Orientación Real de las Fracturas Naturales de Cizalla Presentes en el Pozo 2.

En general, se observa que las fracturas naturales presentes en el Pozo 2 siguen una orientación preferencial NNE-SSW, nótese que todos los tipos de fracturas muestran al menos un sistema importante con esta dirección, por tanto se puede establecer que las fracturas presentes en este pozo son producto de dos eventos deformativos diferentes, lo cual se explica de manera similar al caso del Pozo 1.

4.2.3 Intensidad de Fracturamiento Para el Pozo 2

En la *figura 73* se ilustra la intensidad de fracturamiento en el Pozo 2, la cual se determinó siguiendo el procedimiento descrito en la metodología.

Los picos máximos observados en la *figura 73* enmarcan tres zonas fracturadas importantes, dos de ellas localizadas hacia el tope y la otra hacia la base de la formación, en los intervalos de 12450 ft. a 12570 ft., de 12580 ft. a 12650 ft. y de 12790 ft. a 12910 ft., respectivamente. Hacia la parte media de la formación, específicamente en el intervalo de 12650 ft. a 12770 ft. la ocurrencia de fracturas naturales es mínima o nula.



Figura 73. Gráfico de Intensidad de Fracturamiento para el Pozo 2.

En la *figura 74* se puede observar que las fracturas de cizalla aparecen distribuidas a manera de paquetes hacia el tope y la parte media de la formación; las fracturas de compresión se presentan agrupadas hacia la parte media y baja de la formación; las fracturas de tensión ocurren en mayor proporción y se distribuyen en gruesos paquetes a lo largo del intervalo considerado, por tanto es evidente que gran parte de la formación esta sometida a esfuerzos de tensión.

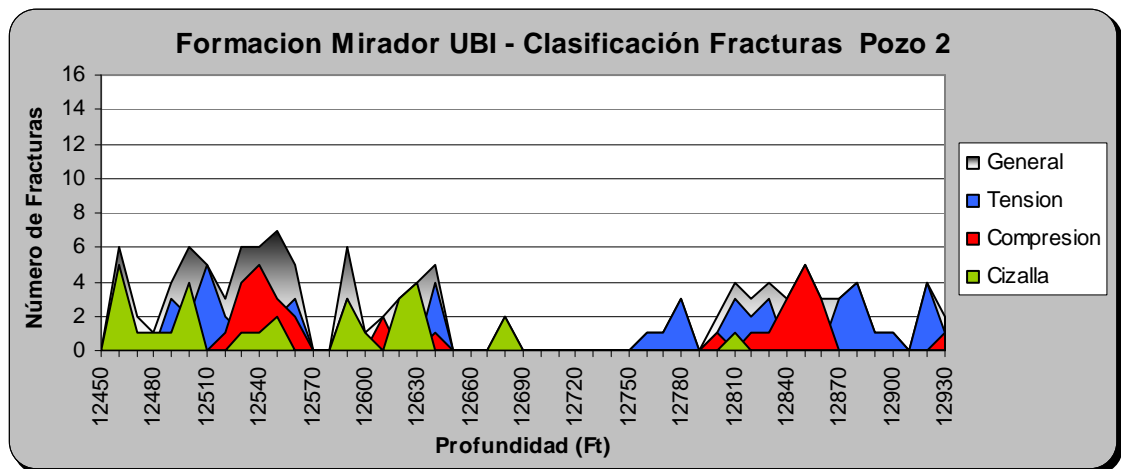


Figura 74. Intensidad de Fracturamiento Determinada a partir del Registro UBI Para la Formación Mirador en el Pozo 2, en la cual se Ilustran los Tipos de Fracturas Naturales en Profundidad.

A medida que se avanza en profundidad disminuye el esfuerzo que genera las fracturas de cizalla y se manifiestan con mayor intensidad los esfuerzos compresivos.

La correspondencia entre la intensidad de fracturamiento obtenida a partir del análisis del registro UBI y de la caracterización de núcleos de perforación, indica que el proceso de interpretación del registro UBI para el Pozo 2 se realizó en forma correcta. Para evaluar las zonas fracturadas de mayor interés con respecto al aporte y migración de fluidos en el Pozo 2, se establecieron 4 secciones principales de fracturamiento o clusters de fracturas (*figura 75*):

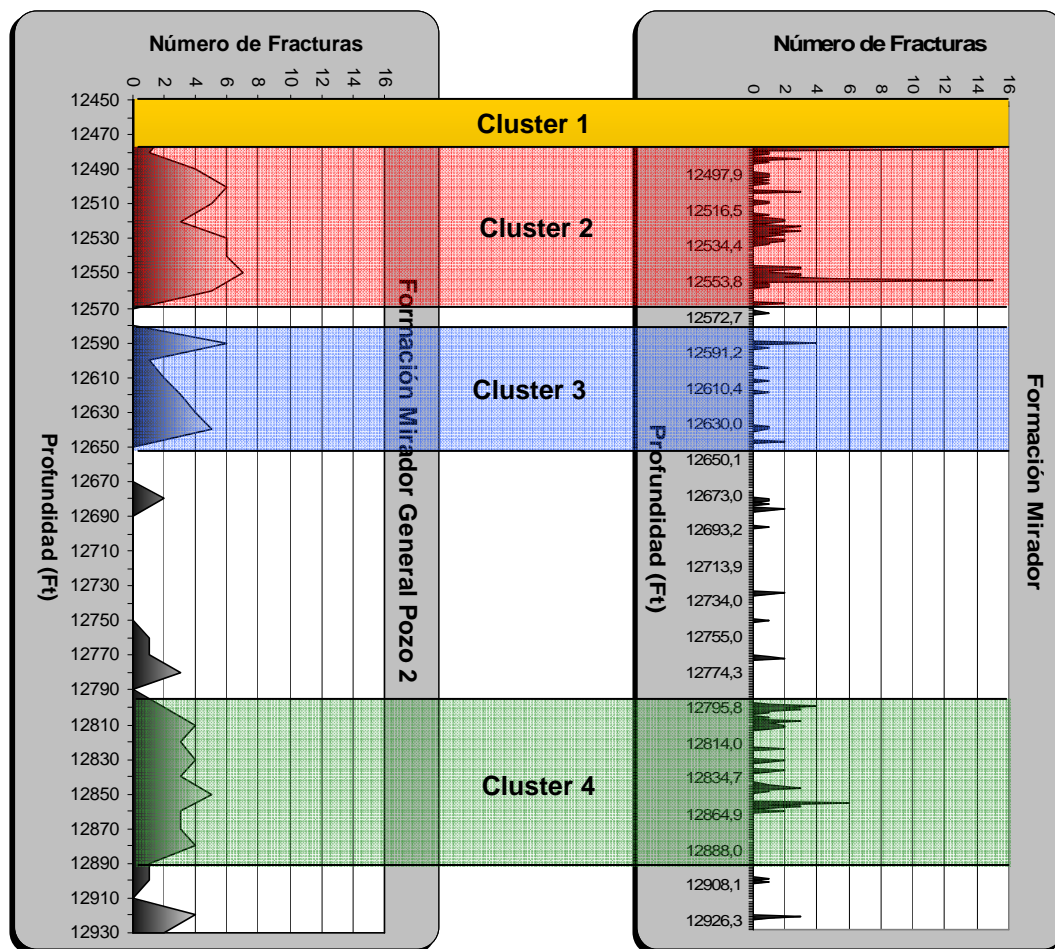


Figura 75. Secciones con Mayor Ocurrencia de Fracturas Naturales Para la Formación Mirador en el Pozo 2.

Cluster 1: De 12450 ft. a 12478 ft. de profundidad. El cluster 1 está compuesto por 9 fracturas naturales (7,6 % del total de fracturas), de las cuales 2 son de tensión y 7 de cizalla, lo que indica un predominio de esfuerzos de cizalla en este intervalo; en el estereograma correspondiente a esta sección se destaca un sistema principal de fracturas con una orientación preferencial NW-SE (*figura 76*).

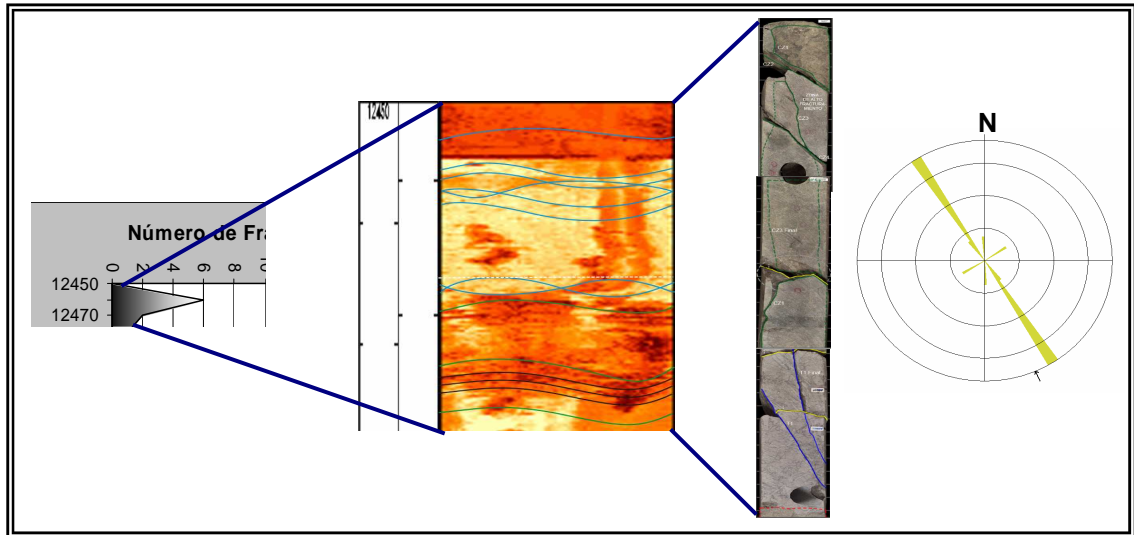


Figura 76. Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster 1 para el Pozo 2.

Hacia la parte inferior del cluster (12470 ft. – 12480 ft.), se presenta una zona cataclástica o de falla; en la imagen UBI se observa como un apilamiento en el cual no es posible distinguir los rasgos allí contenidos. Este tipo de zonas generalmente se asocia con fracturas de cizalla.

Las fracturas naturales que constituyen el cluster 1, presentan impregnación, perfil recto a sinuoso, paredes rugosas a estriadas y se encuentran abiertas; tales condiciones hacen de esta una zona importante para el aporte y flujo constante de fluidos a través de las fracturas, lo que favorece el comportamiento de doble porosidad y doble permeabilidad en este intervalo de la formación.

Cluster 2: De 12480 ft. a 12570 ft. Está constituido por 41 fracturas naturales (34.7% del total de fracturas), de las cuales 17 son de tensión, 9 de cizalla y 15 de compresión, lo que revela un dominio de esfuerzos compresivos y de tensión en la zona; en el estereograma correspondiente al cluster 2 se destacan dos sistemas principales de fracturas (*figura 77*), uno con orientación NS y el otro dispuesto en dirección NE-SW.

Hacia la parte inferior del cluster (12540 ft. – 12550 ft.), se presenta una zona cataclástica o de falla; en la imagen UBI se observa como un apilamiento de fracturas que produce un cambio en la tonalidad.

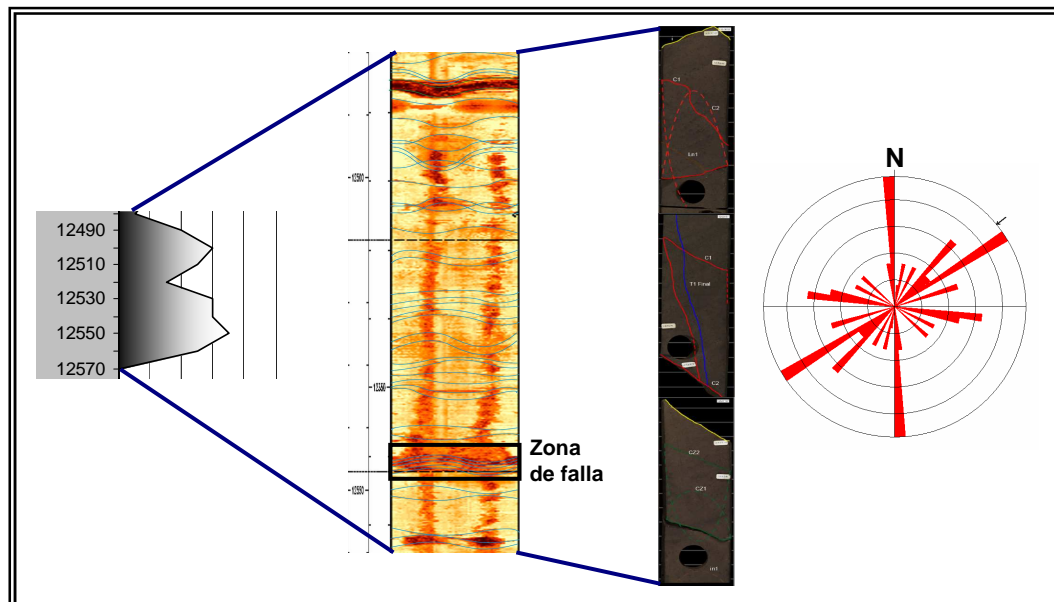


Figura 77. Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster 2 para el Pozo 2.

De las fracturas naturales que constituyen el cluster 2, el 70,3% presentan impregnación, perfil sinuoso, paredes rugosas a estriadas, se encuentran abiertas a parcialmente rellenas y se localizan en el intervalo de 12500 ft. a 12550 ft.; el resto de fracturas se observan sin impregnación y se ubican en la parte superior del cluster. Con esto se deduce que esta zona en general favorece el flujo

continuo de fluidos aunque el aporte no provenga de la totalidad de las fracturas allí presentes.

Cluster 3: De 12580 ft. a 12650 ft. Está constituido por 21 fracturas naturales (17.8 % del total de fracturas), de las cuales 4 son de tensión, 11 de cizalla y 6 de compresión, lo que indica que en esta zona predominan esfuerzos de cizalla; en el estereograma correspondiente al cluster 3 se destaca un sistema principal de fracturas (*figura 78*), con orientación NS.

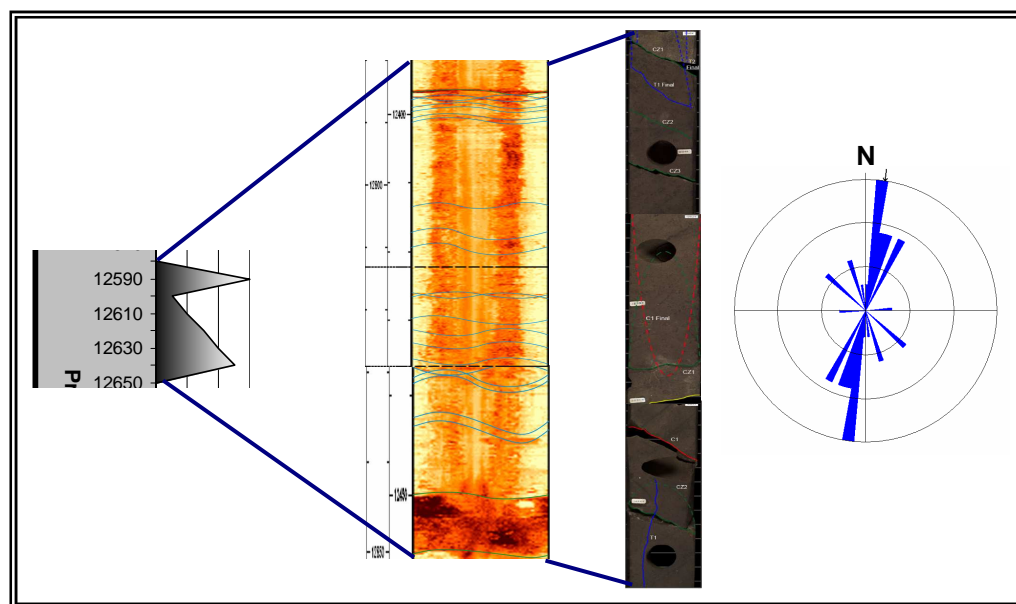


Figura 78. Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster 3 para el Pozo 2.

De las fracturas naturales que constituyen el cluster 3, el 62% presentan impregnación, perfil sinuoso, paredes estriadas, se encuentran abiertas a parcialmente rellenas y se localizan en el intervalo de 12605 ft. a 12640 ft.; el resto de fracturas exhiben la misma morfología pero se observan sin impregnación y se ubican en la parte superior del cluster. Tales condiciones indican que esta zona manifiesta un reducido aporte de hidrocarburos en comparación con el de los clusters anteriores para el Pozo 2.

Cluster 4: De 12795 ft. a 12890 ft.. Está constituido por 33 fracturas naturales (28% del total de fracturas), de las cuales 18 son de tensión, 14 de compresión y una de cizalla, lo que revela un dominio de esfuerzos compresivos y de tensión en la zona; en el estereograma de la *figura 79* se destaca un sistema principal de fracturas, dispuesto en dirección NNE-SSW semejante a la orientación preferencial general de las fracturas naturales para la formación Mirador en el Pozo 2.

Las fracturas que componen el cluster 4, en su mayoría muestran pared estriada, perfil sinuoso, se encuentran abiertas y no presentan impregnación, por tanto se establece que en esta zona al aporte y flujo de hidrocarburos es mínimo o nulo.

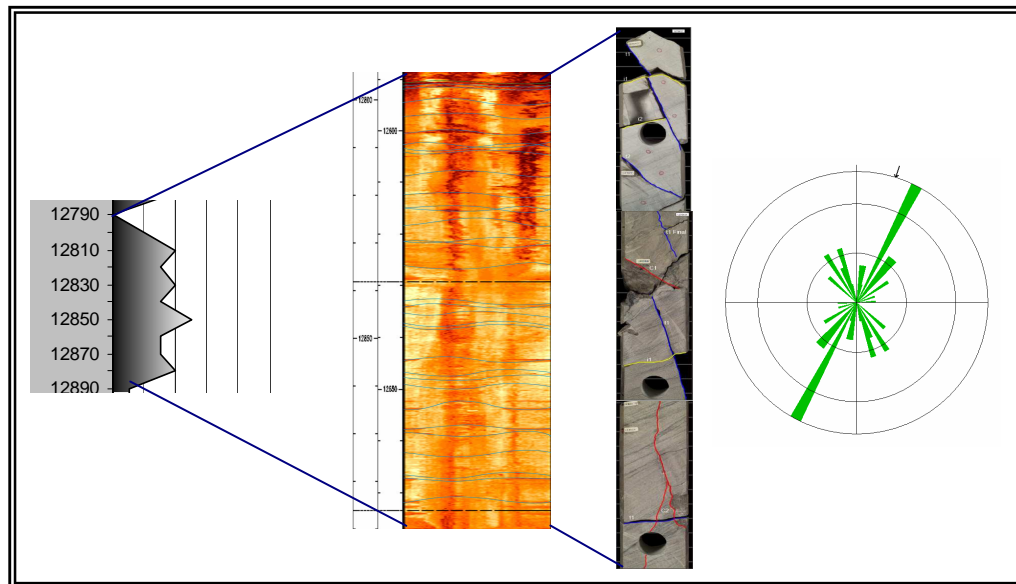


Figura 79. Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster 4 para el Pozo 2.

Para la formación Mirador en el Pozo 2, los clusters de fracturas naturales que favorecen el aporte continuo de fluidos al pozo están constituidos por fracturas, de tensión, compresión y cizalla en proporciones semejantes; se hallan ubicados en dos zonas, uno hacia el tope de la formación, concretamente en el intervalo de 12450 ft. a 12570 ft. y el otro en el intervalo de 12605 ft. a 12640 ft, siguiendo tres direcciones preferenciales, NW-SE, NS y NE-SW (ver Anexo 2). Es evidente,

que con el avance en profundidad, el aporte de hidrocarburos a través de las fracturas, tiende a disminuir.

Al igual que el Pozo 1, las condiciones morfológicas y el nivel de impregnación de las fracturas en los clusters considerados contribuyen al comportamiento de doble permeabilidad y doble porosidad de la formación, pues como se indica, las fracturas se encuentran abiertas o parcialmente abiertas y con paredes rugosas a estriadas que evitan el cierre de las mismas permitiendo el flujo continuo de fluidos hacia el pozo y beneficiando el mantenimiento de la producción. La mayoría de las fracturas presentan perfil sinuoso, lo que incrementa la tortuosidad de la trayectoria a seguir por los fluidos.

4.3 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS POZO 3

4.3.1 Discriminación de Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 3

Para el Pozo 3 se registraron 580 pies de la Formación Mirador en los cuales se encontraron 93 fracturas naturales, distribuidas de la siguiente manera: 13 fracturas de tensión, 6 fracturas de compresión y 74 fracturas naturales ubicadas en los intervalos no corazonados (*Anexo 1*), que representan el 14%, 6% y 80% respectivamente, de la totalidad de las fracturas naturales (*figura 80*). Dentro de los intervalos corazonados no se encontraron fracturas de cizalla.

Para este Pozo, tan solo se cuenta con núcleos de perforación que representan el 44,1% del intervalo de profundidad total que abarca la formación Mirador, por esta razón, no es posible clasificar de manera directa el 80% de las fracturas identificadas mediante la interpretación de las imágenes UBI; para este propósito será necesario evaluar la orientación de las principales familias de fracturas presentes en los intervalos no corazonados y posteriormente comparar los

resultados con los datos de orientación de fracturas de tensión y compresión ya conocidos.

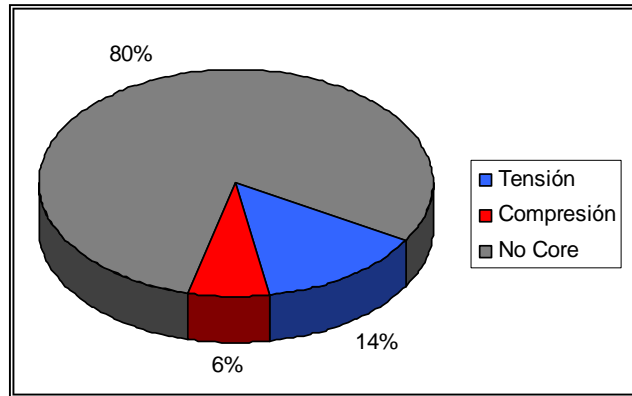


Figura 80. Distribución Porcentual de los Tipos de Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 3.

Hasta el momento no es posible establecer el predominio y/o la variación en profundidad de los esfuerzos que dan lugar a los diferentes tipos de fracturas naturales presentes en la formación.

4.3.2 Orientación Real de las Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 3

En la *figura 81* se muestra el estereograma generado para la totalidad de las fracturas naturales presentes en el Pozo 3 e identificadas en los registros de imagen UBI.

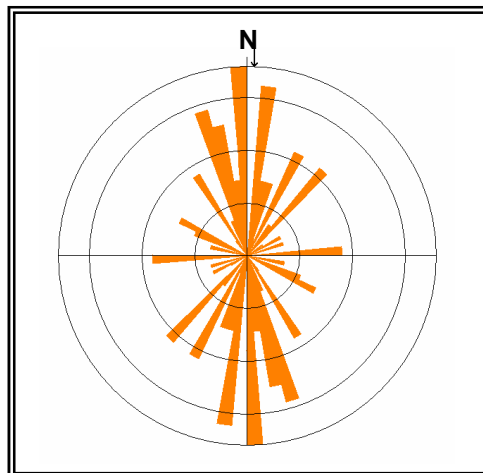


Figura 81. Orientación Real de las Fracturas Naturales Presentes en el Pozo 3.

Allí se destacan tres sistemas de fracturas naturales principales, los dos de mayor frecuencia presentan una orientación NS, el otro se halla en menor proporción respecto a los anteriores y está orientado en dirección NNW-SSE.

En el estereograma de la *figura 82*, las fracturas naturales de tensión se distribuyen en cuatro sistemas principales, el primero y más importante se orienta en dirección NNW-SSE semejante a la orientación preferencial que muestra uno de los sistemas principales en el estereograma generado para la totalidad de fracturas naturales en el Pozo 3 (*figura 81*), los demás exhiben un menor número de fracturas y se disponen en dirección NS, NNW-SSE y NNE-SSW.

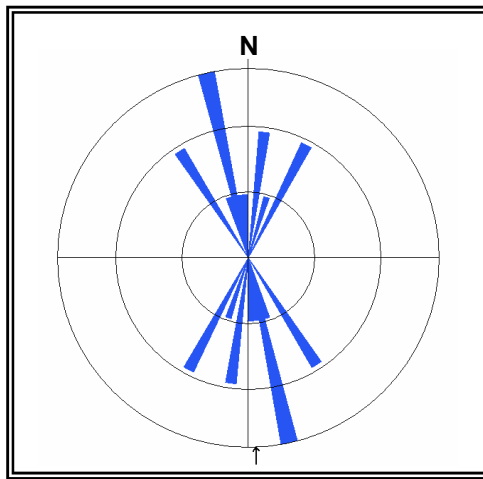


Figura 82. Orientación de las Fracturas Naturales de Tensión Presentes en el Pozo 3.

Las fracturas naturales de compresión presentan solo un sistema principal, como se observa en la *figura 83*, el cual está orientado en dirección NS concordante con la orientación del sistema principal más importante observado en el diagrama rosa para la totalidad de las fracturas naturales en el Pozo 3.

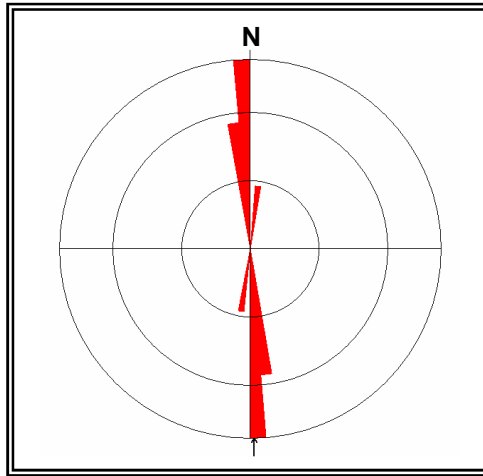


Figura 83. Orientación Real de las Fracturas Naturales de Compresión Presentes en el Pozo 3.

En la *figura 84* se muestra el estereograma generado para las fracturas naturales presentes en intervalos no corazonados correspondientes al Pozo 3 e identificadas en los registros de imagen UBI.

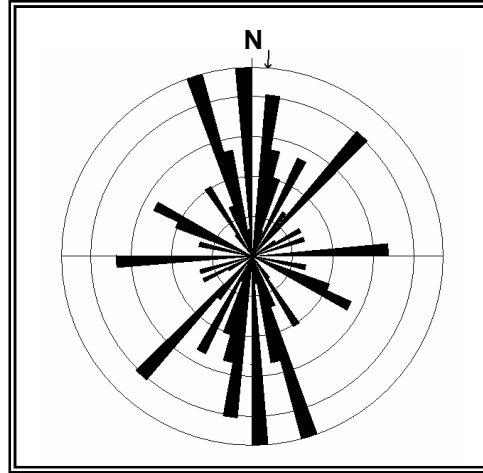


Figura 84. Orientación Real de las Fracturas Naturales Para Intervalos no Corazonados Presentes en el Pozo 3.

Se destacan 5 sistemas de fracturas principales, el primero que es uno de los más importantes se orienta en dirección NS y concuerda con el sistema principal expuesto por las fracturas naturales de compresión, el segundo presenta una

frecuencia similar al anterior y se dispone en dirección NNW-SSE, característica del sistema principal de las fracturas de tensión, el tercero manifiesta un menor número de fracturas en dirección NNE-SSW, semejante a uno de los sistemas principales de fracturas de tensión; los otros dos sistemas siguen direcciones NE-SW y EW, producto de esfuerzos de cizalla, esto se evidencia en que ningún otro tipo de fracturas muestra un sistema principal con esta orientación.

Con lo anterior, se establece que la formación Mirador para el Pozo 3 está sometida a esfuerzos de tensión y compresión; los sistemas de fracturas principales generados por este tipo de esfuerzos presentan una orientación preferencial en dirección NNW-SSE y NS respectivamente.

4.3.3 Intensidad de Fracturamiento Para el Pozo 3

En la *figura 85* se ilustra la intensidad de fracturamiento en el Pozo 3, la cual se determinó siguiendo el procedimiento descrito en la metodología.

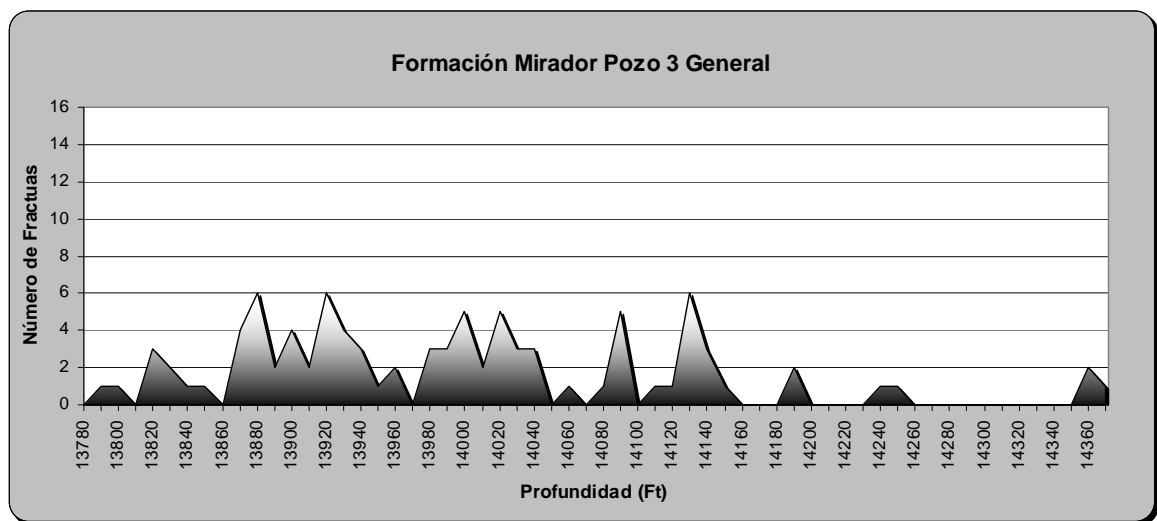


Figura 85. Gráfico de Intensidad de Fracturamiento para el Pozo 3.

Los picos máximos observados en la *figura 85* enmarcan 4 zonas fracturadas importantes, localizadas desde la zona intermedia hacia el tope de la formación, en

el intervalo de 13860 ft. a 14160 ft. En el tope de la formación y base de la formación específicamente en los intervalos de 13780 ft. a 13860 ft. y de 14160 ft. a 14370 ft. la ocurrencia de fracturas naturales es mínima o nula.

En la *figura 86* se muestra la distribución del tipo de fracturas en profundidad para la sección del registro UBI concordante con el intervalo corazonado, allí se puede visualizar la ausencia significativa de núcleos de perforación que impide realizar una clasificación completa de las fracturas naturales observadas en la imagen UBI para la formación Mirador en el Pozo 3. Por esta razón y hasta el momento no es posible determinar tendencias o variaciones de los esfuerzos en profundidad; para este propósito es necesario evaluar la orientación de los clusters de fracturamiento y posteriormente comparar con la orientación obtenida de las fracturas que han logrado ser clasificadas y que se observan en la *figura 91* en los intervalos de 13860 ft a 13900 ft. y 14080 ft. a 14130 ft.

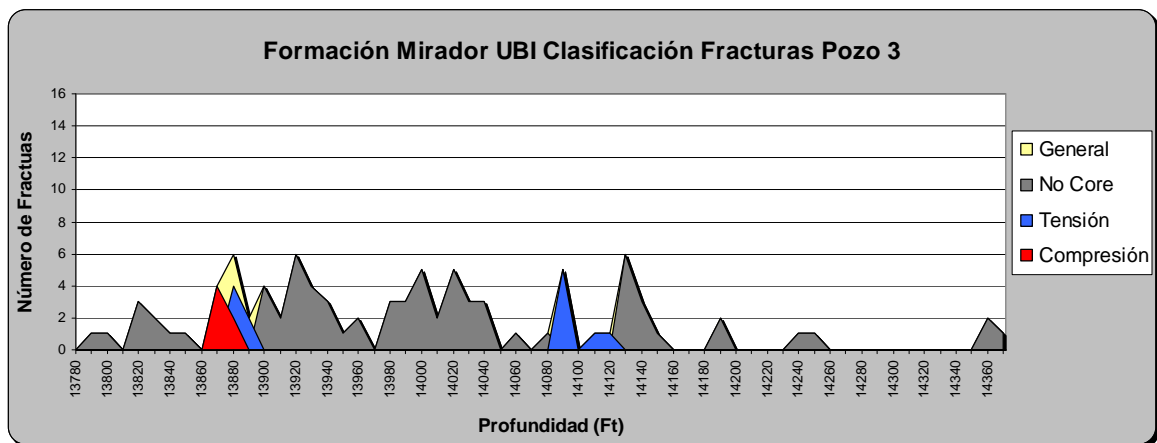


Figura 86. Intensidad de Fracturamiento Determinada a partir del Registro UBI para la Formación Mirador en el Pozo 3, en la cual se ilustran los Tipos de Fracturas Naturales en Profundidad.

Debido a la ausencia de núcleos de perforación, no es posible contar con una descripción estática completa que permita demostrar la correspondencia en las gráficas de intensidad de fracturamiento y definir secciones de mayor ocurrencia de fracturas en el Pozo 3, por tanto, se tendrá en cuenta solamente la gráfica de

intensidad de fracturamiento generada a partir de la información obtenida en imágenes UBI (figura 87).

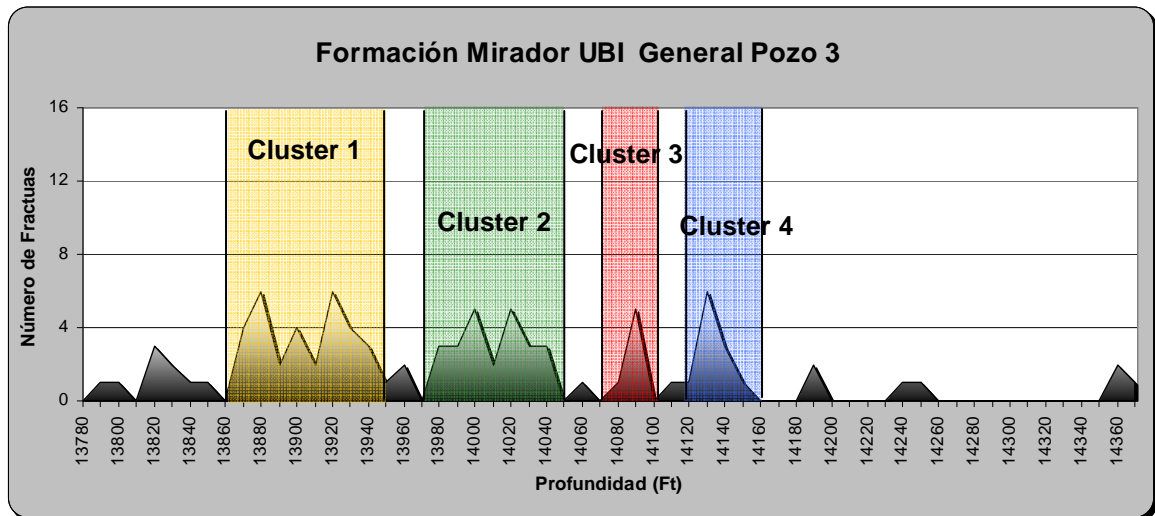


Figura 87. Secciones con Mayor Ocurrencia de Fracturas Naturales para la Formación Mirador en el Pozo 3.

Cluster 1: De 13860 ft. a 13950 ft. de profundidad. Está constituido por 33 fracturas naturales (35.5% del total de fracturas), de las cuales 6 son de tensión, 6 de compresión y 21 fracturas no clasificadas.

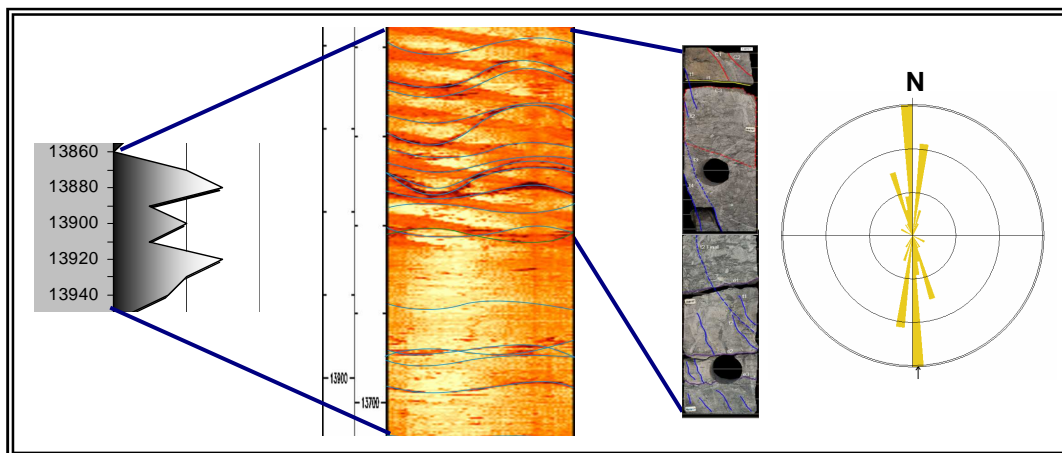


Figura 88. Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster 1 para el Pozo 3.

En el estereograma de la *figura 88* se destaca un sistema principal de fracturas con una orientación preferencial NS, la cual concuerda con la orientación general de las fracturas naturales de compresión para la formación Mirador en el Pozo 3, además se observa un sistema de fracturas de menor frecuencia cuya orientación corresponde con la de las fracturas de tensión; esto indica que la zona está sometida a esfuerzos de tipo compresivo con una mínima influencia de esfuerzos de tensión.

Para el cluster 1 solo se cuenta con la descripción morfológica del 36% de las fracturas que lo constituyen, las cuales poseen perfil sinuoso, paredes rugosas, están rellenas a parcialmente rellenas, no presentan impregnación y se ubican en el intervalo de 13860 ft. a 13890 ft.; con esta información se establece que el intervalo fracturado mencionado no favorece el aporte de hidrocarburos al pozo. Para evaluar el aporte de fluidos en la fracción restante de las fracturas que componen el cluster, se sugiere acudir a la información proporcionada por registros de producción PLT.

Cluster 2: De 13970 ft. a 14050 ft. de profundidad. Compuesto por 25 fracturas naturales (27% del total de fracturas) que no están clasificadas debido a la ausencia de núcleos de perforación para este intervalo de la formación Mirador en el Pozo 3. Del estereograma de la *figura 89* se observan dos sistemas principales de fracturas que siguen direcciones EW y NE-SW, de esto se deduce que las fracturas naturales presentes en el cluster son originadas por esfuerzos de cizalla, ya que la orientación allí mostrada es acorde con la que presentan los sistemas principales de fracturas de este tipo (ver *figura 84*).

De igual manera que en el caso anterior, para este intervalo fracturado se propone evaluar el flujo y aporte de fluidos mediante el análisis de registros de producción PLT.

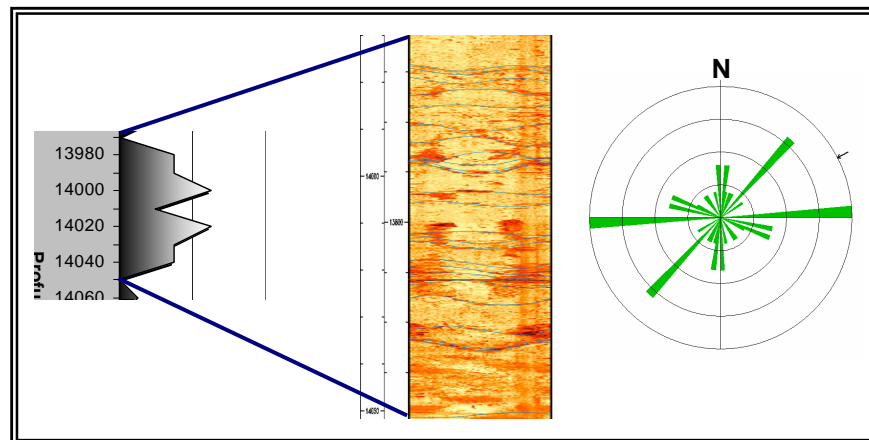


Figura 89. Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster 2 para el Pozo 3.

Cluster 3: De 14070 ft. a 14100 ft. Está constituido por 7 fracturas naturales de tensión (7.5 % del total de fracturas), lo que indica un predominio de esfuerzos de este tipo. Las fracturas se orientan en dirección NNW-SSE, como se observa en el estereograma de la *figura 90*.

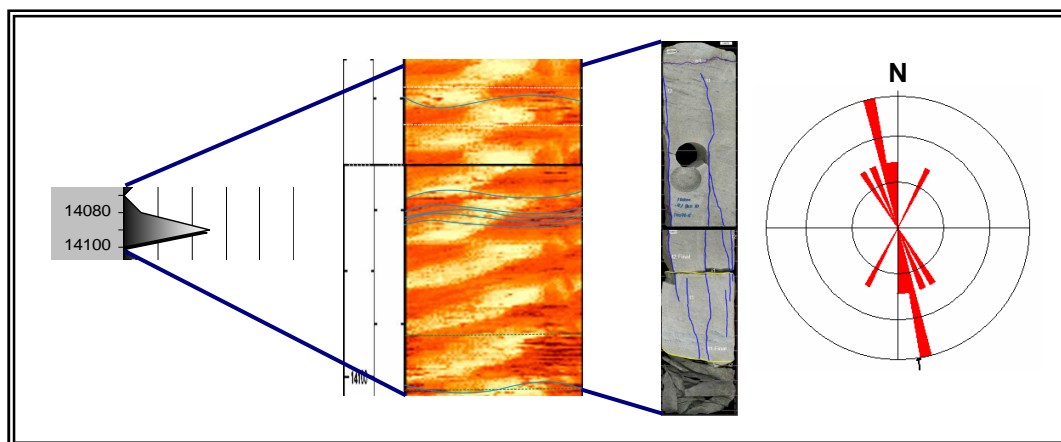


Figura 90. Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster 3 para el Pozo 3.

Las fracturas que componen este cluster muestran pared rugosa, perfil sinuoso a dentado, se encuentran rellenas a parcialmente rellenas y no presentan impregnación, por tanto se establece que esta zona no contribuye al aporte y flujo de hidrocarburos.

Cluster 4: De 14120 ft. a 14160 ft. de profundidad. Compuesto por 10 fracturas naturales (10.75% del total de fracturas) que no están clasificadas debido a la ausencia de núcleos de perforación para este intervalo de la formación Mirador en el Pozo 3. Del estereograma de la *figura 91* se observa un sistema principal de fracturas dispuesto en dirección NNE-SSW, semejante a la orientación de uno de los principales sistemas de fracturas de tensión (ver *figura 82*); por esta razón se concreta el dominio de esfuerzos de tensión en el intervalo considerado.

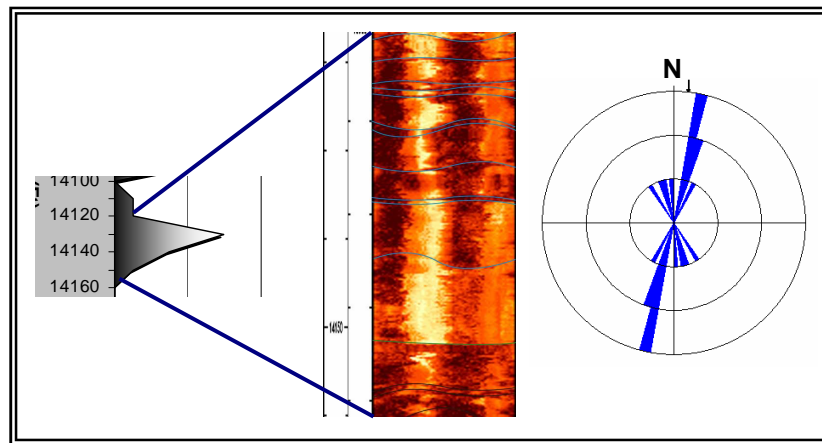


Figura 91. Herramientas Utilizadas en el Análisis del Cluster 4 para el Pozo 3.

De igual manera que en los clusters 1 y 2, para esta sección también se propone evaluar el flujo y aporte de fluidos mediante el análisis de registros de producción PLT.

En general, la formación Mirador en el Pozo 3 presenta fracturas de tensión con orientación NNW-SSE y NNE-SSW, fracturas de compresión que siguen una dirección preferencial NS y fracturas de cizalla dispuestas en dirección EW y NE-SW (ver Anexo 2). Los esfuerzos en profundidad se distribuyen aproximadamente de la siguiente manera: desde el tope de la formación (13780 ft.) hasta una profundidad de 13970 ft. predominan esfuerzos de tensión y compresión, entre los 13970 ft. y 14070 ft. se destaca un amplio dominio de esfuerzos de cizalla y desde

los 14070 ft. hasta la base de la formación Mirador (14370 ft.) prevalecen esfuerzos de tensión.

Los resultados anteriores son producto de la extrapolación de los datos de aptitud de las fracturas clasificadas mediante la caracterización estática en núcleos de perforación a las fracturas identificadas a partir de la interpretación de las respectivas imágenes UBI y que aparecen en intervalos no corazonados de la formación.

Debido a las condiciones morfológicas y de impregnación, los clusters de fracturas naturales que cuentan con información de núcleos de perforación ubicados específicamente en los intervalos de 13860 ft. a 13890 ft y de 14070 ft. a 14100 ft, no favorecen el aporte continuo de fluidos al pozo. Para evaluar el aporte y flujo de fluidos en el resto del sistema fracturado es necesario remitirse a información de registros de producción PLT, sumarios de Pozo (WELL REVIEW, 2001) o de cualquier otra herramienta que permita realizar este análisis.

5 CONCLUSIONES

- La Metodología propuesta para la interpretación de imágenes de registros UBI es una herramienta efectiva en la caracterización del fracturamiento natural presente en un yacimiento ya que proporciona información precisa en cuanto a la ubicación, aptitud, frecuencia de las fracturas naturales en profundidad y la distribución de los esfuerzos que las generan; esto puede corroborarse con los respectivos datos obtenidos a partir de la aplicación de otros métodos de caracterización tales como el análisis de registros eléctricos y núcleos de perforación.
- La interpretación de registros UBI aplicada a la caracterización de fracturas naturales también es sumamente útil para pozos en los que no se cuenta con información de núcleos de perforación, ya que permite identificar las zonas con mayor ocurrencia de fracturas naturales, su ubicación en profundidad y su respectiva orientación real.
- Las fracturas naturales no se encuentran distribuidas de manera homogénea en profundidad, en general, estas aparecen agrupadas en ciertos intervalos denominados clusters.
- El estudio de estos clusters de fracturamiento, además de proporcionar una idea de los intervalos con mayor ocurrencia de fracturas naturales, permite mediante la correlación con datos de núcleos de perforación o registros de producción PLT determinar las zonas de mayor interés en cuanto al flujo y aporte de hidrocarburos.

- Para la formación Mirador en el Pozo 1, los clusters de fracturas naturales que favorecen el aporte continuo de fluidos al pozo están constituidos en su mayoría por fracturas de compresión; se ubican desde la parte media hacia el tope de la formación, en el intervalo de 14630 ft. a 14920 ft. y se orientan preferencialmente en dirección NS. Las fracturas naturales se encuentran abiertas o parcialmente abiertas, con paredes rugosas a estriadas y poseen perfiles sinuosos.
- Para la formación Mirador en el Pozo 2, los clusters de fracturas naturales que favorecen el aporte continuo de fluidos al pozo están constituidos por fracturas de tensión, compresión y cizalla en proporciones semejantes; ubicados en dos zonas, una en el intervalo de 12450 ft. a 12570 ft. y la otra en el intervalo de 12605 ft. a 12640 ft, siguiendo tres direcciones preferenciales, NW-SE, NS y NE-SW; con el avance en profundidad, el aporte de hidrocarburos a través de las fracturas, tiende a disminuir. Las fracturas naturales se encuentran abiertas o parcialmente abiertas, con paredes rugosas a estriadas y perfil sinuoso.
- La formación Mirador en el Pozo 3, presenta fracturas de tensión con orientación NNW-SSE y NNE-SSW, fracturas de compresión que siguen una dirección preferencial NS y fracturas de cizalla dispuestas en dirección EW y NE-SW. Los clusters de fracturas naturales que cuentan con información de núcleos de perforación ubicados en los intervalos de 13860 ft. a 13890 ft y de 14070 ft. a 14100 ft, no favorecen el aporte continuo de fluidos al pozo.
- Para la formación Mirador en el Pozo 1, a medida que se avanza en profundidad aumentan los esfuerzos de tipo compresivo y disminuyen los esfuerzos de cizalla.

- Para la formación Mirador en el Pozo 2, gran parte de la formación esta sometida a esfuerzos de tensión; a medida que se avanza en profundidad disminuye el esfuerzo de cizalla y se manifiestan con mayor intensidad los esfuerzos compresivos.
- Para la formación Mirador en el Pozo 3, los esfuerzos en profundidad se distribuyen aproximadamente de la siguiente manera: desde el tope de la formación (13780 ft.) hasta una profundidad de 13970 ft. predominan esfuerzos de tensión y compresión, entre los 13970 ft. y 14070 ft. se destaca un amplio dominio de esfuerzos de cizalla y desde los 14070 ft. hasta la base de la formación Mirador (14370 ft.) prevalecen esfuerzos de tensión.
- El aporte de hidrocarburos no depende del tipo de fracturamiento natural presente (tensión, compresión y cizalla) sino de la morfología de las fracturas y de la impregnación de la zona.
- La aplicación de esta metodología puede extenderse a los demás Pozos en el Campo de Estudio, siempre y cuando haya disponibilidad de registros UBI, de esta manera se puede realizar una caracterización general del fracturamiento natural de la formación Mirador y posteriormente generar un modelo conceptual del fracturamiento.
- Los resultados generados en la caracterización de fracturas naturales a partir de la interpretación de registros UBI, son un aporte fundamental que puede integrarse a estudios de caracterización de núcleos de perforación, análisis de registros eléctricos, microfracturamiento en secciones delgadas y descripción de afloramientos, para evaluar el efecto del fracturamiento natural sobre la producción del Campo de Estudio, utilizando simuladores comerciales de yacimientos naturalmente fracturados.

6 RECOMENDACIONES

- Es importante realizar una evaluación de los rasgos que pueden ser identificables en el registro UBI teniendo en cuenta la escala a la cual se está trabajando y corroborarlos si es posible con otros análisis (núcleos de perforación, registros eléctricos, etc.).
- En la imagen del registro UBI, algunas veces se observan parches oscuros, estos son producto de posibles acumulaciones de la torta de lodo en esas zonas de la pared, derrumbes provocados por inestabilidad de la pared del pozo o en menor probabilidad porque algunas fracturas terminan exactamente en una de las caras del pozo. Cada uno de estos efectos debe analizarse de manera puntual y detallada para evitar errores en la interpretación de fracturamiento natural.
- Con el propósito de evaluar el aporte y flujo de hidrocarburos de las fracturas naturales presentes en los intervalos no corazonados de los Pozos 1 y 3 en la formación Mirador, se propone utilizar registros de producción PLT, sumarios de Pozo o cualquier otra herramienta que permita realizar este análisis.
- Sería interesante aplicar la metodología propuesta en otras formaciones y pozos del campo de estudio, para determinar zonas de acumulación y trazar trayectorias de perforación confiables que permitan aumentar el recobro de hidrocarburos del yacimiento.

- La orientación real de las fracturas naturales obtenida al aplicar la metodología propuesta es un aspecto muy importante que puede ser utilizado en el diseño de rutas de perforación de nuevos pozos. En este caso, es necesario considerar dos aspectos, cortar el mayor número de fracturas y minimizar el efecto de los esfuerzos para evitar problemas de estabilidad.
- Al momento de interpretar la imagen UBI es conveniente considerar el efecto de la torta de lodo (mudcake), ya que ésta absorbe parte de la señal emitida por el transductor reduciendo levemente la amplitud y la medida del radio del hueco, esto puede ser interpretado como una falsa estratificación dando resultados erróneos en los estudios aplicados a los pozos.
- En ocasiones, el espiralamiento de las paredes del pozo se refleja en la imagen UBI como bandas diagonales sucesivas; se recomienda tener en cuenta este efecto ya que puede confundirse con la apariencia normal de las fracturas y por tanto producir errores en la interpretación.

7 BIBLIOGRAFÍA

- AGUILERA, R. Geologic and Engineering Aspects of Naturally Fractured Reservoirs. Servipetrol Ltd. Calgary, Canadá, 2003.
- BENDECK, J. Perfiles Eléctricos, Una Herramienta Para la Evaluación de Formaciones. Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo. Bogotá, 1992.
- CARO, I., OCAMPO, A., TINJACÁ, J., CASTAÑEDA, R., OSORIO, F., ALMEYDA, O. AND AYURE, A. "Informe Cusiana-Cupiagua Well Review, November 2001". BP. Exploration Colombia, 2001.
- COOPER et. al. Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. AAPG Bulletin No. 79. USA, 1995.
- ECOPETROL – ICP, Modelo Integrado Campo Cupiagua. Informe Final. Piedecuesta, Santander, 2001.
- ECOPETROL – ICP, Modelo Integrado Campo Cupiagua. Piedecuesta, Santander, 1995.
- ELLIOTT, W. UBI Processing, Image Interpretation and Hosana Analysis, Schlumberger Reference Number 1100, 1997.
- FAJARDO, A., ROJAS, L. and CRISTANCHO, J. Modelo Estratigráfico Llanos y Piedemonte, Definición del Modelo Estratigráfico en el Intervalo

Cretáceo Tardío a Mioceno Medio en la Cuenca Llanos Orientales y Piedemonte Llanero, ICP, 2000.

- FRIEDMAN, G.M., and SANDERS, J.E. Principles of Sedimentology. Wiley, New York, 1978.
- GMPH, CONVENIO UIS – ICP. Impacto del Modelamiento Geológico y su Relación con Parámetros de Ingeniería, en la Caracterización de Yacimientos Altamente Heterogéneos, Bucaramanga, 2005.
- GÔLKE, M. and WENZELL, F. Borehole Failure Used for the Analysis of Tectonic Stress 1992.
- KULANDER, B., et. al. Fractured Core Analysis. Methods in Exploration Series. AAPG Bulletin Special, No. 8. USA, 1990.
- MARTINEZ J. A., Modelamiento Estructural 3D y Aplicaciones en la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Cinturón de Cabalgamiento del Piedemonte Llanero, Cordillera Oriental, Colombia. BP Exploration, Bogotá, Colombia. VIII Simposio Bolivariano - Exploración Petrolera en las Cuencas Subandina, 2003, p. 106 – 117.
- NELSON, R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs Contributions in Petroleum Geology and Engineering, Vol.1. University of Southern California. p. 320. Gulf Publishing Co. Houston, Texas, 2001.
- OSORIO, G. Curso de Geomecánica de Yacimientos. Cáp. 1-12. Medellín, 2004.
- OXY. Reporte Final Pozo Gibraltar 1. 2002.

- PEMBERTON, S. Ichnological Concepts and Selected Core Estudios. Volume 1. Department of Geology, University of Alberta, 1985.
- PINEDA, M., URIBE, J., BONILLA, R., NAAR, J., MORA, K., MARROQUIN, J. "Informe Cusiana - Cupiagua Well Review". BP. Exploration Colombia, 2003.
- ROGERS, S.F. et al. Orientation of Drill Core by Use of Borehole Geophysical Imaging. 2000.
- SARMIENTO, L. Mesozoic Rifting and Cenozoic Basin Inversion History of the Eastern Cordillera, Colombian Andes. Informe Ecopetrol. Bogotá - Colombia, 2001.
- SCHLUMBERGER, Log Interpretation Charts, 2nd Edition, 2000.
- SCHLUMBERGER. FMI Brochure, 2002.
- SCHLUMBERGER. FMS Brochure, 1991.
- SCHLUMBERGER. OBMI Brochure, 2002.
- SCHLUMBERGER. UBI Brochure, 2002.
- SCHLUMBERGER. UBI Tool, 1997.
- SOTO, A., SANDOVAL, J., GOMÉZ, J., POSADA, C., LINARES, R. Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo Cupiagua, Modelo Integrado Campo Cupiagua, Ecopetrol, Colombia, 2001.

- TABOADA, A., RIVERA, L., FUENZALIDA, A., CISTERNAS, A. Geodynamics of the Northern Andes: Subductions and Intracontinental Deformation Tectonics. Vol. 19, No. 5, p. 787-813. Colombia, 2000.
- TARBUCK, E. and LUTGENS, F. Ciencias de la Tierra. Prentice Hall. Sexta Edición. 1999. p. 340.
- VIRGILIO, A. AND NARANJO, J. Compilación y Síntesis Estratigráfica de los Llanos Orientales. GEOCONSULT LTDA, Colombia, 2004.
- ZOBACK, M. D., LAST, N. C. and WILLSOM, S. Drilling in South America: A Wellbore Stability Approach for Complex Geologic, SPE 53940, 1985.

ANEXOS

ANEXO 1. Tabulación de Datos Obtenidos en la Interpretación de Registros UBI
Para los Pozos 1, 2 y 3.

POZO 1.

Rasgos	
Fractura	
Contacto Litol.	
Estratificación	

N°	Prof. (ft)	Orientación						Rasgos
		Az(°)	Diám (ft)	Amplitud (ft)	Rumbo Az(°)	Rumbo	Buz(°)	
1	14630	285	0,7083	5,42	195	S 15 W	83	
2	14636	300	0,7083	2,92	210	S 30 W	76	
3	14636	127,5	0,7083	4,44	37,5	N 37,5 E	81	
4	14652	135	0,7083	5,62	45	N 45 E	83	
5	14677	105	0,7083	3,33	15	N 15 E	78	
6	14689	270	0,7083	4,17	180	S N	80	
7	14694	270	0,7083	4,17	180	S N	80	
8	14728	120	0,7083	5,83	30	N 30 E	83	
9	14739	112,5	0,7083	5	22,5	N 22,5 E	82	
10	14758	292,5	0,7083	4,37	202,5	S 22,5 W	81	
11	14761	116,5	0,7083	5	26,5	N 26,5 E	82	
12	14770	270	0,7083	1,87	180	S N	69	
13	14771	97	0,7083	1,46	7	N 7 E	64	
14	14772	97	0,7083	1,46	7	N 7 E	64	
15	14774	97	0,7083	1,46	7	N 7 E	64	
16	14776	270	0,7083	1,87	180	S N	69	
17	14777	97	0,7083	1,46	7	N 7 E	64	
18	14780	270	0,7083	1,87	180	S N	69	
19	14781	97	0,7083	1,46	7	N 7 E	64	
20	14789	60	0,7083	1,63	330	N 30 W	67	
21	14791	120	0,7083	2,08	30	N 30 E	71	
22	14799	270	0,7083	1,25	180	S N	60	
23	14801	108,755	0,7083	0,81	18,755	N 18,75 E	49	
24	14803	228,5	0,7083	2,91	138,5	S 41,5 E	76	
25	14804	228,5	0,7083	2,91	138,5	S 41,5 E	76	
26	14806	0	0,7083	0	270	W E	0	
27	14810	285	0,7083	4,16	195	S 15 W	80	
28	14817	285	0,7083	4,16	195	S 15 W	80	
29	14819	258,75	0,7083	1,67	168,75	S 11,25 E	67	
30	14821	258,75	0,7083	1,67	168,75	S 11,25 E	67	
31	14822	258,75	0,7083	1,67	168,75	S 11,25 E	67	

32	14826	315	0,7083	1,25	225	S 45 W	60	
33	14828	315	0,7083	1,25	225	S 45 W	60	
34	14833	270	0,7083	5,83	180	S N	83	
35	14839	221,25	0,7083	3,75	131,25	S 48,75 E	79	
36	14841	63,75	0,7083	3,75	333,75	N 26,25 W	79	
37	14845	97	0,7083	2,92	7	N 7 E	76	
38	14860	97	0,7083	2,92	7	N 7 E	76	
39	14867	270	0,7083	2,5	180	S N	74	
40	14871	97	0,7083	3,33	7	N 7 E	78	
41	14875	270	0,7083	2,5	180	S N	74	
42	14880	90	0,7083	4,58	0	N S	81	
43	14881	90	0,7083	4,58	0	N S	81	
44	14884	198,75	0,7083	1,67	108,75	S 71,25 E	67	
45	14885	78,75	0,7083	1,67	348,75	N 11,25 W	67	
46	14891	90	0,7083	2,92	0	N S	76	
47	14893	277	0,7083	3,33	187	S 7 W	78	
48	14899	311,25	0,7083	2,5	221,25	S 41,25 W	74	
49	14901	101,25	0,7083	2,08	11,25	N 11,25 E	71	
50	14902	101,25	0,7083	2,08	11,25	N 11,25 E	71	
51	14902	251,25	0,7083	2,5	161,25	S 18,75 E	74	
52	14907	83	0,7083	5,83	353	N 7 W	83	
53	14913	135	0,7083	5,42	45	N 45 E	83	
54	14915	135	0,7083	5,42	45	N 45 E	83	
55	14928	127	0,7083	2,71	37	N 37 E	75	
56	14935	195	0,7083	6,25	105	S 75 E	84	
57	14946	97	0,7083	3,33	7	N 7 E	78	
58	14959	270	0,7083	3,75	180	S N	79	
59	14961	108,75	0,7083	1,25	18,75	N 18,75 E	60	
60	14963	270	0,7083	3,75	180	S N	79	
61	14967	270	0,7083	3,75	180	S N	79	
62	14967	108,75	0,7083	2,92	18,75	N 18,75 E	76	
63	14973	262,5	0,7083	3,33	172,5	S 7,5 E	78	
64	14976	105	0,7083	3,75	15	N 15 E	79	
65	14984	240	0,7083	2,92	150	S 30 E	76	
66	14984	45	0,7083	4,58	315	N 45 W	81	
67	14990	45	0,7083	2,92	315	N 45 W	76	
68	14990	176,25	0,7083	2,5	86,25	N 86,25 E	74	
69	15000	97,5	0,7083	2,92	7,5	N 7,5 E	76	
70	15000	0	0,7083	0	270	W E	0	
71	15007	228,75	0,7083	3,33	138,75	S 41,25 E	78	
72	15009	228,75	0,7083	3,33	138,75	S 41,25 E	78	
73	15012	228,75	0,7083	3,33	138,75	S 41,25 E	78	
74	15015	60	0,7083	2,08	330	N 30 W	71	
75	15017	90	0,7083	1,66	0	N S	67	
76	15018	0	0,7083	0	270	W E	0	
77	15020	262,5	0,7083	2,03	172,5	S 7,5 E	71	

78	15024	97,5	0,7083	2,5	7,5	N 7,5 E	74	
79	15028	135	0,7083	5	45	N 45 E	82	
80	15030	165	0,7083	4,58	75	N 75 E	81	
81	15031	315	0,7083	2,08	225	S 45 W	71	
82	15033	315	0,7083	2,08	225	S 45 W	71	
83	15047	330	0,7083	5,42	240	S 60 W	83	
84	15050	345	0,7083	3,75	255	S 75 W	79	
85	15074	0	0,7083	3,75	-90	W E	79	
86	15076	172,5	0,7083	4,58	82,5	N 82,5 E	81	
87	15079	172,5	0,7083	3,33	82,5	N 82,5 E	78	
88	15081	341,25	0,7083	2,5	251,25	S 71,25 W	74	
89	15087	165	0,7083	3,33	75	N 75 E	78	
90	15091	165	0,7083	3,75	75	N 75 E	79	
91	15093	172,5	0,7083	5,42	82,5	N 82,5 E	83	
92	15111	307,5	0,7083	4,16	217,5	S 37,5 W	80	
93	15129	165	0,7083	4,17	75	N 75 E	80	
94	15132	183,75	0,7083	4,17	93,75	S 86,25 E	80	

POZO 2.

Rasgos	
Fractura	
Contacto Litol.	
Estratificación	

N°	Prof. (ft)	Orientación						Rasgos
		Az(°)	Diám.(ft)	Amplitud (ft)	Rumbo Az (°)	Rumbo	Buz	
1	12453	330	0,7083	1	240	S 60 W	55	
2	12455	240	0,7083	1,25	150	S 30 E	60	
3	12456	240	0,7083	1,25	150	S 30 E	60	
4	12457	56,5	0,7083	1,37	326,5	N 33,5 W	63	
5	12457	240	0,7083	1,5	150	S 30 E	65	
6	12458	240	0,7083	1,5	150	S 30 E	65	
7	12464	90	0,7083	1,25	0	N S	60	
8	12465	270	0,7083	1,5	180	S N	65	
9	12467	300	0,7083	1,125	210	S 30 W	58	
10	12472	310,38	0,7083	1,87	220,38	S 40,38 W	69	
11	12473	293	0,7083	1,5	203	S 23 W	65	
12	12473,5	293	0,7083	1,5	203	S 23 W	65	
13	12474	293	0,7083	1,5	203	S 23 W	65	
14	12476	289,6	0,7083	1,375	199,6	S 19,6 W	63	
15	124478	53	0,7083	1,125	323	N 37 W	58	
16	12481	45	0,7083	1,75	315	N 45 W	68	
17	12483	143	0,7083	1,875	53	N 53 E	69	

18	12483,5	143	0,7083	1,875	53	N 53 E	69	
19	12484	136,1	0,7083	1,625	46,1	N 46,1 E	66	
20	12486	136,1	0,7083	1,625	46,1	N 46,1 E	66	
21	12487	135	0,7083	1	45	N 45 E	55	
22	12490	165	0,7083	1,875	75	N 75 E	69	
23	12494	165	0,7083	1,75	75	N 75 E	68	
24	12494,5	330	0,7083	1,63	240	S 60 W	67	
25	12495	139,6	0,7083	3,125	49,6	N 49,6 E	77	
26	12496	139,6	0,7083	3,125	49,6	N 49,6 E	77	
27	12498	300	0,7083	1,625	210	S 30 W	66	
28	12501	195	0,7083	1,125	105	S 75 E	58	
29	12504	150	0,7083	1,5	60	N 60 E	65	
30	12504,5	330	0,7083	1,375	240	S 60 W	63	
31	12506	330	0,7083	1,75	240	S 60 W	68	
32	12508	105	0,7083	1,125	15	N 15 E	58	
33	12512	225	0,7083	1,375	135	S 45 E	63	
34	12513	225	0,7083	1,375	135	S 45 E	63	
35	12519	7	0,7083	0,75	277	N 83 W	47	
36	12520	10,4	0,7083	1	280,4	N 79,6 W	55	
37	12521	15	0,7083	0,75	285	N 75 W	47	
38	12523	315	0,7083	1,625	225	S 45 W	66	
39	12524	315	0,7083	1,625	225	S 45 W	66	
40	12526	263	0,7083	2,25	173	S 7 E	73	
41	12527	263	0,7083	2,25	173	S 7 E	73	
42	12530	10,4	0,7083	1,25	280,4	N 79,6 W	60	
43	12531	10,4	0,7083	1,62	280,4	N 79,6 W	66	
44	12532	345	0,7083	0,75	255	S 75 W	47	
45	12533	210	0,7083	0,875	120	S 60 E	51	
46	12534	210	0,7083	1,25	120	S 60 E	60	
47	12534,5	195	0,7083	1,875	105	S 75 E	69	
48	12540	300	0,7083	0,75	210	S 30 W	47	
49	12541	150	0,7083	1	60	N 60 E	55	
50	12545	270	0,7083	1,125	180	S N	58	
51	12545,5	270	0,7083	1,125	180	S N	58	
52	12546	270	0,7083	1,125	180	S N	58	
53	12546,5	270	0,7083	1,125	180	S N	58	
54	12547	270	0,7083	1,125	180	S N	58	
55	12550	285	0,7083	1,375	195	S 15 W	63	
56	12551	135	0,7083	0,875	45	N 45 E	51	
57	12557	150	0,7083	1	60	N 60 E	55	
58	12558	277	0,7083	1,25	187	S 7 W	60	
59	12559	270	0,7083	1,125	180	S N	58	
60	12585	287,3	0,7083	1	197,3	S 17,3 W	55	
61	12586	105	0,7083	1	15	N 15 E	55	
62	12586,5	276,9	0,7083	1,125	186,9	S 6,9 W	58	
63	12587,5	280,4	0,7083	1	190,4	S 10,4 W	55	

64	12588	280,4	0,7083	1	190,4	S 10,4 W	55	
65	12589	280,4	0,7083	1	190,4	S 10,4 W	55	
66	12590	280,4	0,7083	1	190,4	S 10,4 W	55	
67	12603	180	0,7083	1	90	E W	55	
68	12608	225	0,7083	1,75	135	S 45 E	68	
69	12610	225	0,7083	1,75	135	S 45 E	68	
70	12618	105	0,7083	0,875	15	N 15 E	51	
71	12619	285	0,7083	1	195	S 15 W	55	
72	12621	263,1	0,7083	1,375	173,1	S 6,9 E	63	
73	12623	120	0,7083	1,125	30	N 30 E	58	
74	12625	120	0,7083	1,125	30	N 30 E	58	
75	12629	120	0,7083	1,125	30	N 30 E	58	
76	12630	93,4	0,7083	1,125	3,4	N 3,4 E	58	
77	12631	255	0,7083	1,94	165	S 15 E	70	
78	12632	255	0,7083	1,94	165	S 15 E	70	
79	12636	287,3	0,7083	2,5	197,3	S 17,3 W	74	
80	12637	287,3	0,7083	2,5	197,3	S 17,3 W	74	
81	12644	247	0,7083	0,75	157	S 23 E	47	
82	12650	315	0,7083	1	225	S 45 W	55	
83	12671	300	0,7083	0,875	210	S 30 W	51	
84	12674	300	0,7083	0,875	210	S 30 W	51	
85	12684	285	0,7083	1,375	195	S 15 W	63	
86	12684,5	276,9	0,7083	1,5	186,9	S 6,9 W	65	
87	12685	276,9	0,7083	1,5	186,9	S 6,9 W	65	
88	12687	300	0,7083	1,25	210	S 30 W	60	
89	12692	225	0,7083	0,753	135	S 45 E	47	
90	12694	287,3	0,7083	0,875	197,3	S 17,3 W	51	
91	12698	180	0,7083	1,375	90	E W	63	
92	12703	285	0,7083	1,625	195	S 15 W	66	
93	12706	285	0,7083	1,625	195	S 15 W	66	
94	12733	143,1	0,7083	1,875	53,1	N 53,1 E	69	
95	12736	311,5	0,7083	1,5	221,5	S 41,5 W	65	
96	12737	311,5	0,7083	1,5	221,5	S 41,5 W	65	
97	12748	280,4	0,7083	1,125	190,4	S 10,4 W	58	
98	12756	277	0,7083	0,87	187	S 7 W	51	
99	12759	285	0,7083	0,875	195	S 15 W	51	
100	12763	300	0,7083	1,375	210	S 30 W	63	
101	12765	300	0,7083	1,375	210	S 30 W	63	
102	12769	300	0,7083	1,375	210	S 30 W	63	
103	12773	300	0,7083	1,5	210	S 30 W	65	
104	12776	323,8	0,7083	1,5	233,8	S 53,8 W	65	
105	12777	307	0,7083	1,75	217	S 37 W	68	
106	12782	300	0,7083	1,5	210	S 30 W	65	
107	12787	337	0,7083	1,375	247	S 67 W	63	
108	12794	15	0,7083	1,25	285	N 75 W	60	
109	12797	300	0,7083	0,75	210	S 30 W	47	

110	12797,5	300	0,7083	0,75	210	S 30 W	47	
111	12798	300	0,7083	0,75	210	S 30 W	47	
112	12801	277	0,7083	1,5	187	S 7 W	65	
113	12803	300	0,7083	1,25	210	S 30 W	60	
114	12807	250,4	0,7083	1,125	160,4	S 19,6 E	58	
115	12809	225	0,7083	1,125	135	S 45 E	58	
116	12810	67	0,7083	1,625	337	N 23 W	66	
117	12811	45	0,7083	0,875	315	N 45 W	51	
118	12816	315	0,7083	1,375	225	S 45 W	63	
119	12820	287,3	0,7083	1,125	197,3	S 7,3 W	58	
120	12823	150	0,7083	11,125	60	N 60 E	86	
121	12823	300	0,7083	1,44	210	S 30 W	64	
122	12827	0	0,7083	1,875	270	W E	69	
123	12830	60	0,7083	1,125	330	N 30 W	58	
124	12830	240	0,7083	1,5	150	S 30 E	65	
125	12835	120	0,7083	1,375	30	N 30 E	63	
126	12842	277	0,7083	1,25	187	S 7 W	60	
127	12843	259,6	0,7083	1,125	169,6	S 10,4 E	58	
128	12845	60	0,7083	0,875	330	N 30 W	51	
129	12847	75	0,7083	1,125	345	N 15 W	58	
130	12848	75	0,7083	1,125	345	N 15 W	58	
131	12854	255	0,7083	1,25	165	S 15 E	60	
132	12857	105	0,7083	1,375	15	N 15 E	63	
133	12858	130,4	0,7083	1,125	40,4	N 40,4 E	58	
134	12860	120	0,7083	1,25	30	N 30 E	60	
135	12865	315	0,7083	1,875	225	S 45 W	69	
136	12869	340,7	0,7083	1	250,7	S 70,4 W	55	
137	12870	150	0,7083	1,125	60	N 60 E	58	
138	12874	127	0,7083	1,5	37	N 37 E	65	
139	12878	105	0,7083	1,25	15	N 15 E	60	
140	12879	120	0,7083	0,75	30	N 30 E	47	
141	12884	307	0,7083	1,375	217	S 37 W	63	
142	12893	315	0,7083	0,625	225	S 45 W	41	
143	12895	307	0,7083	1	217	S 37 W	55	
144	12898,5	293	0,7083	1,375	203	S 23 W	63	
145	12899	105	0,7083	1	15	N 15 E	55	
146	12899	300	0,7083	1,375	210	S 30 W	63	
147	12904	130,4	0,7083	0,94	40,4	N 40,4 E	53	
148	12913	105	0,7083	1,25	15	N 15 E	60	
149	12914	300	0,7083	1,125	210	S 30 W	58	
150	12916	90	0,7083	1,25	0	N S	60	
151	12917	90	0,7083	1,25	0	N S	60	
152	12925	300	0,7083	1,625	210	S 30 W	66	
153	12925	270	0,7083	1,5	180	S N	65	

POZO 3.

Rasgos	
Fractura	
Contacto Litol.	
Estratificación	

N°	Prof. (ft)	Orientación						Rasgos
		Az.(°)	Diám.(ft)	Amplitud (ft)	Rumbo Az(°)	Rumbo	Buz	
1	13784	285	0,6667	0,625	195	S 15 W	43	
2	13786	30	0,6667	1,5	300	N 60 W	66	
3	13790	300	0,6667	2	210	S 30 W	72	
4	13808	0	0,6667	0	270	W E	0	
5	13816	270	0,6667	1,625	180	E W	68	
6	13817	255	0,6667	1	165	S 15 E	56	
7	13817	0	0,6667	0	270	W E	0	
8	13818	120	0,6667	1,69	30	N 30 E	68	
9	13826	255	0,6667	1,375	165	S 15 E	64	
10	13826,5	79,6	0,6667	1,5	349,6	N 10,4 W	66	
11	12832	135	0,6667	1,625	45	N 45 E	68	
12	13840	203	0,6667	1,5	113	S 67 E	66	
13	13860	90	0,6667	2	0	N S	72	
14	13864	83	0,6667	3,25	353	N 7 W	78	
15	13865	83	0,6667	3,5	353	N 7 W	79	
16	13868	90	0,6667	2,38	0	N S	74	
17	13870	79,6	0,6667	4,75	349,6	N 10,4 W	82	
18	13872	109,6	0,6667	1,875	19,6	N 19,6 E	70	
19	13874	100,4	0,6667	1,875	10,4	N 10,4 E	70	
20	13875	97	0,6667	3,25	7	N 7 E	78	
21	13875	90	0,6667	3,25	0	N S	78	
22	13878	97	0,6667	1,625	7	N 7 E	68	
23	13880	255	0,6667	1,125	165	S 15 E	59	
24	13882	120	0,6667	1,375	30	N 30 E	64	
25	13883	277	0,6667	1,69	187	S 7 W	68	
26	13891	83	0,6667	1	353	N 7 W	56	
27	13897	60	0,6667	1,25	330	N 30 W	62	
28	13897,5	210	0,6667	0,75	120	S 30 W	48	
29	13898	75	0,6667	1,19	345	N 75 E	61	
30	13901	90	0,6667	1,375	0	N S	64	
31	13907	97	0,6667	0,5	7	N 7 E	37	
32	13910	97	0,6667	1,69	7	N 7 E	68	
33	13911	109,6	0,6667	1,75	19,6	N 19,6 E	69	
34	13913	90	0,6667	1,125	0	N S	59	
35	13914	90	0,6667	1,125	0	N S	59	
36	13916	90	0,6667	1,44	0	N S	65	
37	13917	90	0,6667	1,44	0	N S	65	

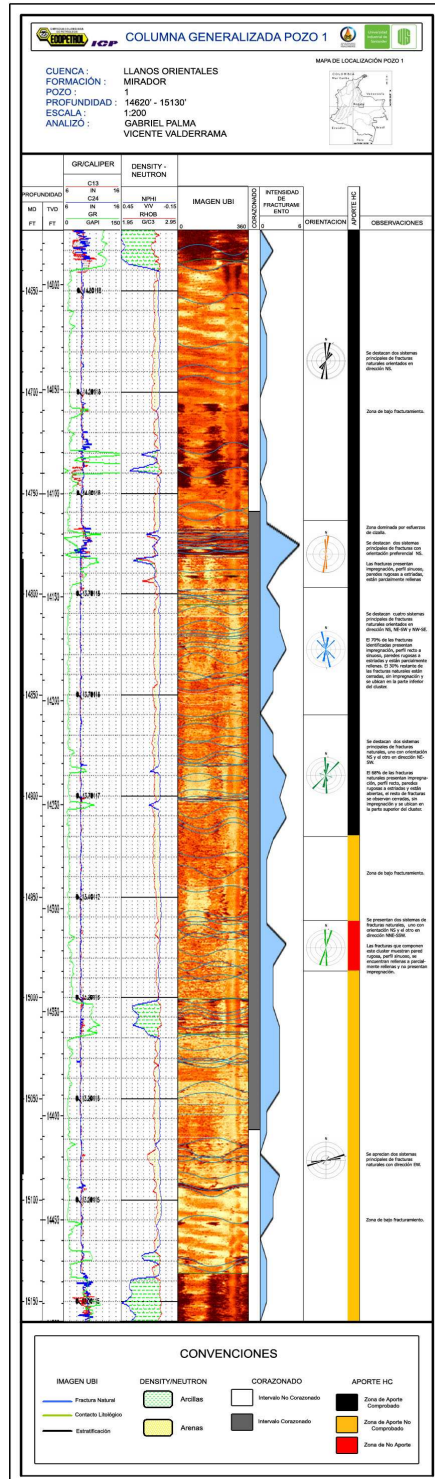
38	13920	277	0,6667	1,25	187	S 7 W	62	
39	13921	90	0,6667	1,69	0	N S	68	
40	13923	97	0,6667	1,43	7	N 7 E	65	
41	13927	75	0,6667	1,81	345	N 15 W	70	
42	13933	75	0,6667	1,5	345	N 15 W	66	
43	13936	90	0,6667	2,25	0	N S	73	
44	13937	70,4	0,6667	2	340,4	N 19,6 W	72	
45	13943	259,6	0,6667	0,81	169,6	S 10,4 E	51	
46	13948	0	0,6667	0	270	W E	0	
47	13950	75	0,6667	1,87	345	N 15 W	70	
48	13953	135	0,6667	1,125	45	N 45 E	59	
49	13977	135	0,6667	1,25	45	N 45 E	62	
50	13978	135	0,6667	1,25	45	N 45 E	62	
51	13979	135	0,6667	1,25	45	N 45 E	62	
52	13983	0	0,6667	1,375	270	W E	64	
53	13986	270	0,6667	0,69	180	S N	46	
54	13989	180	0,6667	1,375	90	E W	64	
55	13993	300	0,6667	2	210	S 30 W	72	
56	13996	180	0,6667	1,75	90	E W	69	
57	13997	30	0,6667	2	300	N 60 W	72	
58	13997	180	0,6667	2,25	90	E W	73	
59	13997,5	180	0,6667	2,25	90	E W	73	
60	14004	330	0,6667	0,875	240	S 60 W	53	
61	14006	259,6	0,6667	1,125	169,6	S 10,4 E	59	
62	14013	315	0,6667	0,87	225	S 45 W	53	
63	14013	195	0,6667	1,625	105	S 75 E	68	
64	14014	195	0,6667	1,625	105	S 75 E	68	
65	14018	277	0,6667	1,875	187	S 7 W	70	
66	14019	277	0,6667	1,875	187	S 7 W	70	
67	14021	270	0,6667	1,25	180	S N	62	
68	14022	0	0,6667	0	270	W E	0	
69	14023	293	0,6667	1,5	203	S 23 W	66	
70	14027	240	0,6667	2,125	150	S 30 E	73	
71	14033	285	0,6667	1,75	195	S 15 W	69	
72	14035	203	0,6667	1,625	113	S 67 E	68	
73	14035,5	203	0,6667	1,625	113	S 67 E	68	
74	14051	53	0,6667	1,125	323	N 37 W	59	
75	14074	70,4	0,6667	1,25	340,4	N 19,6 W	62	
76	14083	259	0,6667	0,812	169	S 11 E	51	
77	14084	266,3	0,6667	0,875	176,3	S 3,7 E	53	
78	14084,5	259	0,6667	0,75	169	S 11 E	48	
79	14084,6	262,5	0,6667	0,75	172,5	S 7,5 E	48	
80	14085	240	0,6667	0,69	150	S 30 E	46	
81	14097	0	0,6667	0	270	W E	0	
82	14100,5	116,4	0,6667	1,125	26,4	N 26,4 E	59	
83	14101	0	0,6667	0	270	W E	0	

84	14102,5	0	0,6667	0	270	W E	0	
85	14104	0	0,6667	0	270	W E	0	
86	14111	113	0,6667	1	23	N 23 E	56	
87	14112	113	0,6667	1	23	N 23 E	56	
88	14113	113	0,6667	1	23	N 23 E	56	
89	14114,5	113	0,6667	1	23	N 23 E	56	
90	14115,5	113	0,6667	1	23	N 23 E	56	
91	14118	240	0,6667	1	150	S 30 E	56	
92	14120	289,6	0,6667	0,44	199,6	S 19,6 W	33	
93	14123	236,3	0,6667	0,44	146,3	S 33,7 E	33	
94	14123,5	120	0,6667	0,5	30	N 30 E	37	
95	14124	109,6	0,6667	0,5	19,6	N 19,6 E	37	
96	14127	105	0,6667	1,25	15	N 15 E	62	
97	14128	78,6	0,6667	1,5	348,6	N 11,4 W	66	
98	14132	86,4	0,6667	1,125	356,4	N 3,6 W	59	
99	14135	105	0,6667	0,5	15	N 15 E	37	
100	14136	105	0,6667	0,5	15	N 15 E	37	
101	14142	255	0,6667	1,81	165	S 15 E	70	
102	14152	0	0,6667	0	270	W E	0	
103	14157	273,6	0,6667	0,75	183,6	S 3,6 W	48	
104	14158	273,6	0,6667	0,75	183,6	S 3,6 W	48	
105	14161	356,4	0,6667	2	266,4	S 86,4 W	72	
106	14162	356,4	0,6667	2	266,4	S 86,4 W	72	
107	14163	356,4	0,6667	2	266,4	S 86,4 W	72	
108	14167	169,6	0,6667	1,375	79,6	N 79,6 E	64	
109	14168	169,2	0,6667	1,375	79,2	N 79,2 E	64	
110	14168,5	7,3	0,6667	2	277,3	N 82,7 W	72	
111	14169	169,6	0,6667	1,375	79,6	N 79,6 E	64	
112	14171	330	0,6667	1,06	240	S 60 W	58	
113	14173	126,9	0,6667	0,75	36,9	N 36,9 E	48	
114	14175,5	53,1	0,6667	0,75	323,1	N 36,9 W	48	
115	14176,5	60	0,6667	0,75	330	N 30 W	48	
116	14180	263,1	0,6667	1,31	173,1	S 6,9 E	63	
117	14182	300	0,6667	1	210	S 30 W	56	
118	14183	300	0,6667	1	210	S 30 W	56	
119	14184	300	0,6667	1	210	S 30 W	56	
120	14185	141,2	0,6667	0,625	51,2	N 51,2 E	43	
121	14186,5	153,5	0,6667	1,25	63,5	N 63,5 E	62	
122	14188	153,5	0,6667	1,25	63,5	N 63,5 E	62	
123	14193	0	0,6667	0	270	W E	0	
124	14194	306,9	0,6667	1,5	216,9	S 36,9 W	66	
125	14194,5	306,9	0,6667	1,5	216,9	S 36,9 W	66	
126	14195	306,9	0,6667	1,5	216,9	S 36,9 W	66	
127	14196	310,4	0,6667	0,5	220,4	S 40,4 W	37	
128	14196,5	310,4	0,6667	0,5	220,4	S 40,4 W	37	
129	14198,5	120	0,6667	0,75	30	N 30 E	48	

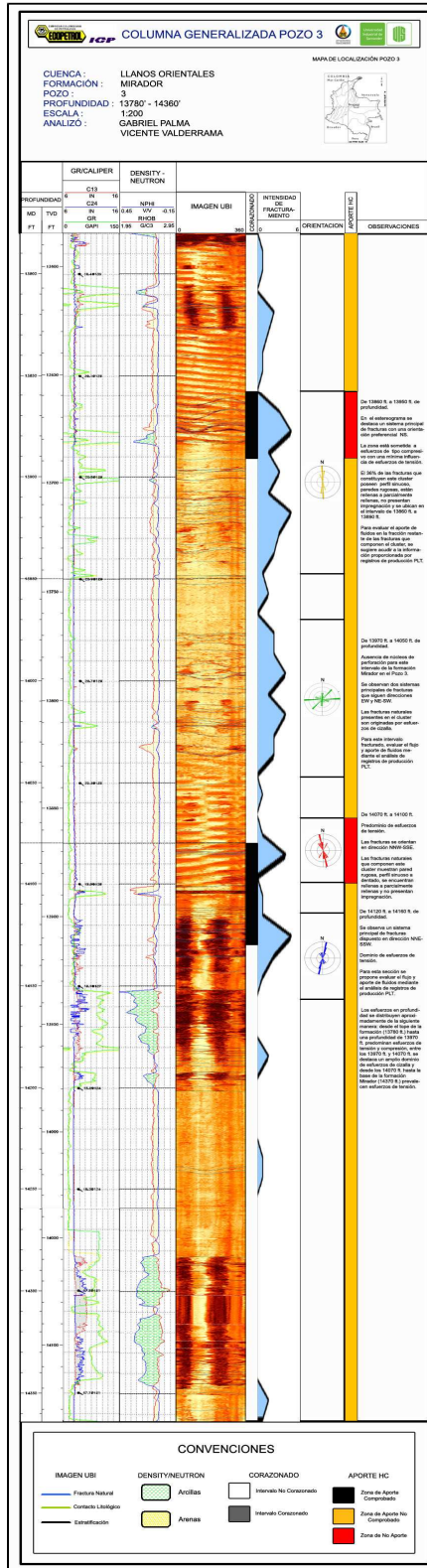
130	14201,5	0	0,6667	0	270	W E	0	
131	14238,5	165	0,6667	1,875	75	N 75 E	70	
132	14240	165	0,6667	1,875	75	N 75 E	70	
133	14284	0	0,6667	0,44	270	W E	33	
134	14286	135	0,6667	0,75	45	N 45 E	48	
135	14287	135	0,6667	0,75	45	N 45 E	48	
136	14291	240	0,6667	0,56	150	S 30 E	40	
137	14294	320,8	0,6667	1,19	230,8	S 50,8 W	61	
138	14298	320,8	0,6667	1,19	230,8	S 50,8 W	61	
139	14299	320,8	0,6667	1,19	230,8	S 50,8 W	61	
140	14332	90	0,6667	1,44	0	N S	65	
141	14335	255	0,6667	1,75	165	S 15 E	69	
142	14336	255	0,6667	1,75	165	S 15 E	69	
143	14340	303,5	0,6667	0,81	213,5	S 33,5 W	51	
144	14341	303,5	0,6667	0,81	213,5	S 33,5 W	51	
145	14342	303,5	0,6667	0,81	213,5	S 33,5 W	51	
146	14344	55,9	0,6667	1	325,9	N 34,1 W	56	
147	14346	270	0,6667	0,375	180	S N	29	
148	14347,5	75	0,6667	1,44	345	N 15 W	65	
149	14350	30	0,6667	1	300	N 60 W	56	
150	14357,5	126,9	0,6667	1,25	36,9	N 36,9 E	62	
151	14362	126,9	0,6667	1,25	36,9	N 36,9 E	62	

ANEXO 2. Columnas Generalizadas Para los Pozos 1, 2 y 3.

COLUMNA GENERALIZADA – POZO 1



COLUMNA GENERALIZADA – POZO 3



ANEXO 3. Localización, Posición Estructural de los Pozos 1, 2 y 3 en el Campo de Estudio y Orientación Real de las Fracturas Naturales

