

Arquitectura estructural, estratigráfica y sedimentológica a partir de la interpretación de imágenes de resistividad (AFR) del Grupo Honda (Mioceno) en el pozo Dina K-R, Valle Superior del Magdalena.

VALENTINA GOMEZ RAMIREZ.

UNIVERSIDAD EAFIT DE MEDELLIN
ESCUELA DE CIENCIAS
DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA TIERRA
MEDELLIN, COLOMBIA

ABRIL 27 2019.

Arquitectura estructural, estratigráfica y sedimentológica a partir de la interpretación de imágenes de resistividad (AFR) del Grupo Honda (Mioceno) en el pozo Dina K-R, Valle Superior del Magdalena.

TRABAJO DE GRADO



Por:
VALENTINA GOMEZ RAMIREZ.

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Geóloga.

Director: Henry Yasir Lara, Helman Duque,
Co Director: Alejandro Beltrán.

UNIVERSIDAD EAFIT DE MEDELLIN
ESCUELA DE CIENCIAS
DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA TIERRA
MEDELLIN, COLOMBIA

Arquitectura estructural, estratigráfica y sedimentológica a partir de la interpretación de imágenes de resistividad (AFR) del Grupo Honda en el pozo Dina K-R, Valle Superior del Magdalena.

TESIS DE PREGRADO



Por:
VALENTINA GOMEZ RAMIREZ.

Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de Geóloga.

Director Tesis: Alejandro Beltrán.



UNIVERSIDAD EAFIT DE MEDELLIN
ESCUELA DE CIENCIAS
DEPARTAMENTO DE CIENCIAS DE LA TIERRA
MEDELLIN, COLOMBIA

Nota de Aceptación

Presidente del Jurado



Jurado



Jurado

Medellín, EAFIT, Abril 2019

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a mis papas por el apoyo durante todos estos años, gracias a ellos cumplí un gran sueño y son todo para mí. En segundo lugar, quiero agradecer a mis directores de tesis Henry Lara, Helman Duque, Maybe Lazala y Alejandro Beltrán de quienes he aprendido mucho tanto a nivel profesional como personal, gracias por darme la oportunidad de realizar este proyecto por su paciencia, dedicación y esfuerzo. A José Fernando Duque por ser un excelente maestro y consejero durante todo proceso, gracias por compartir conmigo los conocimientos que profesionalmente me sirvieron para mejorar finalmente gracias a Halliburton y Ecopetrol por permitir el acceso a la información del pozo indispensable para poder llevar a cabo este proyecto.

Tabla de Contenido

INTRODUCCION	18
1. Generalidades	19
1.1 Justificación	19
1.2 Objetivos	21
1.3 Hipótesis	22
1.4 Metodología General	22
2. GEOLOGÍA REGIONAL	23
3. GEOLOGÍA LOCAL	28
3.1 Estratigrafía	28
3.2 Geología estructural	32
4. SISTEMA PETROLIFERO	34
5. POZO DINAK-R	37
5.1 Formación Monserrate	40
5.2 Grupo Honda	42
5.2.1 Formación Cambrás	42
5.2.2 Formación San Antonio.....	42
5.2.3 Formación Los Limones.....	44
6. REGISTROS ELECTRICOS Y EVALUACION DE FORMACIONES	45
6.1 Registros de Gamma Ray	48
6.2 Registros de resistividad	52
6.2.1 Distancia de investigación (DOI):	55
.....	56
6.2.2 Resolución Vertical:	56
6.2.3 Polarización:.....	59
6.2.4 Anisotropía:	59
6.3 Registros de Porosidad	60
6.3.1 Registro de Densidad	60
6.3.2 Registro Neutrón	65
6.4 Registro Sónico	67

7. Azimuthal Focused Resistivity (AFR™)	72
7.1 Principios básicos del AFR	73
7.2 Diseño de la herramienta	74
7.3 Conceptos básicos de resistividad	75
7.4 ¿Cómo se mide la resistividad y/o conductividad?	76
7.5 Enfoque de compensación de profundidad:	77
7.6 Imágenes de resistividad:	82
8. INTERPRETACION GEOLOGICA DE LOS REGISTROS DE IMÁGENES RESISTIVAS	91
8.1 Rasgos Naturales:	92
8.1.2 Fracturas Abiertas/Conductivas:	93
8.1.3 Fracturas Cerradas/ No Conductivas	94
8.1.4 Fracturas parciales resistivas:	95
8.1.5 Fallas (Micro fallas):	96
8.2 Rasgos artificiales	97
8.2.1 Fracturas inducidas.....	100
8.2.2 Breakouts/ Derrumbes de Pozos	101
8.3 Análisis sedimentológico	105
9.3.1 Límites de Capa	106
8.3.2 Estratificación Cruzada (Cross bed – XB)	107
8.3.3 Laminaciones	108
8.3.4 Superficie de erosión	108
8.3.5 Discordancias	109
8.3.6 Depósitos de Rezago	109
Textura Rocas Sedimentarias:	110
8.3.7 Arena de tamaño grueso y gravas.	110
8.3.8 Brecha / Conglomerados	111
8.3.9 Contacto Gradacional	112
8.3.10 Deformación Syn-Sedimentaria	113
8.3.11 Estructuras de escape de fluido (Flame)	113
8.3.15 Bioturbación	114
9.3.12 Grietas de desecación	114
8.3.13 Bioturbación-(Burrows)	115

8.3.14 Marcas de raíces	115
8.3.16 Pirita/Arcilla	116
8.3.17 Concreciones	116
8.3.18 Nódulos	116
8.3.19 Rasgos Diageneticos – Estilolitos	117
9. ANALISIS DE RESULTADOS REGISTROS DE IMÁGENES	118
9.1 Análisis Fracturas y Fallas Formación Honda/ Formación Monserrate.	118
9.1.2 Análisis estructural y fracturas en la Formación Honda	124
9.1.2.1 Fracturas Abiertas.....	124
Fracturas Abiertas	125
9.1.2.2 Fracturas Cerradas.....	127
9.1.2.3 Fracturas Parciales.....	130
9.1.2.4 Breakouts.....	133
9.1.2.5 Análisis estructural general	134
9.1.3 Análisis estructural y fracturas en la Formación Monserrate	135
9.1.3.1 Fracturas Abiertas.....	135
9.1.3.2 Fracturas Cerradas.....	138
9.1.3.3 Fracturas Parciales.....	140
9.1.3.4. Microfallas	143
9.1.3.5 Breakouts	145
9.1.3.6 Análisis estructural general	146
9.2 Análisis Sedimentológico Formación Honda	147
9.2.1 Análisis general en el Fm. Honda.....	150
9.2.2 Limites de Capas.....	151
9.2.3 Estratificación cruzada	153
9.2.4 Laminaciones.....	155
9.2.5 Superficies Erosivas	157
9.2.6 Capas Deformadas	159
9.2.7 Buzamientos estructurales Fm. Honda.....	161
9.3 Análisis Ambientes Depositación Fm. Honda	163
9.3.1 Sistemas Fluviales: Ambientes de Depositación	167
9.3.2 Sistemas de Ríos	167

9.3.3 Sistemas de Ríos Trenzados	169
9.3.3.1 Facies ríos trezados	171
9.3.4 Sistema de Ríos Meandriformes	174
9.3.4.1 Sistemas de Ríos Meandricos	174
9.3.4.2 Facies ríos meandricos	180
10. Análisis y Resultados Facies y Asociación de facies Grupo Honda pozo Dina K-R ..	182
10.1 Canal Meandrico:	189
10.2 Llanura de Inundación:	191
10.3 Depósitos de Crevasse Splay:	192
10.4 Depósitos de Barra:	193
11. Conclusiones	194
12. Bibliografía	196

Lista de figuras

Figura 1. Herramienta LWD Azimuthal Focused Resistivity. “AFR” Tomada de (Chacin L, 2016)	20
Figura 2. Metodología general.	22
Figura 3. a) Principales rasgos fisiográficos de Colombia, incluyendo en borde negro, la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (Ramón y Roncero, 2006). b) Esquema geológico de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena Tomada de (Ramón y Roncero, 2006).....	25
Figura 4. Tabla Cronoestratigráfica Valle Superior Del Magdalena. Tomada de (Roncancio y Martínez, 2011).	27
Figura 5. Estratigrafía de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. Tomada de (Buitrago, 1994).	31
Figura 6. Mapa estructural simplificado de la Sub-Cuenca Neiva. Tomada de (Cediel y Cáceres, 1989).	33
Figura 7. Carta de eventos mostrando los procesos del sistema petrolífero de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (Roncancio y Martínez, 2011).....	35
Figura 8. Tabla resumen del sistema petrolífero de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (Mojica, 2009).	36
Figura 9. Mapa geológico del área de estudio. Tomado de (Galindo, 2006).	37
Figura 10. Trayectoria del pozo con sus formaciones.....	38
Figura 11. Trayectoria del pozo 3D. Pozo tipo J.	38
Figura 12. Corte Estructural. Ubicación Pozo Dina K-R. Tomada de (Roncancio y Martínez, 2011).....	40
Figura 13. Formaciones de interés en el pozo Dina K-R (Formación Honda y Formación Monserrate).....	44

Figura 14. Toma de Registros Logging While Drilling. Tomada de (Halliburton, 2018).....	45
Figura 15. Arreglo BHA en fondo, Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	46
Figura 16. Resolución vertical y distancia de investigación de los principales registros eléctricos. Tomada de (Torres-Verdin, et al., 2002)	47
Figura 17. Funciones herramienta LWD. Tomada de (Sperry Drilling, 2018)	47
Figura 18. Vista en 3D de un pozo. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	47
Figura 19. Respuesta de registros eléctricos según la litología. Tomada de (Kansas Geological Survey,2005).....	48
Figura 20. Minerales abundantes en la tierra. Tomada de Serra et al., 1980).....	48
Figura 21. Los dos bancos de detectores opuestos del sensor DGR TM brindan redundancia de medición para una confiabilidad superior. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	49
Figura 22. Sensor Gamma Ray en la formación. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	50
Figura 23. Interpretación Litológica con Gamma Ray. Tomado de (Rider,2002).	50
Figura 24. Interpretación facial y correlaciones con registros de rayos gamma. Tomado de (Rider, 2002).	50
Figura 25. Efecto en carbones y shales orgánicos. Tomado de (Rider, 2002).	51
Figura 26. Distancia de investigación Gamma Ray, Tomada de (Sperry Drilling, 2018).	51
Figura 27. Formula de resistividad. Tomada de: (Halliburton, 2018).....	52
Figura 28. Toma de registros de resistividad. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).	53
Figura 29. Respuesta registro de resistividad, dependiendo del fluido que contenga la formación. Tomado de (Rider, 2002).	53
Figura 30. Respuesta de registros de resistividades considerando diferentes resistividades en: El lodo de perforación El agua de formación, Tomado de (Rider, 2002).	54
Figura 31. Herramienta Resistividad. (Sperry Drilling, 2018).....	55
Figura 32. Distancia de investigación (DOI) vs Resistividad. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).	56
Figura 33. La resolución vertical depende del tipo de la penetración de la herramienta. Tomada de (Rider, 2002).....	57
Figura 34. Herramienta de resistividad de formación. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).	57
Figura 35. Herramienta ADR. Tipo Inducción. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).	58
Figura 36. Herramienta ADR (Geonavegacion). Tomada de (Sperry Drilling, 2018).	58
Figura 37. Herramientas AFR (Imágenes de resistividad de un pozo). Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	58
Figura 38. Polarización cuando se perfora verticalmente, Tomada de (Sperry Drilling, 2018). ..	59
Figura 39. Polarización cuando se perfora con un ángulo de inclinación, Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	59
Figura 40. Anisotropía en pozo vertical con capas orientadas horizontalmente, Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	60
Figura 41. Anisotropía en un pozo horizontal, Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	60
Figura 42. Ecuación de densidad. Tomado de (Sperry Drilling, 2018).....	60
Figura 43. Espacio poroso. Tomada de (Sánchez, 2017)	61
Figura 44. Registro Densidad, Tomada de (Montes, 2012).	62

Figura 45. Herramienta densidad ALD. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	62
Figura 46. Herramienta ALD. (Densidad), Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	63
Figura 47. Registro de Factor Fotoeléctrico. Tomada de (Montes, 2012).	63
Figura 48. Imágenes ALD. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	65
Figura 49. Registro Neutrón Tomada de (Montes, 2012).	66
Figura 50. Herramienta CTN. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	66
Figura 51. Formula registro sónico. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	67
Figura 52. Registro Sónico. Tomada de (Montes, 2012).....	68
Figura 53. Fórmula para formaciones poco porosas. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).	68
Figura 54. Herramienta Acústica. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).	69
Figura 55. XBAT. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	69
Figura 57. Caliper. Tomada de (Rider, 2002).	70
Figura 56. Registro tomado con XBAT de la calidad del hueco. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).	70
Figura 58. Configuraciones de fuente variable. XBAT. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).	70
Figura 59. Herramienta dentro de la formación de interés. Tomada de: (Sperry Drilling, 2018).	71
Figura 60. Anisotropía. Tomada de: (Sperry Drilling, 2018).....	71
Figura 61. Herramienta LWD. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).	71
Figura 62. Herramientas de Resistividad. Tomada de: (Halliburton, 2018).....	72
Figura 63. Herramienta AFR. Azimuthal Focused Resistivity. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).	72
Figura 64. Herramientas AFR de 4 ¾", 6 ¾" y 8" y orientación azimutal. Tomado de: Manual AFR Halliburton. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	73
Figura 65. Herramienta AFR, Estabilizadores Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	74
Figura 66. Herramienta AFR. Transmisores Toroidales. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).	74
Figura 67. Herramienta AFR. Receptores Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	74
Figura 68. High resolution (H/R) Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	75
Figura 69. Standard resolution (S/R). Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	75
Figura 70. Ley de Ohm Tomada de: (Sperry Drilling, 2018).....	76
Figura 71. Resistencia. Tomada de: (Sperry Drilling, 2018).....	76
Figura 72. Conductividad. Tomada de: (Sperry Drilling, 2018).....	76
Figura 74. Transmisor Toroidal. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	77
Figura 73. Receptor Toroidal. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	77
Figura 75. Profundidades de investigación. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	77
Figura 76. Distancia compensación de profundidad AFR. Tomada de (Sperry Drilling, 2018)...	77
Figura 77. Medida Media (31.5") Tomada de (Sperry Drilling, 2018).	78
Figura 78. Medición profunda (51.5 ") usando compensación derivada de la profundidad. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).	78
Figura 79. Compensación derivada de la medición profunda (51.5 ").....	79
Figura 80. Medición de profundidad somera (11.5 ") utilizando compensación derivada de la profundidad	79

Figura 81. Distancia de investigación del AFR 4¾", Vs Tx-Rx Separación AFR. Tomada de (Tarazona., et al. 2019).....	79
Figura 82. Distancia de investigación del AFR 6¾", Vs Tx-Rx Separación AFR. Tomada de: (Tarazona., et al. 2019).....	80
Figura 83. Distancia de investigación de las imágenes en las tres separaciones. Tomada de (Tarazona., et al. 2019).....	81
Figura 84. Imagen AFR Somera, Media y Profunda. Tomada de (Tarazona., et al. 2019).....	81
Figura 85. Orientación de la herramienta AFR. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	82
Figura 86. Imágenes de resistividad, Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	82
Figura 87. Numero de Bines AFR seleccionables de 4 a 64.	83
Figura 88. Herramienta AFR registrando estratigráficamente.	84
Figura 89. Espectro del color imágenes AFR.....	84
Figura 90. Aspecto de un límite de cama como una senoide en un diagrama de registro, Tomada de (Parker, et al. 2016).....	85
Figura 91. Senoide no simétrica. Tomada de (Parker, et al. 2016).....	86
Figura 92. Intersección de un pozo horizontal con una capa horizontal. Tomada de (Parker, et al. 2016).....	86
Figura 93. Senoides obtenidas a diferentes inclinaciones, Tomada de (Parker, et al. 2016)..	87
Figura 94. Los datos de imagen del sensor AFR proporcionan un análisis preciso de inmersión y fractura. Tomada de (Tarazona, et al. 2019).....	87
Figura 95. Sectores azimutales y resolución vertical de la herramienta AFR en modo Memoria. Tomada de: (Parker, et al. 2016).....	88
Figura 96. Esquema de apariencia de una capa como una senoide en el registro de imágenes. (Izquierda), con referencia al tope y base del pozo; es común en pozos inclinados y horizontales. (Derecha), con referencia al norte, típico en pozos verticales Tomada de: (Parker et al, 2016)..	88
Figura 97. Imagen Estática. Tomada de: (Tarazona, et al. 2019).....	88
Figura 98. Imagen Dinámica. Tomada de: (Tarazona, et al. 2019)	89
Figura 100. Imagen Dinámica AFR, Tomada de: (Tarazona, et al. 2019)	89
Figura 99. Imagen Estática AFR. Tomada de: (Tarazona, et al. 2019).....	89
Figura 101. Dips y análisis de fracturas. Tomada de (Tarazona, et al. 2019).....	90
Figura 102. Análisis de facies, Tomada de (Tarazona, et al. 2019).....	90
Figura 103. Trayectoria pozo DINA K-R (Imágenes resistivas).....	90
Figura 104. Correlaciones con otros pozos. Tomada de (Tarazona, et al. 2019).....	90
Figura 105. Esquema de cómo aparece una característica plana (por ejemplo, fractura) en una imagen BHI. Tomada de (Luthi, 2001).....	91
Figura 106. Fracturas Abiertas Conductivas, traza oscura en la imagen estática debido a invasión de lodo. Tomada de (Ramírez D, 2015).	93
Figura 107. Fracturas Naturales Cerradas/No Conductivas. Trazas brillantes por tener minerales más resistivos que la roca circundante (CaCO3). Tomada de (Ramírez, 2015).....	94
Figura 108. Fracturas parciales. Trazos inducidos, (Gomez, 2018).	95
Tomada de: Figura 109. Falla Normal. Tomada de (Ramírez D., 2015).....	96
Figura 110. Falla Inversa. Tomada de (Ramírez D., 2015)	96

Figura 111. Falla. Tomada de (Ramírez D.,2015)	97
Figura 112. Microfallas Core.	97
Figura 113. Esfuerzos en la pared del hueco Tomada de (Montes, 2012).....	98
Figura 114. Adquisición de imágenes con herramienta AFR. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).	99
Figura 115. Rasgos Artificiales-Fracturas Inducidas. Tomada de (Luthi, 2001)	100
Figura 116. Fracturas Inducidas en forma de echelon. Tomada de (Ramírez D, 2015).....	101
Figura 117. Fracturas inducidas y Breakouts. Tomada de: (Ramírez D, 2015).....	102
Figura 118. Bloque diagrama de Breakout y fracturas inducidas. Tomada de (Luthi, 2001).....	104
Figura 119. Esquema de un posible escenario para describir los esfuerzos. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).....	104
Figura 120. Flujo de trabajo en la interpretación.....	105
Figura 121. Límites de Capa. Tomada de (Ramírez D, 2015)	106
Figura 122. Estratos según su resistividad. Tomada de (Ramírez D, 2015).....	106
Figura 123. Estratificación cruzada. Tomada de (Ramírez D, 2015)	107
Figura 124. Estratificación Cruzada.	107
Figura 125. Laminaciones.	108
Figura 126. Superficie de erosión. Tomada de (Ramírez D, 2015).....	108
Figura 127. Superficies de erosión.....	108
Figura 129. Depósitos de Rezago, Imágenes XMRI. Tomada de (Ramírez D, 2015)	109
Figura 128. Depósitos de rezago.....	109
Figura 130. Grava. Tomada de (Ponce, et. al, 2018).....	110
Figura 131. Arenas de grano grueso. Imágenes XMRI. Tomada de (Ramírez D, 2015).....	110
Figura 132. Arenas de tamaño grueso. Tomado de (Ponce, et. al, 2018).....	110
Figura 133. Brechas o Conglomerados. Imágenes XMRI. Tomada de (Ramírez D, 2015).....	111
Figura 134. Conglomerado, Tomada de (Ponce, et. al, 2018).....	111
Figura 135. Brecha, Tomada de (Ponce, et. al, 2018)	111
Figura 136. Gradacional. Imágenes XMRI. Tomada de (Ramírez D, 2015).....	112
Figura 137. Gradación Normal.....	112
Figura 138. Deformación Syn-Sedimentaria. Imágenes XMRI. Tomada de (Ramírez D, 2015).....	113
Figura 139. Deformación Syn-Sedimentaria.....	113
Figura 140. Escape de fluido (FLAME). Imágenes XMRI Tomada de (Ramírez D, 2015).....	113
Figura 141. Bioturbación. Imágenes XMRI. Tomada de (Ramírez D, 2015)	114
Figura 142. Grietas de desecación. Imágenes XMRI. Tomada de (Ramírez D, 2015).....	114
Figura 143. Cavidades o Burrows. Imágenes XMRI. Tomada de (Ramírez D, 2015)	115
Figura 144. Burrows.....	115
Figura 145. Raíces. Imágenes XMRI. Tomada de (Ramírez D, 2015).....	115
Figura 146. Pirita o Arcilla. Tomada de (Ramírez D, 2015)	116
Figura 147. Concreciones y Nódulos. Imágenes XMRI. Tomada de (Ramírez D, 2015)	117
Figura 148. Nódulos y Concreciones.....	117
Figura 150. Estilolitos.	117
Figura 149. Estilolitos. Imágenes XMRI. Tomada de (Ramírez D, 2015)	117

Figura 151. Formaciones de interés que atraviesan el pozo DINA K-R.....	118
Figura 152. Vista en planta Fm Honda y Fm Monserrate.....	120
Figura 153. Grafico acumulación. Quiebres en Fm. Monserrate. Donde se encuentra la flecha roja indica el tope de la Formación.	122
Figura 155. Mapa Estructural al tope de la formación.	123
Figura 154. Mapa estructural al tope del Grupo Honda.....	123
Figura 156. Estadística Estructural Grupo Honda en el intervalo registrado, identificación de fracturas abiertas y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento.....	124
Figura 157. Fracturas abiertas.....	124
Figura 158. Fracturas Abiertas en un tramo Fm. Honda, con su dirección preferencial de buzamiento.....	125
Figura 159. Fracturas Abiertas Core Fm. Honda.....	126
Figura 160. Estadística Estructural Grupo Honda en el intervalo registrado, identificación de fracturas cerradas y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento.	127
Figura 161. Fracturas Cerradas.....	127
Figura 162. Fracturas Cerradas en un tramo de la Fm. Honda, con su dirección preferencial de buzamiento.....	128
Figura 163. Fracturas Cerradas Core Fm. Honda.....	129
Figura 164. Estadística Estructural Grupo Honda en el intervalo registrado, identificación de fracturas parciales y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento.....	130
Figura 165. Fracturas Re Abiertas.....	130
Figura 166. Fracturas parciales en un tramo de la Fm. Honda, con su dirección preferencial de buzamiento.....	131
Figura 167. Breakout en un tramo de la Fm. Honda, con su dirección preferencial de buzamiento.....	133
Figura 168. Estadística Estructural general Grupo Honda en el intervalo registrado, identificación de fracturas y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento.	134
Figura 169. Estadística Estructural Fm. Monserrate en el intervalo registrado, identificación de fracturas abiertas y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento.	135
Figura 170. Fracturas Abiertas 3D.....	135
Figura 171. Fracturas abiertas en un tramo de la Fm. Monserrate, con su dirección preferencial de buzamiento.....	136
Figura 172. Estadística Estructural Fm. Monserrate en el intervalo registrado, identificación de fracturas cerradas y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento.....	138
Figura 173. Fracturas cerradas 3D.....	138
Figura 174. Fracturas cerradas en un tramo de la Fm. Monserrate, con su dirección preferencial de buzamiento.....	139
Figura 175. Estadística Estructural Fm. Monserrate en el intervalo registrado, identificación de fracturas parciales y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento.....	140
Figura 176. Fracturas parciales en un tramo de la Fm. Monserrate, con su dirección preferencial de buzamiento.....	141
Figura 177. Estadística Estructural Fm. Monserrate en el intervalo registrado, identificación de fallas y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento.....	143

Figura 178. Microfallas 3D.....	143
Figura 179. Falla en un tramo de la Fm. Monserrate, con su dirección preferencial de buzamiento.....	144
Figura 180. Breakout en un tramo de la Fm. Monserrate, con su dirección preferencial de buzamiento.....	145
Figura 181. Estadística Estructural general Fm. Monserrate en el intervalo registrado, identificación de fracturas y fallas, diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento.....	146
Figura 182. Las características planas que cortan una sección cilíndrica del pozo aparecen como ondas sinusoidales en una pantalla convencional de cilindros desenrollados. Aquí, las características rojas representan las capas y la característica verde representa fracturas. Tomada de (Bukzac,2010)	148
Figura 183. Categorías que fueron identificadas en las imágenes de resistividad, basada en los criterios del capítulo anterior.	148
Figura 184. Análisis Estructural y Sedimentológico Fm. Honda.....	150
Figura 185. Estadística Límites de capas Fm. Honda interpretadas en el intervalo registrado, identificación de patrones de buzamiento y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento de las capas.	151
Figura 186. Límites de Capa Core.	152
Figura 187. Límites de capa en un tramo de Fm Honda.	152
Figura 188. Estadística Estratificación Cruzada Fm. Honda interpretadas en el intervalo registrado, identificación de patrones de buzamiento y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento de las capas.	153
Figura 189. Estratificación cruzada Core.	154
Figura 190. Estratificación cruzada en un tramo de Fm Honda.	154
Figura 191. Estadística Laminaciones Fm. Honda interpretadas en el intervalo registrado, identificación de patrones de buzamiento y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento de las capas.	155
Figura 192.Laminaciones en un tramo de Fm Honda.	156
Figura 193. Límites de capa. Core.....	156
Figura 194. Estadística Superficies erosivas Fm. Honda interpretadas en el intervalo registrado, identificación de patrones de buzamiento y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento de las capas.	157
Figura 195. Superficies erosivas en un tramo de Fm Honda.....	158
Figura 196. Estadística Capas deformadas Fm. Honda interpretadas en el intervalo registrado, identificación de patrones de buzamiento y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento de las capas.....	159
Figura 197.Capas deformadas en un tramo de Fm Honda.....	160
Figura 198. Capas deformadas, Core.....	160
Figura 199. Distribución del buzamiento estructural en las lutitas del tope y base.	161
Figura 200. Estructurales en un tramo de lutitas en Fm. Honda.	162
Figura 201. Grupo Honda. Ambiente, litología, y periodo. Tomada de (Roncancio y Martínez, 2011).....	163

Figura 202. Unidades estratigráficas Tomado de: (Cediel, 1998).....	164
Figura 203. Distribución de facies del Mioceno Editado de (Cáceres et al., 2005).	164
Figura 204. Litología identificada en el master log Formación Honda.	165
Figura 205. Entorno de depósito esquemático del grupo Honda, en la región de la subcuenca de Neiva editado de Tomada de: (Flórez y Carrillo, 1994).....	165
Figura 206. Esquema de facies de imagen de pozo que muestra 18 tipos de facies clásticas inicialmente reconocidos. RPD = diferencia de porosidad relativa (ver texto); Sx y Sp = arenisca plana y arenisca plana cruzada, respectivamente. Editado de: Samantray, et al. 2010	166
Figura 207. Tipos principales de ríos. Tomado de: (Miall, 2016).....	168
Figura 208. Ríos Meandriiformes y trenzados. Tomado de: Samantray, et al. 2010.	168
Figura 209. Columna estratigráfica ríos trenzados, Múltiples Canales. Tomado de (Sierra G. M., 2013).	170
Figura 210. Registro de deposición barras longitudinales y transversales de ríos trenzados. Tomado de (Sierra, 2013).....	171
Figura 211. Modelos de perfiles verticales desarrollados bajo diferentes condiciones de carga y descarga ríos trenzados. Tomada de (Sierra, 2013).....	173
Figura 212. Río trenzado.	173
Figura 213. Río Meandrico.....	174
Figura 214. Componentes de un sistema de ríos meandricos. Tomada de (Sierra, 2013).....	175
Figura 215. Columna estratigráfica ríos Meandricos. Tomada de (Sierra, G., 2013).....	176
Figura 216. Llanura de inundación. Tomada de (Sierra G, 2013).....	177
Figura 217. Facies que se esperan en las llanuras de inundación. Tomada de (Ramírez D., 2015).	178
Figura 218. Crevasse splay. Tomada de (Ramírez D., 2015).....	178
Figura 219. Depósitos de overbank. Tomado de: (Sierra G., 2013).	179
Figura 220. Modelo Río Meandrico. Tomada de: (Sierra G. 2013).....	180
Figura 221. Ambientes, estructuras y respuesta de registros, Tomada de (Galloway y Hobday 1996).	181
Figura 222. Diagrama esquemático que muestra la firma de la curva GR esperada en diferentes partes de los sistemas fluviales. Tomada de: (Galloway y Hobday 1996).	182
Figura 223. Facies Grano Grueso.	184
Figura 224. Facies Grano Fino.	184
Figura 225. Asociación de facies.....	185
Figura 226. Sucesión de facies ríos meandricos. Tomada de Boggs (2001).....	186
Figura 227. Canales Meandricos.....	189
Figura 228. Llanura de inundación.....	191
Figura 229. Depositos de Crevasse Splay	192
Figura 230. Barras.	193

Lista de Tablas.

Tabla 1. Grado de radiactividad de las rocas detectado por el registro gamma ray.	49
--	----

Tabla 2. Densidad de matriz comúnmente conocida. (Sperry Drilling, 2018).	61
Tabla 3. Valores comunes de PE para cada litología. Tomada de: (Sperry Drilling, 2018).	62
Tabla 4. Valores típicos de lentitud en diversos materiales. Tomada de: (Sperry Drilling, 2018).	67
Tabla 5. Valores típicos de lentitud en diversos fluidos. Tomada de: (Sperry Drilling, 2018).	68
Tabla 6. Fracturas Abiertas. Dirección y Buzamiento. Fm. Honda	125
Tabla 7. Fracturas Cerradas. Dirección y Buzamiento. Fm. Honda	128
Tabla 8. Fracturas Parciales. Dirección y Buzamiento. Fm. Honda	132
Tabla 9. Fracturas Abiertas. Dirección y Buzamiento. Fm. Monserrate.	137
Tabla 10. Fracturas Cerradas. Dirección y Buzamiento. Fm. Monserrate.	139
Tabla 11. Fracturas Parciales. Dirección y Buzamiento. Fm. Monserrate.	142
Tabla 12. Fallas. Dirección y Buzamiento. Fm. Monserrate.	144
Tabla 13. Densidad	166
Tabla 14. Tabla factor foto eléctrico	166

INTRODUCCION

Las imágenes resistivas AFR (Azimuthal Focused Resistivity) son de suma importancia a la hora de caracterizar e interpretar yacimientos, ya que proveen imágenes de alta resolución de las propiedades resistivas de la roca a lo largo de las paredes del pozo, estas imágenes son adquiridas mientras el pozo está siendo perforado LWD (Logging While Drilling) y su interpretación nos permite obtener información relacionada con la textura y espesor de las capas, rumbo y buzamiento, estructuras sedimentarias, presencia de fracturas, fallas, breakouts o rompimientos, discordancias, etc. Estas imágenes se han convertido en un elemento clave para la industria del petróleo, ya que han permitido mejorar significativamente la calidad de los modelos del reservorio.

Este trabajo propone una interpretación geológica local utilizando imágenes resistivas AFR del pozo Dina K-R, ubicado en la cuenca del Valle Superior del Magdalena en el campo Dina Cretáceos. Se eligió esta área de estudio ya que el campo se caracteriza por tener un estilo estructural anticlinal que genera entrapamiento de hidrocarburos por lo que se convierte en un campo llamativo para la exploración y explotación.

Con las imágenes de pozo se realizó la identificación en las estructuras y texturas sedimentarias para discriminar facies y litologías y así entender mejor las condiciones del reservorio haciendo énfasis en la Formación Honda, adicionalmente se hizo un análisis estructural en dos formaciones de interés a lo largo del pozo, zonas de buzamiento, inconformidades, fracturas, fallas, micro fallas, breakouts, comportamiento mecánico del hueco, direcciones y buzamientos entre otros, a partir de las imágenes, corazones y registros adquiridos en el pozo, con el fin aportar información de los ambientes de acumulación de las formaciones de interés.

1. Generalidades

1.1 Justificación

El estudio de los ambientes sedimentarios es fundamental en la industria de los hidrocarburos para identificar condiciones de depositación que favorezcan la generación de crudo, la acumulación del mismo y el no-escape del fluido (Bjorlykke, K., y Jhaewn, J., 2010). La formación de un sistema petrolífero está altamente ligada a las condiciones medio-ambientales en que se depositan los sedimentos, y a la diagénesis que estos sufren por su posterior enterramiento. Por eso es fundamental describir todos los rasgos sedimentológicos que nos ofrece las imágenes de este pozo y con la ayuda de los registros y núcleos generar un modelo de facies que sean útiles a la hora de determinar ambientes sedimentarios de áreas con importante interés económico.

Pese a lo fundamental de describir claramente los ambientes, cuando se extraen sedimentos de pozo, es común la pérdida de estructuras y material por la fuerza que imprime la broca de perforación. El registro y clasificación de los ambientes sedimentarios permite la identificación de posibles puntos de interés económico, donde las condiciones geológicas sean replicables, (Bjorlykke, K., y Jhaewn, J., 2010).

El campo Dina Cretáceos de la sub-cuenca Neiva de la cuenca del Valle Superior del Magdalena contiene áreas donde la explotación de hidrocarburos es económicamente rentable, es por ello que la caracterización de los ambientes sedimentarios en esta región es necesaria para la identificación de nuevos yacimientos, (Roncancio, J., y Martinez, M., 2011). El pozo Dina K-R, presente en este sector, tiene unidades que históricamente han servido como reservorio y sello de sistemas petrolíferos en la cuenca, como lo son la Formación Monserrate y el Grupo Honda, (Roncancio, J., y Martinez, M., 2011).

Los ambientes sedimentarios de estas unidades son bastante variables. La Formación Monserrate fue depositada durante el Cretácico Tardío en un periodo de continua caída del nivel del mar, mientras que el Grupo Honda fue depositado en ambientes continentales que varían entre ríos meandricos, llanuras de inundación, entre otros, durante el Mioceno. (Veloza, G. E., et al., 2008; De Porta, 1965).

El presente trabajo busca caracterizar los ambientes sedimentarios de la unidad de interés Honda, con el objetivo de identificar características geológicas análogas que puedan ser replicables en otros sectores de la sub-cuenca Neiva, dando paso a la identificación de nuevos sistemas petrolíferos.

Los registros de imágenes de pozo de LWD brindaron imágenes de alta resolución del pozo, y así mismo sirvió para tener una visión clara de la geología, una mejor comprensión del yacimiento y una mejor toma de decisiones.



Figura 1. Herramienta LWD Azimuthal Focused Resistivity. "AFR" Tomada de (Chacin L, 2016)

1.2 Objetivos

A partir de lo expresado anteriormente, se pretende aplicar la interpretación de las imágenes resistivas (AFR) tomadas del pozo Dina K-R para caracterizar la arquitectura estructural, estratigráfica, sedimentológica y verificar los ambientes de acumulación del Grupo Honda en la cuenca del Valle Superior del Magdalena.

- Recopilar los datos necesarios para proceder a interpretar la geología del pozo. (Masterlogs, registros eléctricos como Gamma Ray, resistividad, densidad y neutrón, cores que se hayan obtenido e imágenes AFR)
- Cargar las imágenes del pozo, los surveys, los topes estratigráficos, las coordenadas UTM y los registros con las curvas interpretadas a la plataforma de interpretación borehole image (BIS) en Insite.
- Seleccionar y picar manualmente planos y Dips estructurales utilizando imágenes de resistividad AFR (estática y dinámica) del pozo, a partir de unidades estratificadas, como capas de shales o carbonatos, límites de capas, *estratificaciones heterolíticas* y en ocasiones capas de areniscas de bajo ángulo.
- Interpretar y caracterizar la geología estructural del yacimiento directamente desde las imágenes AFR. (i.e. Disposición estructural, zonas de buzamiento, inconformidades, fracturas naturales, fracturas abiertas, fracturas cerradas, fracturas inducidas, fallas, microfallas, breakouts, comportamiento mecánico del hueco, direcciones y buzamientos).
- Identificar las facies sedimentológicas, i.e. características texturales, composicionales y estructurales totales del depósito que resultan de la acumulación y modificación de un ambiente particular, por medio de la observación y descripción de imágenes AFR, núcleos (cores), registros del pozo y el master log, haciendo énfasis en el Grupo Honda.
- Asociar y agrupar las facies identificadas.
- Interpretar los ambientes de acumulación del Grupo Honda.

1.3 Hipótesis

Las imágenes de registro del pozo Dina K-R contienen parte del registro de la Fm. Honda y Fm. Monserrate. En esta área, ambas unidades pertenecen a un sistema petrolífero, sin embargo, los ambientes sedimentarios de estas rocas han sido descritos de manera general para toda la cuenca, por tanto, aún no son replicables a otros sectores de la sub-cuenca Neiva. Utilizando registros eléctricos e imágenes de pozo obtenidas con la herramienta AFR “Azimuthal focused resistivity” se podrán identificar ambientes sedimentarios ligados a las litofacies y estructuras que pueden ser determinados por esta herramienta. A través de la nueva información geológica obtenida, se podrán encontrar sectores con características geológicas análogas potencialmente explotables por la industria de los hidrocarburos.

1.4 Metodología General

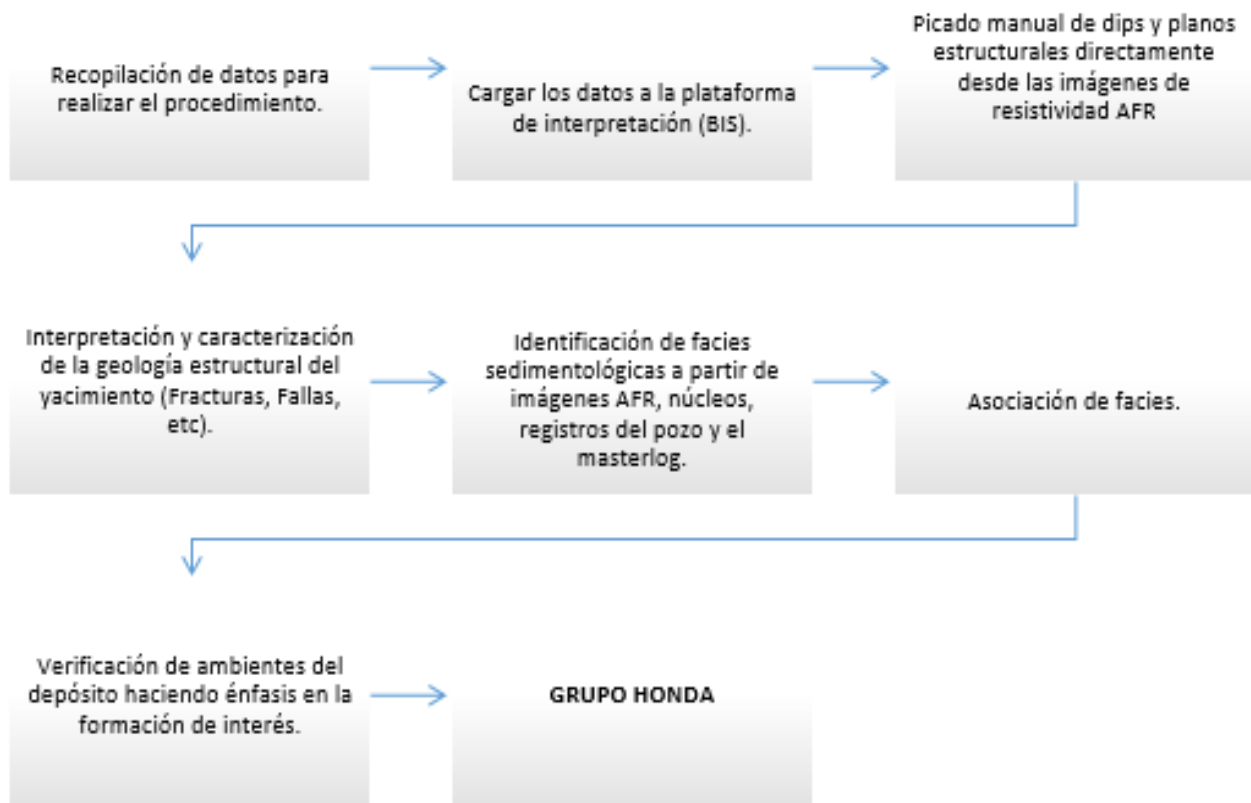


Figura 2. Metodología general.

2. GEOLOGÍA REGIONAL

La actual configuración geológica del norte de los Andes está íntimamente ligada a la interacción de las placas Suramérica, Caribe y Nazca (Taboada, et al., 2000). La placa Suramérica ha permanecido en una posición para-autóctona desde su formación, siendo constituida en su parte norte por un basamento Proterozoico que incluye rocas ígneas y metamórficas asociadas al Cratón Amazónico (Cediel et al., 2003). Por otra parte, la Placa Caribe tiene su origen ligado a la formación de una gran provincia ígnea generada en el océano pacífico, en una latitud sur respecto su actual posición entre las Américas, por tanto, se infiere el carácter aloctóno de esta placa oceánica (Kerr, et al., 2013; Hincapié-Gómez et al., 2017), Finalmente, la placa Nazca se constituye gracias a la fisión Oligocena de la antigua Placa Farallón, proceso que da paso a las placas Cocos y Nazca, esta última considerada en actual formación por el continuo aporte de material de la dorsal medio-oceánica de los Galápagos (Lonsdale, 2005).

La continua interacción Meso-Cenozoica de las placas tectónicas anteriormente enunciadas, trajo consigo la acreción de bloques tectónicos a la margen noroccidental de la placa Suramérica. Ejemplos claros de este proceso son la colisión cretácica de dominios oceánicos como Cañas-Gordas y Gorgona (Cediel et al., 2003) y las fases colisionales del Bloque Panamá-Chocó durante el Neógeno (Montes et al., 2012). Estos fenómenos tienen como resultado la denominada Orogenia Andina, la cual genera el levantamiento de los macizos rocosos que hoy constituyen las tres ramificaciones de la Cordillera de Los Andes que están presentes en Colombia (Fig. 3a) (Restrepo-Moreno, et al., 2009).

La Cordillera Occidental se constituye por rocas cretácicas ígneas y sedimentarias de afinidad oceánica, que son intruidas y cubiertas por rocas ígneas y volcanoclasticas de edades Cenozoicas, (Aspden et., 1987). Por otra parte, la Cordillera Central de Colombia se compone de rocas metamórficas de afinidad continental con edades paleozoicas y Mesozoicas, que a su vez son intruidas por plutones Meso-Cenozoicos (Vinasco et al.,

2006). Finalmente, la Cordillera Oriental se caracteriza por un basamento poli-deformado de rocas ígneas y metamórficas que son cubiertas por secuencias sedimentarias cuyo origen está ligado a la erosión del basamento y a transgresiones y regresiones marinas dadas principalmente durante el Cretácico, a este proceso se le menciona “invasión del mar Cretácico”, (Roncancio y Martínez, 2011).

La erosión y continuo levantamiento Meso-Cenozoico de los Andes Colombianos generó la acumulación de grandes depósitos sedimentarios en los valles interandinos presentes entre las cordilleras. Entre las Cordilleras Occidental y Central se aloja la denominada depresión del Cauca, que aloja sedimentos Cenozoicos asociados principalmente a ambientes continentales (Restrepo-Moreno et al., 2009; Sierra y Marin-Ceron, 2011) Por otra parte, entre las Cordilleras Oriental y Central se encuentra la cuenca del Magdalena, la cual contiene abundantes espesores de sedimentos Meso-Cenozoicos. En esta región del norte de los Andes, la invasión del mar Cretácico y una serie de subsecuentes eventos anoxicos, generaron la fuente de acumulaciones de combustibles fósiles que hoy son explotados en el oriente Colombiano (Roncancio y Martínez, 2011). Gran parte de estos recursos se encuentran en la cuenca del Magdalena, la cual es dividida en tres segmentos: Cuenca del valle superior del Magdalena, Cuenca del valle medio del Magdalena y Cuenca del valle inferior del Magdalena. Esta subdivisión se ha realizado acorde con la abundancia de crudo, características geológicas y localización geográfica de cada parte de la cuenca (Roncancio y Martínez, 2011; Jiménez et al., 2012)

Este estudio hace énfasis en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (Fig. 3b), la cual tiene como límite norte el cinturón plegado de Girardot. Los límites sur y este de la cuenca están dados por fallas adscritas a los sistemas Algeciras-Garzón, mientras que el límite oeste de la cuenca se liga a fallas de borde del flanco de la Cordillera Central, como lo son la falla de Chusma y la falla Calarma. La Cuenca del valle superior del Magdalena cuenta con una estructura de relieve positivo denominado Alto Natagaima (Alto de Patá), esta elevación del basamento divide la cuenca en dos segmentos, la Sub-Cuenca Girardot al norte y la Sub-Cuenca-Neiva al sur (Roncancio y Martínez, 2011; Jiménez et al, 2012).

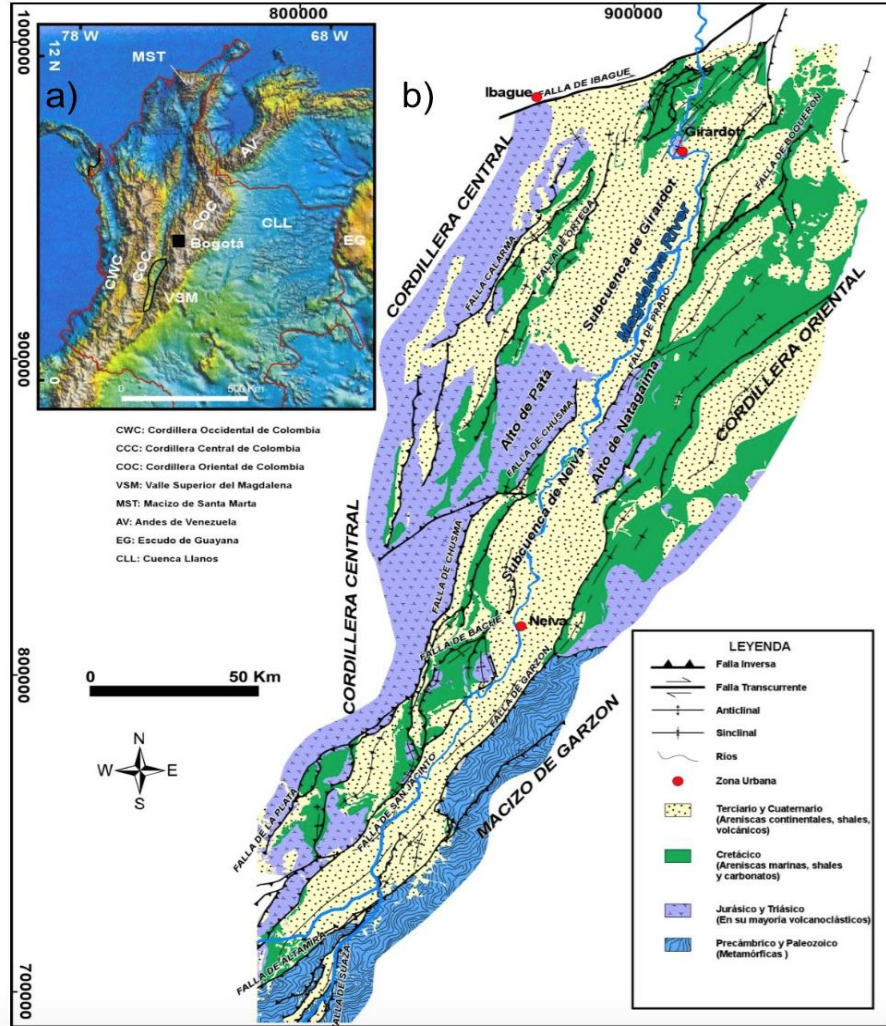


Figura 3. a) Principales rasgos fisiográficos de Colombia, incluyendo en borde negro, la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (Ramón y Roncero, 2006). b) Esquema geológico de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena Tomada de (Ramón y Roncero, 2006).

Las rocas presentes en la Cuenca del valle superior del Magdalena tienen su origen ligado a una extensa evolución geológica que inicia durante el Meso-Proterozoico con la orogenia Grenville, dada gracias a colisión de Laurentia con el Escudo de Guayana (Kroonenberg, 1982; Cediel et al., 2003). Como resultado de este evento, aparecen rocas metamórficas en facies granulita en la Cuenca del valle superior del Magdalena (Restrepo-Pace, et al., 1997). Durante el Paleozoico temprano, acumulaciones de sedimentos pelíticos resultan de transgresiones marinas en la cuenca y parte de estos

sedimentos son posteriormente metamorfoseados constituyendo el cinturón metamórfico que contiene los grupos Quetame y Güejar (Cáceres, et al., 2005).

En el Paleozoico tardío, las rocas que hoy son parte de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena se ven afectadas por un ambiente colisional que genera cambios en el nivel del mar y por ende en la naturaleza de los sedimentos depositados en la cuenca. (Roncancio y Martínez, 2011). Esta era se ve finalizada por la posterior aparición de un rift intracontinental Pensilvaniano a Pérmico, el cual es responsable del registro geológico de ambientes extensionales en la cuenca (Roncancio y Martínez, 2011).

El ambiente extensional en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena continuo durante el Triásico y el Jurásico, generando la acumulación de capas rojas y carbonatos, que son gradualmente sustituidos por sedimentos detríticos a volcánico-clásticos, los cuales son resultado de erupciones de algunos centros volcánicos cuyos productos fueron depositados en lagos y ríos (Cediell et al., 1981; Roncancio y Martínez, 2011). El fin del periodo Jurásico es marcado por un importante evento en la cuenca, un nuevo régimen compresivo aparece generando rocas ígneas intrusivas y fallas inversas que dan paso a la inversión tectónica de la cuenca (Roncancio y Martínez, 2011). No obstante, la sedimentación continental prevalece hasta una serie de incursiones marinas que inician en el Albiano y se mantienen durante el Cretácico tardío con máximos y mínimos de inundación que forman rocas sedimentarias de ambientes principalmente de plataforma (Sarmiento y Rangel, 2004).

El Cenozoico inicia con la regresión final del mar en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena y es evidenciada a través de los sedimentos deltaicos del Grupo Guaduas. Durante el Paleoceno-Eoceno tardío no hay registro de sedimentación en la cuenca, la acumulación de sedimentos se reactiva en el Eoceno medio con depósitos sedimentarios tectónicos producto del aumento drástico de las tasas de exhumación de macizos rocosos durante la orogenia Andina (Caicedo y Roncancio, 1994). Esta sedimentación continúa hasta el Oligoceno, cuando breves incursiones marinas ocurren, sin embargo, estas son rápidamente reemplazadas por sedimentos continentales nuevamente asociados a pulsos de la orogenia Andina (Roncancio y Martínez, 2011).

Finalmente, la Cuenca del Valle Superior del Magdalena durante el Plio-Pleistoceno tiene su sedimentación ligada a los últimos episodios de levantamiento de macizos rocosos en las cordilleras Central y Occidental y al aporte de material volcánico de la Cordillera Central (Van der Wiel, 1991)

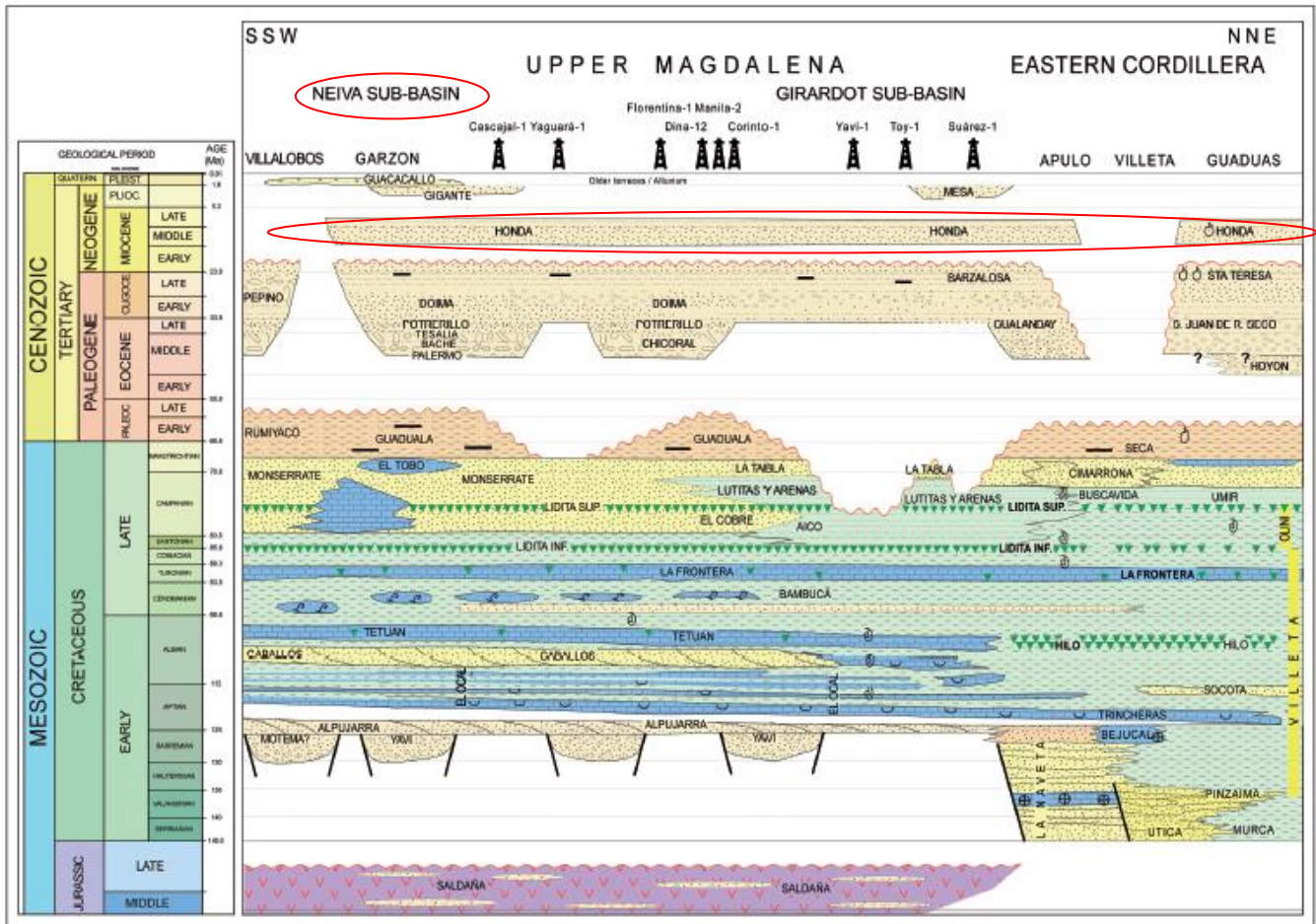


Figura 4. Tabla Cronoestratigráfica Valle Superior Del Magdalena. Tomada de (Roncancio y Martínez, 2011).

3. GEOLOGÍA LOCAL

3.1 Estratigrafía

La estratigrafía ente la sub-cuenca Neiva, y la sub-cuenca Girardot es bastante similar, por eso se mencionan algunas unidades que están presentes únicamente en una de las subcuencas (ej. Formación La Tabla).

La geología y estratigrafía de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena está ligada a los eventos tectónicos y sedimentarios mencionados en la sección anterior. La estratigrafía de la sub-cuenca Neiva es resumida en la (Fig. 4), la cual contiene información acerca de la edad, ambiente y litología de las unidades geológicas presentes en la cuenca.

El basamento de la cuenca se constituye principalmente por rocas metamórficas Precámbricas a Paleozoicas. Las rocas metamórficas Precámbricas hacen parte del Macizo de Garzón, el cual está constituido mayormente por migmatitas y gneises formados en facie anfíbolita a granulita, (Kroonenberg, 1982). Por otra parte, las rocas Paleozoicas son mucho más variadas en términos de grado de metamorfismo, puesto que el metamorfismo regional en facie esquistoso verde que afectó a Colombia durante este tiempo, tiene una merma de su grado de intensidad en diferentes regiones (Cediell et al., 2003), razón por la cual hay rocas con marcados rasgos sedimentarios en la sub-cuenca Neiva, como las agrupadas en la Formación El Hígado y El Venado, mientras que los equivalentes estratigráficos de estas unidades en la sub-cuenca Girardot son rocas metamórficas como filitas y pizarras (Roncancio y Martínez, 2011).

El periodo entre el Devónico y El Pérmico, caracterizado por continuos cambios del nivel del mar en un ambiente extensional, generó la Formación El Imán en la sub-cuenca Girardot y las unidades Fm. La Jagua, Calizas y arenitas de la Batalla, y lodolitas de Cerro Neiva en la sub-cuenca Neiva (Roncancio y Martínez, 2011).

La continuación del ambiente extensional en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena durante el Triásico trajo consigo la Fm. La Luisa en la sub-cuenca Girardot, la cual se compone de areniscas, lodolitas, conglomerados y brechas (Cediel et al., 1981). Esta unidad no tiene equivalente estratigráfico en la sub-cuenca Neiva, donde la sedimentación inicia en el Jurásico Tardío con la Fm. Payandé, que se caracteriza por depósitos de grano fino con abundante registro de fauna (Cediel et al., 1981).

Durante el Jurásico, también en un ambiente extensional, hay una continua actividad volcánica que genera grandes espesores de material que rellenan la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, estas rocas se adscriben a la Fm. Saldaña, la cual se compone de rocas de ambientes fluviales a lacustrinos con intercalaciones de sedimentos volcánico-clásticos (Bayona et al., 1994). Es importante también mencionar que durante este tiempo también se generan intrusivos ígneos en la Cordillera Central de Colombia, de los cuales algunos afloramientos aparecen en la cuenca (Roncancio y Martínez, 2011).

La sedimentación en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena tiene un hiatus entre el Jurásico Tardío y el Cretácico Temprano, el Barremiano-Aptiano inicia con la sedimentación continental de la Fm. Yaví, compuesta por cuarzoarenitas y arcosas relacionadas a abanicos aluviales. La sedimentación continental finaliza en el Aptiano con las rocas de la Fm. Alpujarra, unidad que es suprayacida por rocas sedimentarias de ambientes marinos, asociadas con la denominada invasión del mar Cretácico (Sarmiento y Rangel, 2004).

La invasión del mar Cretácico constituye una serie transgresiones y regresiones en el margen oriental de Colombia, generando grandes espesores de rocas sedimentarias que hoy reposan en la Cuenca del Magdalena y en la Cordillera Oriental (Butler y Schamel, 1988; Barrio y Coffield, 1992). El registro más antiguo de estos eventos en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena está dado por la Formación El Ocal, que se constituye principalmente de limolitas con bioclastos y cuarzoarenitas calcáreas (Roncancio y Martínez, 2011). Una relativa baja del nivel del mar generó la Formación Caballos, la cual reposa sobre la Formación El Ocal y proviene de ambientes litorales, deltaicos o de playa (Flores y Carrillo, 1994). Sin embargo, también en el Albiano inicia un gran aumento del

nivel del mar, el cual deposita el Grupo Villeta, constituido por las unidades Formación Tetuán, Shale de Bambuca y Formación La Frontera formados en ambientes de plataforma media a distal entre el Albiano y el Coniaciano (Martinez, 2003). Sobre estas rocas reposa el grupo Olini, que con edades Coniacinianas a Campanianas, se constituye por lodolitas silíceas, cherts y demás rocas en sílice presentes en ambientes de plataforma intermedia (Roncancio y Martínez, 2011).

Durante el Campaniano-Maastrichtiano inicia un gradual retroceso del nivel del mar, el cual deja como registro las rocas de la Formación Monserrate, la cual se constituye por areniscas lodosas, cuarzoarenitas calcáreas y shales silíceos, rocas que son formadas en ambientes de depósito variantes entre frente de costa media a costa afuera proximal (Veloza et al., 2008). En el Maastrichtiano aparece también la Formación La Tabla, la cual únicamente aparece en la sub-cuenca Girardot y es afín a ambientes deltaicos a marinos poco profundos (Roncancio y Martínez, 2011). El fin del Cretácico y el inicio del Cenozoico están marcados por el fin de la denominada invasión del mar Cretácico y la aparición del Grupo Guandala depositado en ambientes de llanura de inundación a planicie costera (Guerrero et al., 2000)

La Cuenca del Valle Superior del Magdalena sufre un periodo sin sedimentación en el Cenozoico, la cual es reiniciada en el Eoceno con la depositación sin-tectónica del Grupo Gualanday, formado en ambientes continentales como ríos trenzados, abanicos aluviales y llanuras de inundación (Caicedo y Roncancio, 1994). Durante el Oligoceno, hay un periodo de relativa baja actividad tectónica, que favorece la depositación de la Fm. Barzalosa, formada en ambientes lacustres y estratigráficamente situada sobre el Grupo Gualanday (Roncancio y Martínez, 2011). Con la aparición de importantes eventos de exhumación en las Cordilleras Central y Occidental en el Mioceno medio (Farris et al., 2011) se generó el Grupo Honda, formado por litoarenitas y conglomerados depositados en ríos meandricos a trenzados (Van der Wiel, 1991).

Esta unidad cuenta con fragmentos líticos de origen volcánico que sugieren actividad volcánica de esta edad en cercanías a la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.

La sedimentación en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena finaliza con unidades Plio-Pleistocenas como la Formación Gigante y Guacacallo, cuyas litologías compuestas de conglomerados y areniscas sugieren su depositación en abanicos aluviales y ríos trezados y meandricos (Roncancio y Martínez, 2011).

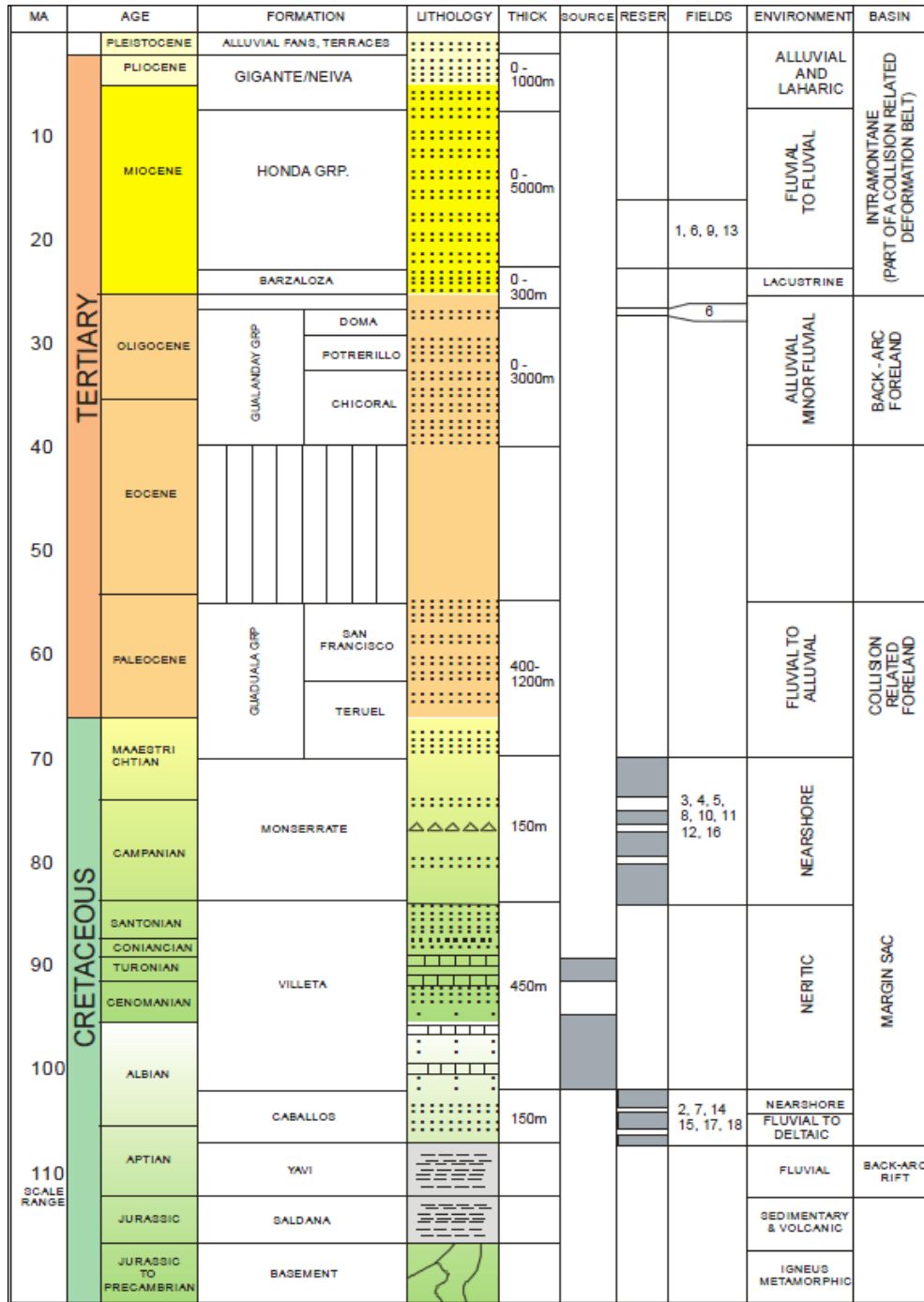


Figura 5. Estratigrafía de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena. Tomada de (Buitrago, 1994).

3.2 Geología estructural

La Cuenca del Valle Superior del Magdalena es una depresión de origen tectónico orientada en sentido SSW-NNE (Butler y Schamel, 1988; Barrio y Coffield, 1992). Limitada por estructuras compresivas a transpresivas, la cuenca ha sufrido episodios de inversión tectónica que generaron que el ambiente predominantemente extensional del Mesozoico caracterizado por la presencia de fallas normales, cambiase a un régimen compresivo Cenozoico que incluyó la aparición de nuevas fallas y el cambio del comportamiento de las estructuras preexistentes, dando paso a fallas inversas y de cabalgamiento (Roncancio y Martínez, 2011).

La sub-cuenca Neiva está fuertemente afectada en su área occidental por la Falla La Chusma, la cual cuenta con un comportamiento inverso con vergencia hacia el este. Esta estructura da paso a la generación de pliegues como el sinclinal de Tesalia y el Anticlinal de Honda oeste (De Freitas, 2000). Por otra parte, al este de la sub-cuenca Neiva, la estructura de mayor influencia es la Falla Garzón, cuya característica principal es su vergencia hacia el oeste (Butler y Schamel, 1988).

Los registros de deformacionales Cenozoicos de la sub-Cuenca Neiva caracterizan un sistema deformacional ligado a sistemas de rumbo, cuyo resultado son una serie de pliegues tanto simétricos como asimétricos, y rotaciones en sentido de las manecillas del reloj de aproximadamente $15.2^\circ \pm 11.4^\circ$ y $31.7^\circ \pm 14.4^\circ$ en diferentes sectores de la cuenca (Jiménez et al., 2012). La historia deformacional de esta sub-cuenca ha sido interpretada desde tres momentos, el primero de ellos está dado por fracturas existentes en el basamento, las cuales favorecieron la geometría de los pliegues que se sitúan en la sub-cuenca Neiva. El segundo momento se asocia con cambios en el comportamiento de las fallas normales que prevalecieron en la sub-cuenca durante su formación; durante un periodo de inversión tectónica, estas fallas se convirtieron en estructuras compresivas inversas y transpresivas. Finalmente, el tercer momento de deformación estaría dividido en dos eventos altamente relacionados con la orogenia Andina. El primer evento, de edad Eoceno-Oligoceno, causó el plegamiento de rocas mesozoicas de la sub-cuenca,

mientras que el segundo evento está asociado con rotaciones de cuerpo rígido de rocas sedimentarias en la cuenca, gracias al comportamiento transpresivo de las estructuras preexistentes (Butler y Schamel, 1988; Roncancio y Martínez, 2011; Jiménez et al, 2012).

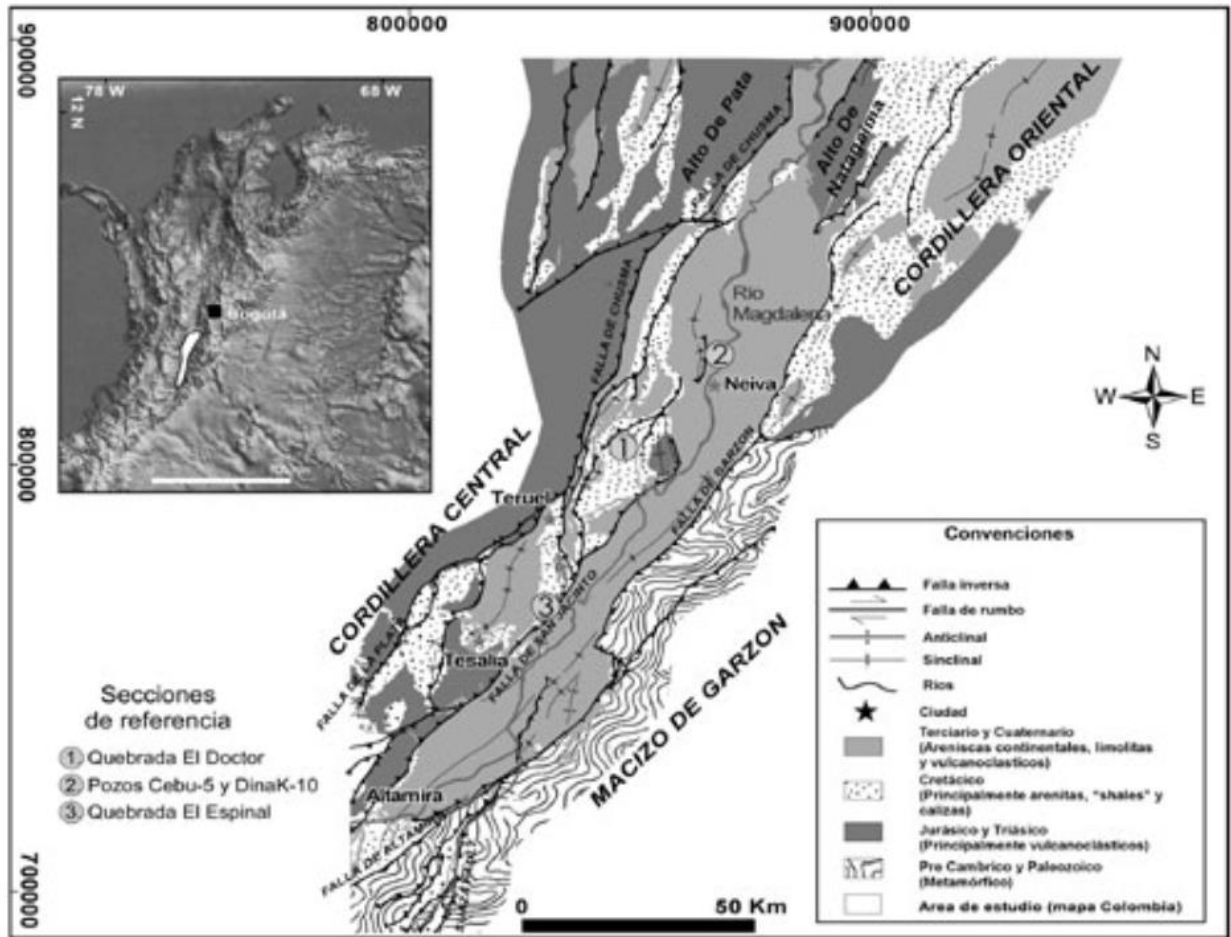


Figura 6. Mapa estructural simplificado de la Sub-Cuenca Neiva. Tomada de (Cediel y Cáceres, 1989).

4. SISTEMA PETROLIFERO

La sub-cuenca Neiva cuenta con potencial petrolífero. Gran cantidad de pozos han sido explorados en esta región debido a condiciones geológicas que han sido favorables para la generación de hidrocarburos como la invasión del mar Cretácico que ayudaron a la acumulación de grandes espesores de sedimentos con alto contenido de materia orgánica. Los procesos de formación y generación de los hidrocarburos presentes en esta cuenca son resumidos en la (Fig. 7), (Mojica, 2009).

La principal fuente de hidrocarburos en la cuenca del Valle Superior del Magdalena corresponde a rocas pelíticas del Grupo Villeta, unidad que contiene las formaciones Tetuán, Bambucá y la Luna; esta última reconocida por ser la formación generadora por excelencia en territorio venezolano (Mojica, 1990).

Las rocas reservorio en las sub-cuencas Neiva y Girardot corresponden a las Formaciones Cretácicas Caballos y Monserrate. El reservorio de la Formación Caballos se caracteriza por arenas con porosidades ente 10% y 18% y permeabilidades entre 100 y 500 md. Por otra parte, el reservorio de la Formación Monserrate es identificado por una media de porosidad y permeabilidad de 18% y 100 md, respectivamente. Es importante mencionar que también aparecen reservorios de crudo en las rocas de los Grupos Honda y Gualanday, sin embargo, en mucha menor proporción a las unidades Cretácicas (Roncancio y Martínez, 2011).

Las unidades que sirven como sellos para los hidrocarburos de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena están constituidas por shales y rocas pelágicas del Grupo Villeta para el crudo que almacena la Fm. Caballos. Por otra parte, el fluido que contiene la Fm. Monserrate tiene como sello rocas del Grupo Guaduala. Al igual que en los reservorios, el Grupo Honda también sirve como sello en menor proporción. En este caso, las lodolitas de esta unidad son las rocas que sirven como sello para los hidrocarburos (Roncancio y Martínez, 2011).

Las trampas para los hidrocarburos localizados en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena son en general estructurales y se constituyen en varios escenarios: 1) Anticlinales relacionados a fallas de cabalgamiento en el margen occidental de la sub-cuenca Neiva (ej. Campo San Francisco). 2) Anticlinales relacionados a procesos de “thrusting” y “back-thrusting” que afecta las Formaciones Caballos y Monserrate (ej. Campo Ortega). 3) Trampas Mixtas. Este proceso involucra reservorios de Caballos y Monserrate (ej. Campos Dina, Guaduala y Potrerillo). 4) Trampas estructurales relacionados a fallas de convergencia al oeste (ej. Campo Guando). 5) Sistemas tipo dúplex en una zona triangular formada en el “footwall” de la falla San Jacinto (Fig. 6). El hidrocarburo encapsulado en estas trampas se genera y expulsa entre el Maaschtrichtiano y la actualidad, existiendo un momento crítico en el Plioceno (Fig. 7) (Roncancio y Martínez, 2011).

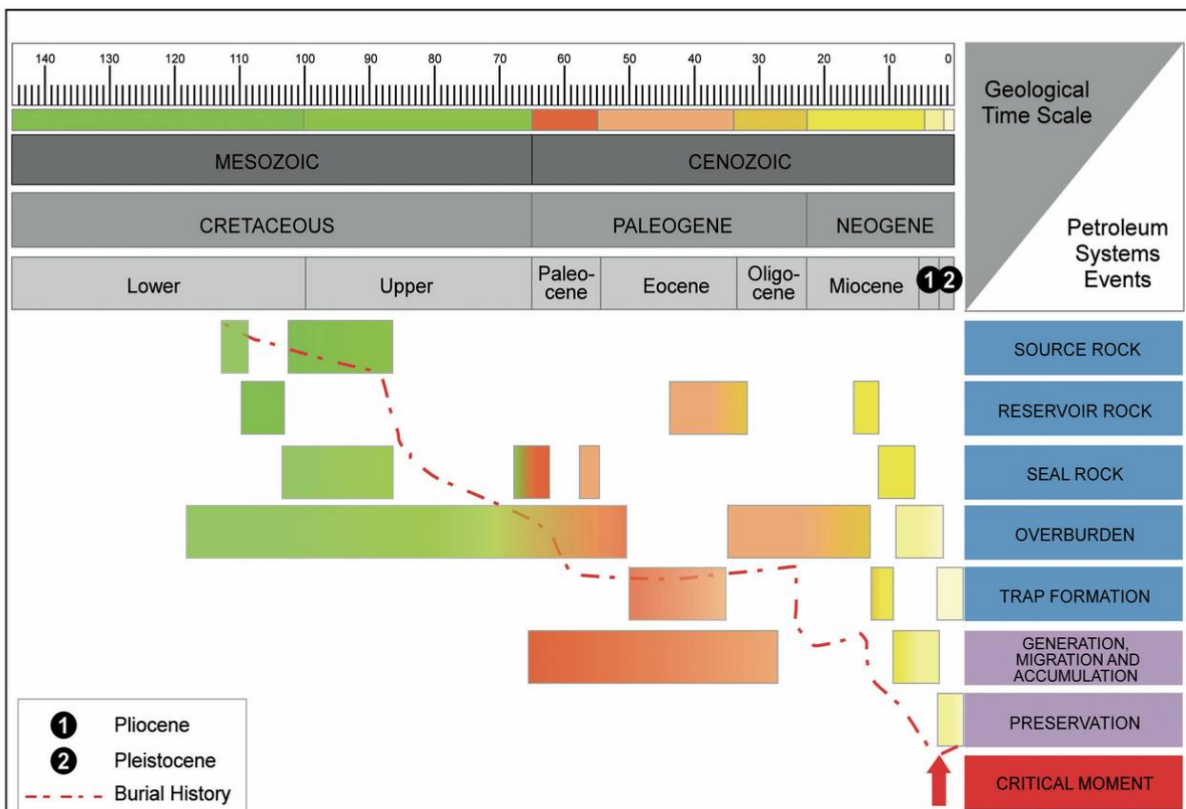


Figura 7. Carta de eventos mostrando los procesos del sistema petrolífero de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (Roncancio y Martínez, 2011).

ELEMENTO	UNIDADES LITOLÓGICAS	OBSERVACIONES
Roca Generadora	Fm. La Luna Fm. Bambucá Fm. Tetuán	TOC > 5% Kerógeno Tipo II Ro: 0,5 a 1,3% Tmax = 450°
Roca Reservorio	Gr. Honda Fm. Monserrate Fm. Caballos	Unidades arenosas. Ocasional producción de unidades calcáreas
Roca Sello	Gr. Honda Fm. Guaduala Fm. Bambucá	Sellos de carácter regional

Figura 8. Tabla resumen del sistema petrolífero de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (Mojica, 2009).

5. POZO DINAK-R

El pozo Dina K-R está situado en la sub-cuenca Neiva en el campo Dina Cretáceos; (Fig. 9). El intervalo para la interpretación del pozo está comprendido entre 830.00 ft -7.023.00 En la presente sección se realiza una descripción de las dos unidades de interés, Grupo Honda y Fm. Monserrate. Sin embargo, el estudio final estará enfocado en los ambientes de depositación del Grupo Honda y se hará un estudio de fracturas y fallas de ambas formaciones, ya que la identificación de intervalos de fracturas es crítica durante la perforación y producción de pozos con hidrocarburos, como en el campo Dina en la región del Valle Superior del Magdalena, donde varias secciones de las formaciones como Monserrate y Honda han mostrado buenas propiedades como reservorios asociados a los sistemas de fracturas.

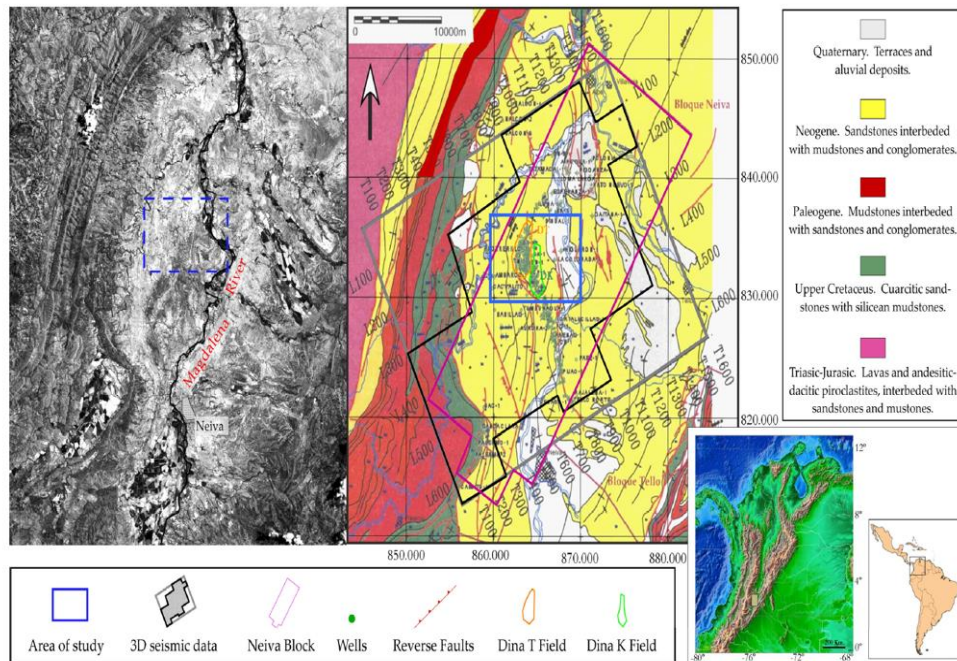


Figura 9. Mapa geológico del área de estudio. Tomado de (Galindo, 2006).

Tipos de perfiles de pozo en la perforación direccional:

Debido a la alta demanda de explotación de hidrocarburos se ha generado un aumento en la economía, lo que ha motivado a optimizar los procesos que se aplican en la industria, explorando nuevos métodos de exploración y explotación. Uno de los procesos que se han implementado es la perforación direccional, que de algún modo busca desviar

la trayectoria vertical con el único objetivo de acceder a zonas inaccesibles o simplemente evitar obstáculos durante la perforación (Rodríguez, 2015). Para que la perforación direccional resulte exitosa es necesario un diseño previo, en donde se tiene en cuenta la localización del punto al que se quiere llegar (Target) e identificar los obstáculos a encontrar en la trayectoria planeada.

Las aplicaciones de la perforación direccional son por: Localizaciones inaccesibles debido a que no se puede encontrar una localización para la torre de perforación por reservas naturales, cuerpo de agua, etc. Otra de las razones son operaciones remediales que consisten en evitar obstáculos en el subsuelo como herramientas atascadas, tubería cementada entre otros. El control de fallas es otra aplicación en la perforación de pozos en formaciones donde existen fallas sin cruzar el plano de esta y finalmente los pozos horizontales que de algún modo permiten ingresar de forma horizontal en la formación con acumulación de hidrocarburo permitiendo mejorar la producción, (Rodríguez, 2015).

En la perforación direccional, encontramos los siguientes perfiles de pozo: Tipo S, Tipo J, Pozos Verticales y Pozos Horizontales. El pozo Dina K-R está construido como un pozo tipo J es decir es un pozo construido por dos fases direccionales. La primera una fase de construcción de ángulo, seguido por la fase de tangente la cual se prolonga hasta llegar a la zona objetivo.

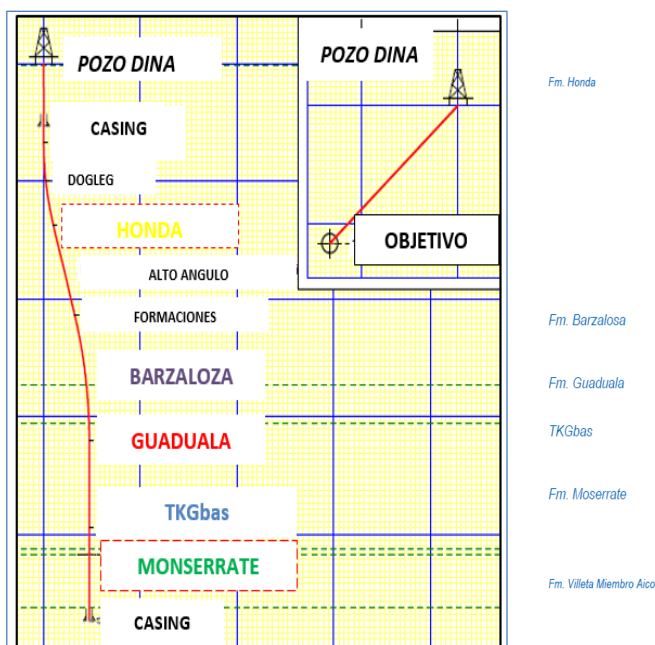


Figura 10. Trayectoria del pozo con sus formaciones.

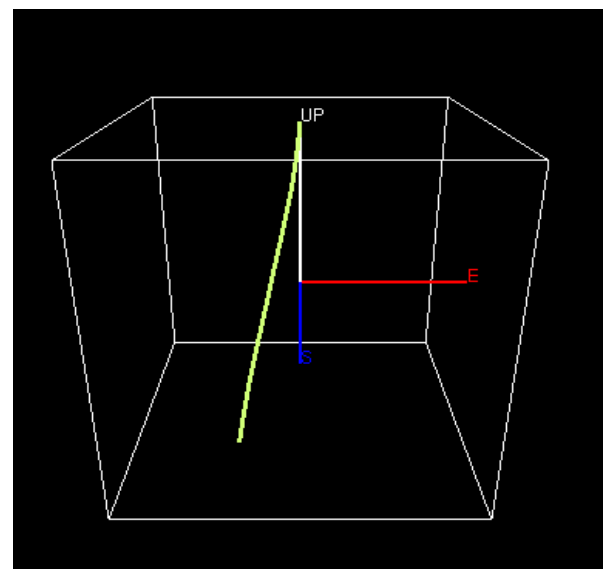


Figura 11. Trayectoria del pozo 3D. Pozo tipo J.

Información Campo Dina:

Nombre de la cuenca: Valle Superior del Magdalena.

Tipo de Hidrocarburo	Petróleo y Gas
Área de Superficie	1000 acres
Tectónica	Retro Arco-Foreland.
Estilo Estructural	Compresional
Primer pozo Descubierto	Dina-1
Día de descubrimiento	1961

TRAMPA ESTRUCTURAL
ANTICLINAL

Producción y Reservas:

Factor de Recuperación	28-33%
STOOIP	62 MMbbls
Últimas reservas recuperables	18 MMbbls
Producción	76115856 bbls

Reservorio: *Edad Eoceno*

	Mínima	Máxima	Unidades
Profundidad al tope del reservorio	9534	9680	ft
Espesor	153	221	ft
Porosidad	17	20	%
Permeabilidad	400	4500	mD
Salinidad agua	7200	7200	ppm
Saturación agua	21	21	%
OWC	9010	9010	ff ss
API		23,35	

Sello:

Formación	Edad	Litología
Honda	Oligoceno	Shales

Fuente:

Formación	Edad	Litología	TOC	Kerogeno
Villeta	Turoniano-Santoniano	Shales	1.00-3.00 %	II

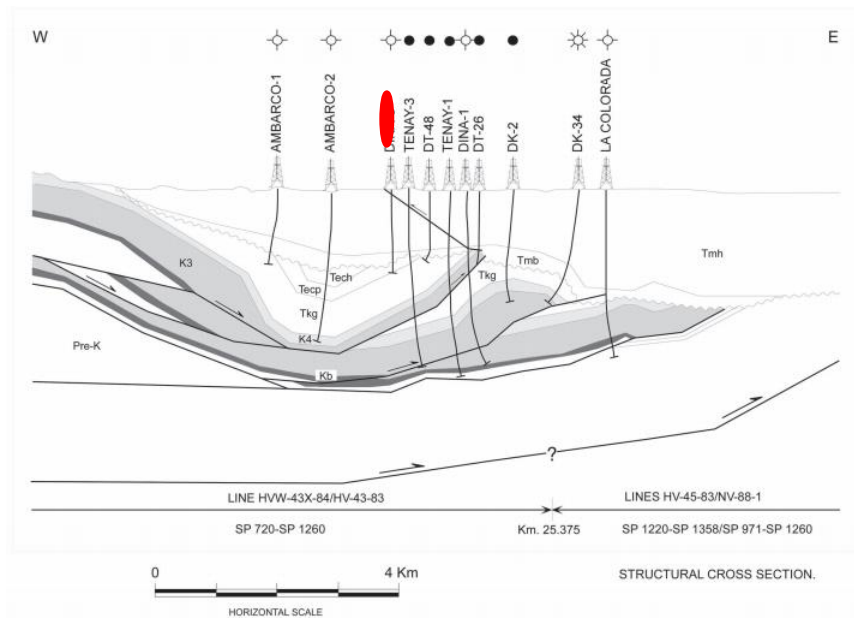


Figura 12. Corte Estructural. Ubicación Pozo Dina K-R. Tomada de (Roncancio y Martínez, 2011)

5.1 Formación Monserrate

La Formación Monserrate se caracteriza por una gran variedad litológica que incluye liditas, calizas, fosforitas, shales, arenitas y limolitas (Veloza et al., 2008). La edad de la secuencia ha sido asignada al Campaniano-Maastrichtiano, ya que esta unidad suprayace depósitos bien datados del Grupo Villeta y el Grupo Olini (Veloza et al., 2008; Roncancio y Martínez, 2011).

Los ambientes de depósito de la Formación Monserrate han sido descritos gracias a sus asociaciones faciales, las cuales enlazan rocas carbonáticas y clásticas de esta unidad principalmente a un ambiente de costa que gradualmente se acerca al continente.

La Fm. Monserrate inicia su acumulación en ambientes de costa afuera, identificados gracias a la presencia de limolitas laminadas que en ocasiones están intercaladas con finas capas de arenitas lodosas. Es común observar en estas rocas restos de peces, amonitas y moldes de bivalvos que marcan claramente el ambiente sedimentario sugerido. Sin embargo, se observan liditas y fosforitas con abundante material fósil que marcan que el depósito fue formado en un ambiente tranquilo, por debajo del nivel de acción de las olas en profundidades variables que pasarían por plataforma marina somera, borde de plataforma continental o costa afuera. Es importante mencionar que el

ambiente sugerido es costa afuera, debido a las asociaciones faciales que involucran las finas capas de material detrítico presente en la Fm. Monserrate (Veloza et al., 2008).

La continua caída del nivel del mar durante el Cretácico Tardío trajo consigo que parte de la Fm. Monserrate tuviese asociaciones faciales de transición entre costa afuera y frente de costa inferior. Las facies presentes en estos ambientes cuentan con limolitas grises y negras, ocasionalmente calcáreas, intercaladas con finas capas de fosforitas y areniscas de grano muy fino. Estructuras como laminación paralela, ondulosa y flaser, además de bioturbación, están presentes en las rocas de la Fm. Monserrate relacionadas a este ambiente, cuyas características están dadas por tener baja energía y profundidades menores en comparación a los ambientes de costa afuera (Veloza et al., 2008).

La baja del nivel del mar continúa afectando los ambientes de depósito de la Fm. Monserrate, caracterizando la aparición de litofacies relacionadas exclusivamente a frentes de costa inferior, donde el aumento de grano de las rocas aumenta generando areniscas de grano medio a fino con ocasional aparición de material calcáreo en su composición. En estas rocas hay abundante bioturbación, además de ichnofacies Cruziana relacionadas a la quietud en la que se depositan estos sedimentos (Veloza et al., 2008).

Entre los ambientes sedimentarios anteriormente mencionados, se observa el frente de costa medio-superior, el cual caracteriza sedimentos epiclasticos y bioclásticos con arenas de tamaño de grano medio a fino. Estas rocas son observadas en disposición plano-paralela ondulosa y en algunos casos tienen laminación cruzada. Además de esto, aparecen fragmentos de conchas y ocasionales señales de bioturbación. Las rocas depositadas en este ambiente carecen de matriz, mostrando constantes fluctuaciones en la energía en la que fueron depositados estos materiales (Veloza et al., 2008).

El fin de la acumulación de Monserrate trae consigo un ambiente de llanura costera y/o aluvial, los cuales están caracterizados por arcillolitas arenosas con abundantes fragmentos leñosos, hojas y restos de raíces. Este ambiente sedimentario está ligado a

la constante caída del nivel del mar durante el Cretácico Tardío y caracteriza condiciones sub-aéreos (Veloza et al., 2008).

5.2 Grupo Honda

El Grupo Honda es una unidad ampliamente estudiada, ya que contiene tres unidades litoestratigráficas: La Formación Cambrás, La Formación Los Limones y la Formación San Antonio; esta última dividida en los miembros Flor Colorada, Los Cocos y La Ceibita (De Porta, 1965). El Grupo Honda se identifica por aparecer ampliamente extendido en la Cuenca del Magdalena y está caracterizado por la aparición de restos fósiles de mamíferos, especialmente en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (Stirton, 1953). La estratigrafía y fauna encontrada en el Grupo Honda sugiere una edad Mioceno-Medio en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (Roncancio y Martínez, 2011).

5.2.1 Formación Cambrás

La Formación Cambrás consiste de aproximadamente 1600m de gravas, areniscas y lutitas rojizas a pardas. Esta unidad tiene como principal característica la ausencia de fragmentos detríticos de origen volcánico (dacitas, andesitas) sugiriendo que no hubo actividad volcánica durante la deposición de esta unidad (De Porta, 1965). Estas rocas son masivas y sus facies compuestas por intercalaciones de rocas de grano grueso a fino, llevan a considerarlas dentro de un ambiente de abanicos aluviales, ríos meandricos y/o llanuras de inundación.

5.2.2 Formación San Antonio

Esta unidad tiene facies donde predominan rocas de grano grueso, puesto que abundan gravas polimícticas que están intercaladas con arenas arcósicas y lutitas rojas a grises. En esta unidad aparecen fragmentos líticos de cuarzo y de rocas ígneas, sedimentarias y metamórficas. La Formación San Antonio es un importante marcador de actividad volcánica Mio-Pliocena (Roncancio y Martínez, 2011), ya que allí confluyen fragmentos rocosos de dacitas y andesitas (De Porta, 1965). Esta unidad fue depositada en variedad

de ambientes principalmente asociados a ríos meandricos y a llanuras de inundación (Van der Wiel, 1991) y está dividida en tres miembros (De Porta, 1965).

5.2.2.1 Miembro Flor Colorada

Este Miembro de la Formación San Antonio se caracteriza por facies que contienen alternancias de gravas y gravas arenosas con bancos de arenas y lutitas. Las gravas contienen fragmentos de rocas metamórficas, sedimentarias e ígneas. Las rocas metamórficas estarían asociadas a los macizos rocosos presentes en las Cordilleras adyacentes y al basamento de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, las rocas sedimentarias provienen de las espesas capas Mesozoicas existentes en la cuenca, y las rocas ígneas proceden del plutonismo Mesozoico y la actividad volcánica Neógena en cercanías a la cuenca (De Porta, 1965).

5.2.2.2 Miembro Los Cocos

Compuesto por 271m de gravas polimícticas con escasas intercalaciones de lutitas, El Miembro Los Cocos tiene pocas diferencias composicionales con el Flor Colorada, ya que aparecen fragmentos líticos metamórficos, ígneos y sedimentarios. Estos últimos consisten principalmente de rocas silíceas y fosforitas como cherts y porcelanitas (De Porta, 1965).

5.2.2.3 Miembro La Ceibita

El Miembro La Ceibita puede ser dividido en dos secciones. Una sección basal de ambientes torrenciales marcada por arenas y gravas con ocasional aparición de estratificación cruzada y una sección al tope donde únicamente aparecen gravas (De Porta, 1965). La principal diferencia composicional de las gravas de esta unidad respecto a los otros miembros es un aumento en la abundancia de líticos volcánicos y de rocas ígneas.

5.2.3 Formación Los Limones

La Formación Los Limones incluye sedimentos de color rojizo, específicamente arenas y lutitas que constituyen facies definidas por rocas de grano fino en un espesor de 231m en su sección tipo. La Formación Los Limones caracteriza una considerable merma en el tamaño de grano en relación a la Formación San Antonio, además, la Formación Los Limones carece de fragmentos líticos volcánicos, los cuales son remplazados por una alta abundancia de cuarzo. Se considera que el color rojizo de los sedimentos de esta unidad está dado por la presencia de minerales como ilmenita y magnetita, que llevan a la aparición de óxidos de hierro. La presencia de facies con grandes espesores de rocas de grano fino lleva a pensar que la Formación Los Limones fue principalmente depositada en un ambiente de llanuras de inundación (De Porta, 1965).

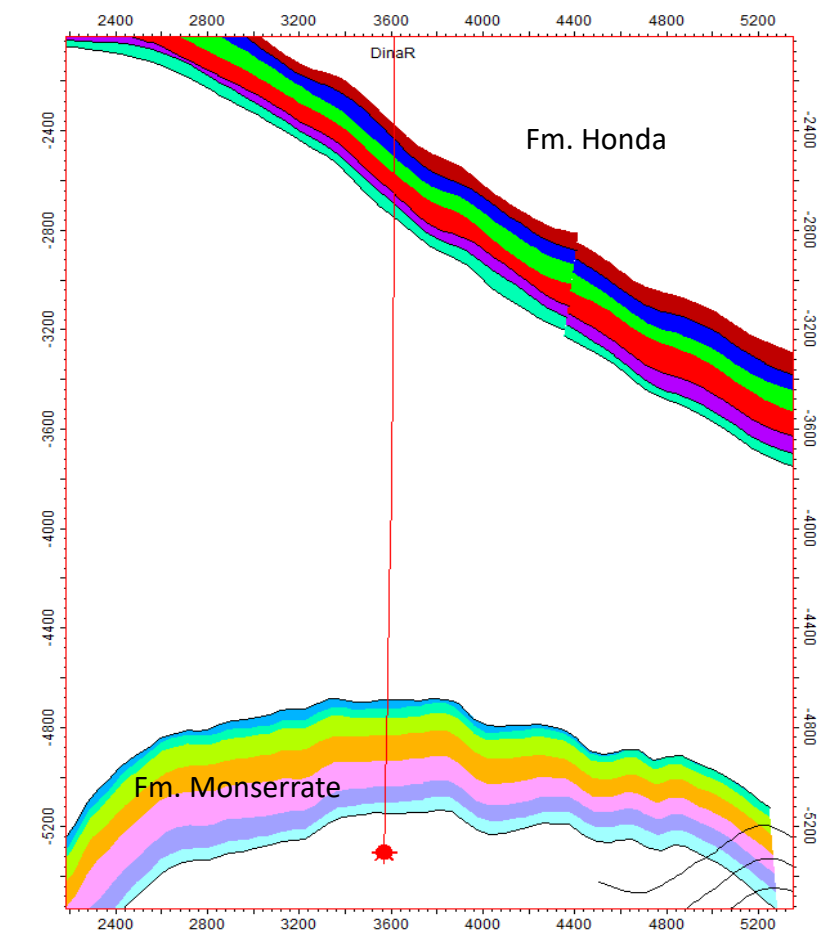


Figura 13. Formaciones de interés en el pozo Dina K-R (Formación Honda y Formación Monserrate).

6. REGISTROS ELECTRICOS Y EVALUACION DE FORMACIONES.

Los registros eléctricos son importantes a la hora de explorar reservas ya que permiten determinar espesores, litologías, composiciones, porosidades, saturaciones de fluidos y permeabilidades. Los registros permiten realizar correlaciones estratigráficas entre otras aplicaciones, es por eso que los registros se han vuelto indispensables en la industria del petróleo a la hora de evaluar el potencial productivo del yacimiento de petróleo y gas permitiendo posicionar correctamente los pozos productivos mediante la utilización de herramientas de adquisición de registros durante la perforación (LWD) por sus siglas en inglés “Logging While Drilling” (Adolph et al., 2005).

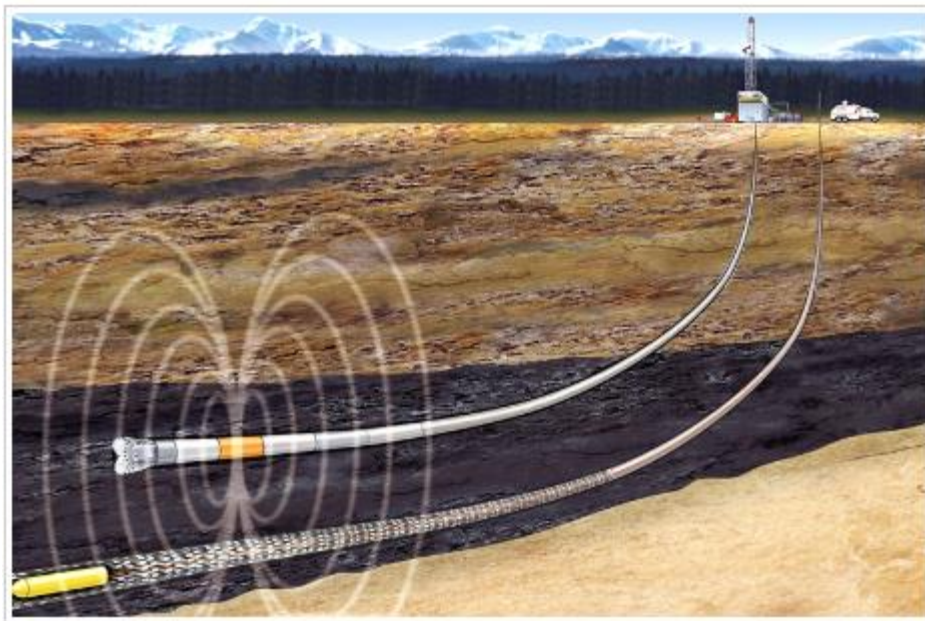


Figura 14. Toma de Registros Logging While Drilling. Tomada de (Halliburton, 2018).

Las herramientas contienen sensores que se usan dependiendo de las características que se quieran estudiar de la formación. Los sensores de resistividad usan electrodos y/o bobinas, estos además usan unos detectores que son sensibles a la radiactividad. (Macedo, 2012).

Como se mencionó anteriormente los registros LWD permiten tomar mediciones de las propiedades de la formación durante la perforación del pozo o inmediatamente después de la perforación, por medio de un arreglo de herramientas BHA (Bottom Hole Assembly), en el fondo del pozo. La toma de registros por el método LWD permite medir las propiedades de una formación antes de la invasión profunda de los fluidos de perforación (Andersen, 2013). Las herramientas que conforman la tecnología de registro LWD son: rayos gamma, densidad, neutrón, resistividad y sónica.

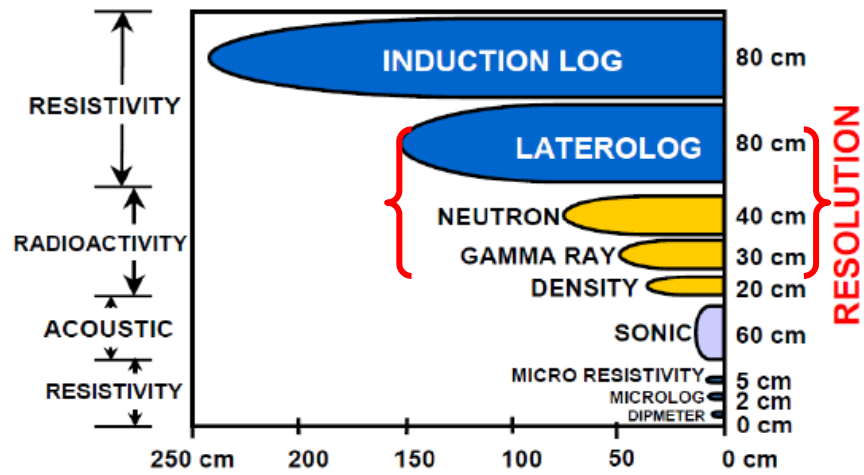


Figura 15. Arreglo BHA en fondo, Tomada de (Sperry Drilling, 2018)

La determinación del volumen de hidrocarburos (porosidad, saturación, espesor) y la producción (espesor y permeabilidad) son unos de los objetivos que se logran alcanzar con estos registros, en pocas palabras estas herramientas han permitido obtener descripciones adecuadas del reservorio y por ende se han reducido los riesgos de exploración y explotación de estos (Andersen, 2013).

El pozo DINA K-R se registró en modo memoria (LWD), donde se adquirieron registros Gamma Ray (DGR), Resistividad tipo laterolog (AFR), Densidad (ALD) y Neutrón (CTN), que fueron indispensables a la hora de evaluar la formación de interés. A continuación, se explicará detalladamente en qué consisten estos registros. La figura 16 muestra la distancia de investigación y la resolución vertical que tiene cada una de las herramientas LWD, más adelante estos dos conceptos serán explicados ya que son fundamentales a la hora de hacer la evaluación petrofísica del reservorio.

Logging Tools



DEPTH OF INVESTIGATION

Figura 16. Resolución vertical y distancia de investigación de los principales registros eléctricos. Tomada de (Torres-Verdin, et al., 2002)

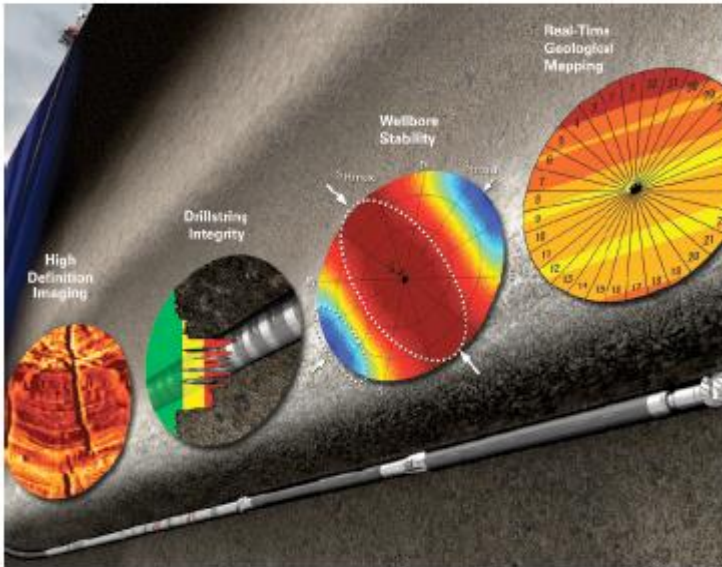


Figura 17. Funciones herramienta LWD. Tomada de (Sperry Drilling, 2018)



Figura 18. Vista en 3D de un pozo. Tomada de (Sperry Drilling, 2018)

6.1 Registros de Gamma Ray

El sensor gamma responde a la radiación que se produce de forma natural en las formaciones, la mayoría de las cuales proviene del Potasio de peso atómico 40, sin embargo, los isótopos de Uranio y Torio también contribuyen a las respuestas del Gamma (Macedo, 2012).

En formaciones sedimentarias este registro permite identificar el contenido de las arcillas, ya que las arcillas concentran proporciones relativamente altas de Potasio y Torio, por lo tanto, el gamma es mucho mayor en estas rocas que en una arenisca. Los valores de gamma en una arcilla suele ser de 80 a 140 unidades de API aproximadamente, por otro lado una arenisca limpia puede arrojar valores de ~ 10 a 30 unidades de API, sin embargo hay algunas excepciones en esto, ya que hay arenas que contienen feldespatos que tienen alto contenido de Potasio que pueden arrojar valores altos de gamma ray de aproximadamente 150 API, la arenisca también puede contener proporciones altas de minerales de arcilla el cual aumenta la lectura del gamma, las calizas leen bajo gamma (10 unidades de API), pero al igual que las areniscas estas puede contener minerales de arcilla en proporciones variables, la sal (halita - NaCl) lee gammas inusualmente bajos (<10 unidades de API) y la anhidrita también lee bajo gamma (Mickael, M. W.,2007).

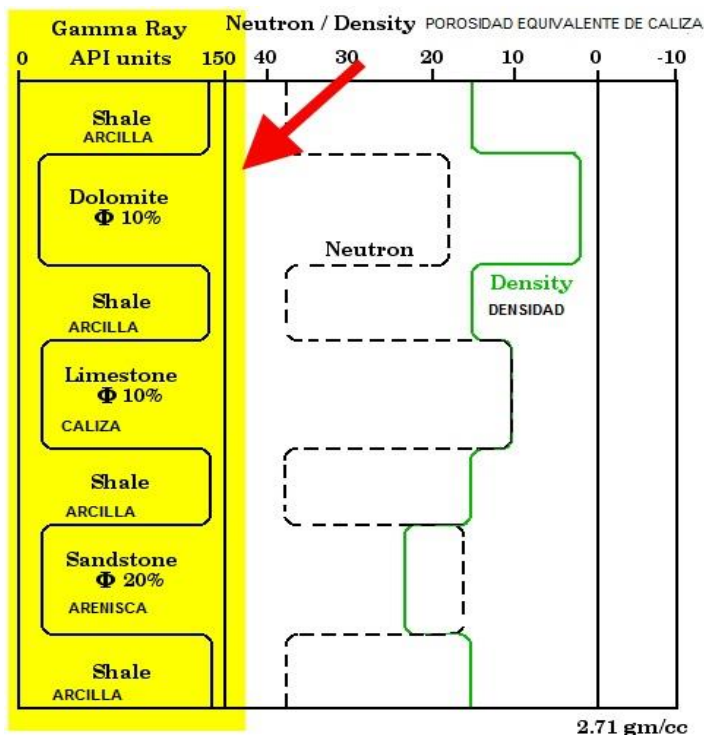


Figura 19. Respuesta de registros eléctricos según la litología. Tomada de (Kansas Geological Survey,2005)

	K	Th	U
†Relative abundance in the earth's crust	2.59%	~12ppm	~3ppm
*Gamma rays per unit weight	1	1300	3600

†Serra (1979), Serra *et al.*, (1980)
*Adams and Weaver (1958)

Figura 20. Minerales abundantes en la tierra. Tomada de Serra et al., 1980)

Rocas de muy baja radioactividad	Rocas de radioactividad media	Rocas de alta radioactividad
Carbón	Areniscas	Lutitas
Sal	Areniscas arcillosas	Arcillas
Anhidrita	Calizas	Ceniza Volcánica
Dolomía Pura	Dolomías Arcillosas	Bentonita

Tabla 1. Grado de radiactividad de las rocas detectado por el registro gamma ray.

Para entender cómo funciona esta herramienta y como el sensor detecta la radioactividad de la formación, es importante entender que es radiactividad y cómo se comporta. La radiactividad básicamente es una reacción nuclear de "descomposición espontánea", es decir, un átomo inestable se descompone en otro más estable que él, a la vez que emite una radiación (Macedo, 2012).

Los rayos gamma son pulsos de ondas electromagnéticas que son emitidos por dichos elementos radioactivos, los elementos que se mencionaron anteriormente son los más comunes potasio 40 (K^{40}), uranio (U) y torio (Th), estos tres son los que emiten casi toda la radiación gamma que se encuentra en la tierra. La cantidad y la energía emitida de estos elementos son distintas para cada uno (Macedo, 2012).

El sensor DGR incorpora dos bancos opuestos de detectores Geiger-Müller con dos circuitos de conteo independientes, esta configuración suministra dos registros de rayos gamma naturales independientes en la que las tasas de conteo de ambos bancos se combinan para mejorar la precisión de la estadística. Sin embargo, puede pasar que haya una falla en un banco detector, pero aun así se puede producir un registro de rayos gamma completo y preciso desde el otro banco detector (Mickael, M. W.,2007).

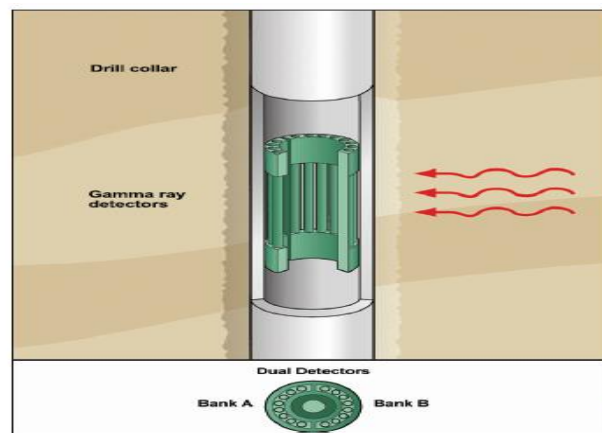


Figura 21. Los dos bancos de detectores opuestos del sensor DGR™ brindan redundancia de medición para una confiabilidad superior. Tomada de (Sperry Drilling, 2018)



Figura 22. Sensor Gamma Ray en la formación. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

Las ventajas que tiene la herramienta son bastantes, una es que tiene detectores duales para redundancia y confiabilidad con el fin de optimizar la precisión estadística, tiene excelente resolución vertical debido a velocidades de perforación más lentas, es un sensor que puede combinarse con cualquier otro sensor Drilling LWD y además es posible realizar calibraciones de API y correcciones ambientales ya que el peso del lodo y el tamaño del pozo afectan de alguna manera la lectura del rayo gamma. Un alto peso de lodo atenúa la señal de rayos gamma de la formación más que un peso de lodo bajo, de forma similar será mayor la atenuación en un pozo más grande que en uno más pequeño, en el revestimiento o casing, el gamma responderá de manera cualitativa a la litología, pero este será menor debido a la atenuación (Mickael, M. W., 2007).

El uso de registro de Gamma Ray sirve para calcular volumen de arcilla, definir litologías, determinar facies sedimentarias (electro facies) esencial para realizar este trabajo, adicionalmente permite identificar para secuencias y secciones condensadas, es útil para correlaciones litológicas e identificación de minerales arcillosos, shales orgánicos y detección de fracturas (Serra et al., 1980).

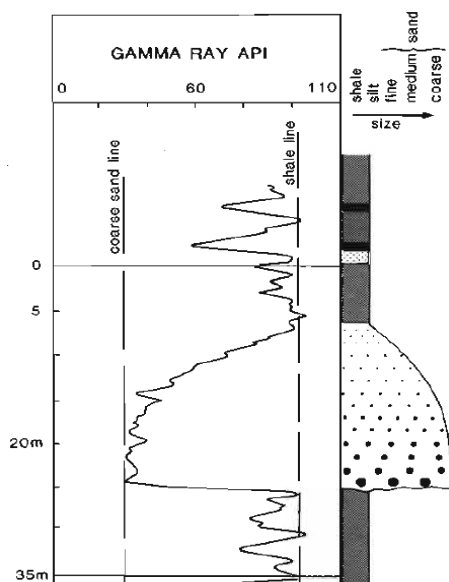


Figura 23. Interpretación Litológica con Gamma Ray. Tomado de (Rider, 2002).

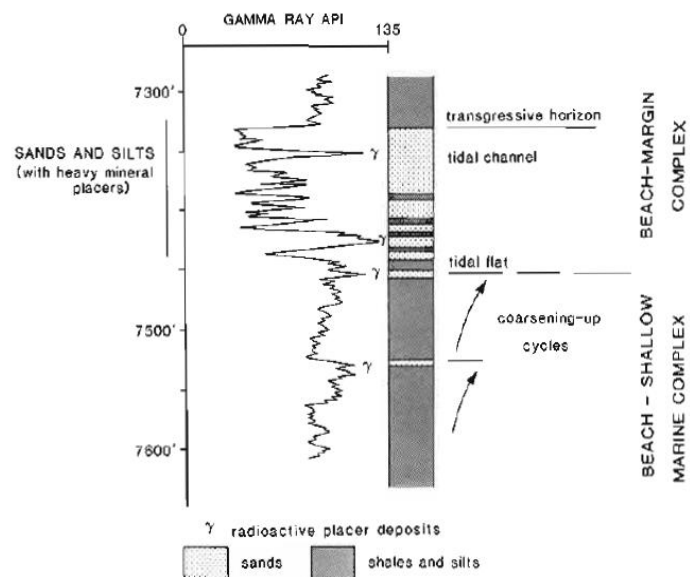


Figura 24. Interpretación facial y correlaciones con registros₅₀ de rayos gamma. Tomado de (Rider, 2002).

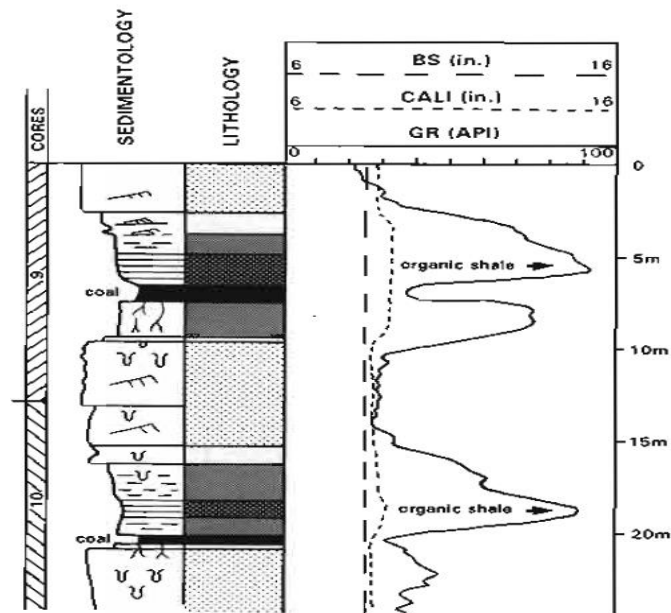


Figura 25. Efecto en carbones y shales orgánicos.
Tomado de (Rider, 2002).

Se pueden realizar correcciones de la toma de mediciones de Gamma por Diámetro del hueco, peso del lodo, concentración de K (fluidos de perforación KCL) y esta medición puede ser tomada en todo tipo de ambientes (Lodos base aceite, agua dulce, salada) (Rider M., 2002).

Distancia de investigación Gamma Ray:

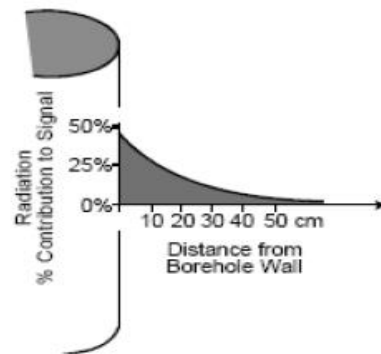


Figura 26. Distancia de investigación Gamma Ray, Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

Se estima que el 90% de los rayos gamma detectados por las herramientas de registro provienen de los primeros 6" de la formación, en términos generales, mide la radiación natural a partir del 12 "de la formación. tanto verticalmente como horizontalmente.

6.2 Registros de resistividad

La resistividad es la capacidad que tiene cualquier material de oponerse al paso de corriente eléctrica inducida y es inverso a la conductividad. Las herramientas de resistividad responden de acuerdo al tipo de fluido de formación y son usadas en la industria del petróleo para caracterizar las propiedades petrofísicas en medios porosos, es decir, si la formación contiene hidrocarburos (petróleo o gas) indicara una alta resistividad ya que estos son aislantes y no permiten el paso de corriente eléctrica, por el contrario, si la formación contiene agua y dependiendo de su salinidad mostrara baja resistividad debido a su alta conductividad (Rider M. , 2000). Las mediciones de resistividad y porosidad se utilizan para obtener valores de saturación de agua que ayudan a evaluar la producibilidad de la formación.

La porosidad que se define como el volumen o porcentaje de espacios vacíos que presenta una roca en relación a su volumen total afecta las respuestas de la resistividad (Krumbein y Pettijohn, 1988), ya que una roca de baja porosidad es menos conductora y, por lo tanto, tiene una respuesta de resistividad más alta, otra propiedad que puede afectar la respuesta de resistividad es la permeabilidad que es la capacidad de una roca para transmitir un fluido, este depende del tamaño del grano y de la comunicación de los poros, si los espacios de poro están aislados, la formación será menos conductiva.

$$\text{Resistividad} = \frac{1000}{\text{Conductividad}}$$

Figura 27. Formula de resistividad. Tomada de: (Halliburton, 2018).

Los registros de resistividad son útiles para calcular la saturación de fluidos, identificar litologías, texturas y rocas generadoras, adicionalmente estos registros permiten realizar correlaciones litológicas e identificación de litofacies (electro-facies) (Bittar, M. S., 2009).

Es importante saber que estos registros se presentan en escala logarítmica, y la unidad de medidas es de ohm-m con rangos de valores que van desde 0.2 hasta 2000 ohm/m e inclusive más (Rider M. , 2000)



Figura 28. Toma de registros de resistividad.
Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

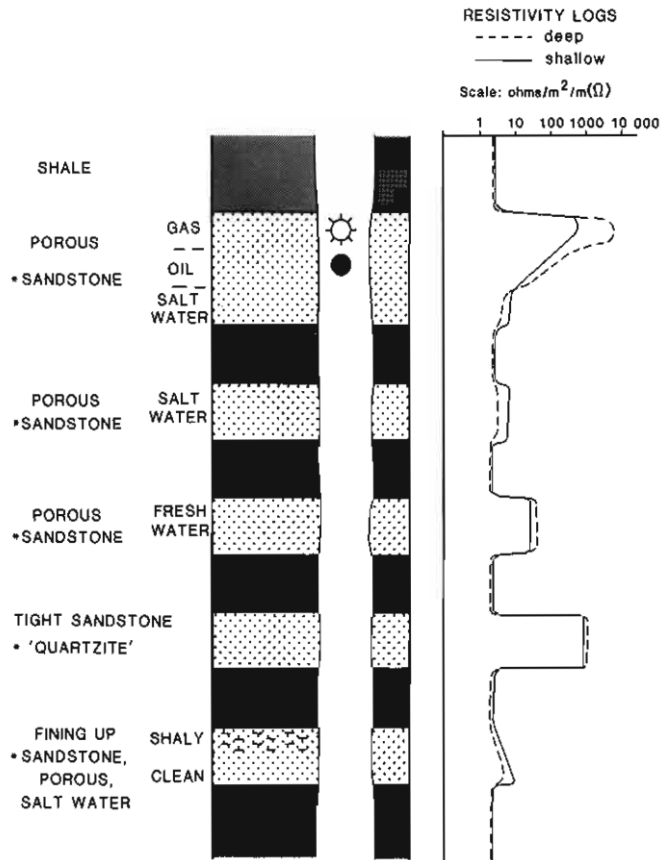


Figura 29. Respuesta registro de resistividad, dependiendo del fluido que contenga la formación. Tomado de (Rider, 2002).

La invasión del fluido de perforación en la formación puede hacer que las curvas de resistividad de diferentes profundidades de investigación se separen, si hay un contraste de resistividad entre el filtrado de lodo invasor y el fluido de formación. La invasión del filtrado a base de agua en una zona petrolera genera resistividades crecientes con mayores profundidades de investigación por otro lado la invasión del filtrado a base de aceite en una zona de agua salada genera resistencia decreciente a medida que incrementa la profundidad de investigación. Hay casos donde no hay contraste de resistividad entre el filtrado de lodo invasor y el hidrocarburo (Fig. 30) (Rider M., 2002).

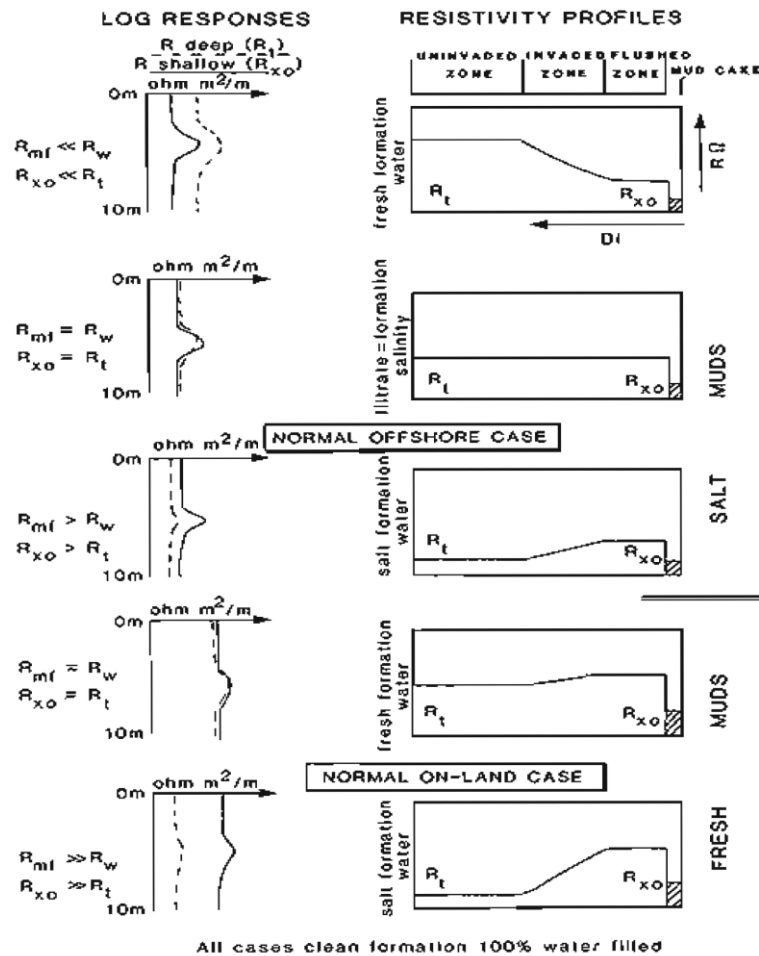


Figura 30. Respuesta de registros de resistividades considerando diferentes resistividades en: El lodo de perforación El agua de formación, Tomado de (Rider, 2002).

Las herramientas encargadas de medir la resistividad en la formación transmiten corriente a la formación rocosa y miden la facilidad en la que esta puede fluir, como se mencionó anteriormente esto depende del fluido que esté presente en la formación y de la capacidad de medición de la herramienta, (Macedo, 2012).

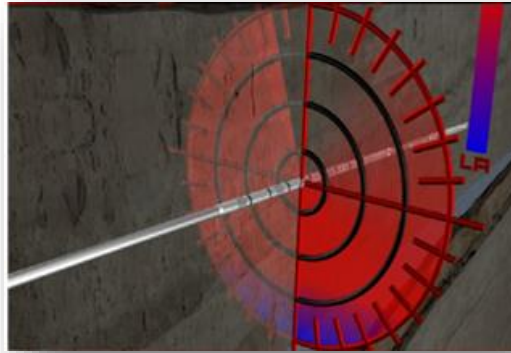


Figura 31. Herramienta Resistividad.
(Sperry Drilling, 2018).

6.2.1 Distancia de investigación (DOI):

Dependiendo del espaciamiento de los electrodos en las herramientas resistividad se puede medir la resistividad en función de una profundidad de investigación. La profundidad de investigación se define como la distancia a la cual solo 50 por ciento de la señal que se emitió en la formación es recibida en la herramienta (Sue Gómez C, 2016). Para las mediciones de propagación la profundidad de investigación cambia dependiendo la frecuencia de medición, el tipo de medición, las propiedades del medio y las propiedades del fluido de perforación en el pozo, La profundidad de investigación para las herramientas de propagación de resistividad disminuye con la disminución de la resistividad (Sue Gómez C, 2016).

La medición de resistividad con menores frecuencias genera mayor DOI, de igual manera las mediciones de espaciamiento largo tienen mejor DOI que las mediciones de corta espaciamiento y las resistividades de diferencia de atenuación tienen mejor resultado que la resistividad de fase (Piedra, C., et al, 2010).

Depth of Investigation (DOI) vs Resistivity (Rt)

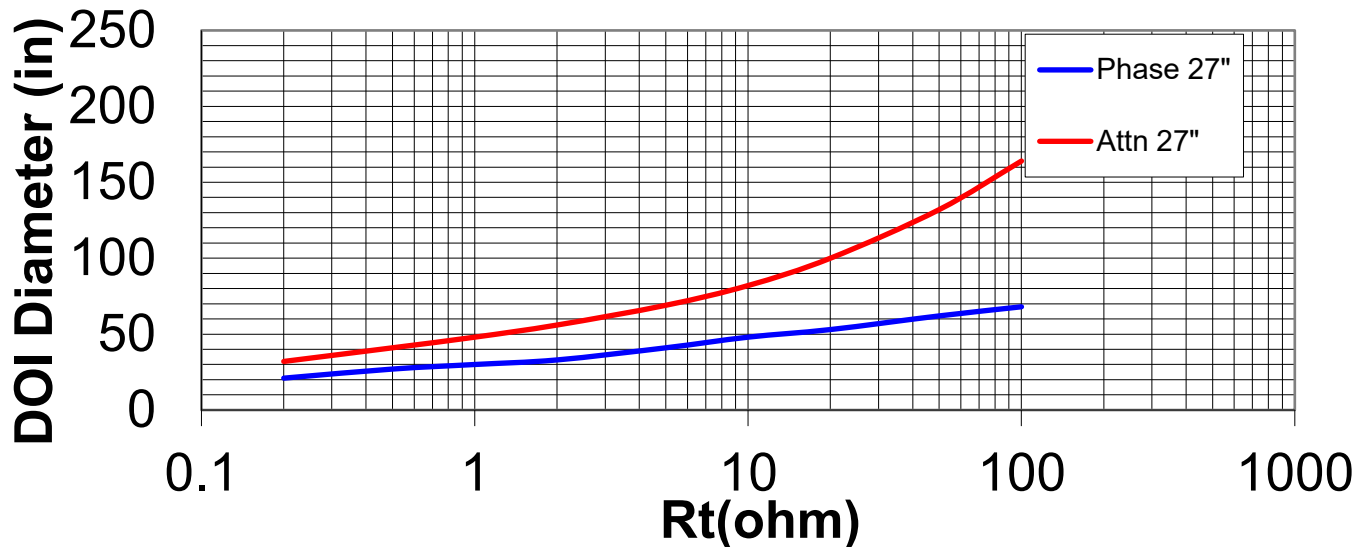


Figura 32. Distancia de investigación (DOI) vs Resistividad. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

6.2.2 Resolución Vertical:

“Es la habilidad de la herramienta para resolver capas delgadas y es casi siempre expresada como el mínimo espesor de formación que puede ser medido bajo condiciones operacionales, esto está gobernado por la resistividad de las capas”. (Sue Gómez C, 2016). Es indispensable tener esta resistividad en cuenta ya que puede generar errores tanto en las mediciones como en la interpretación del registro.

La medición de resistividad con una frecuencia de 2 MHz tiene mejor resolución que la medición con una frecuencia de 400 kHz, de igual manera las mediciones de espaciamiento corto tienen mejor resolución que las mediciones de largo espaciamiento y las resistividades de diferencia de fase tienen mejor resultado que la resistividad de atenuación. La frecuencia de 2 MHz brinda mejor resolución vertical para definir capas delgadas y así mismo definir contactos agua/petróleo por otro lado la señal de 400 kHz brinda mayor profundidad de investigación y por ende permite detectar los límites de las capas útil para geo navegación (Piedra, C., et al, 2010).

Las herramientas tipo Laterolog están diseñadas para trabajar con lodos base sal y formaciones de alta resistividad. Este tipo de herramienta proporcionan mejor resolución

vertical que las herramientas de inducción para la evaluación de yacimientos en capas delgadas <20 cm un ejemplo claro las turbiditas. La trayectoria de la corriente en una herramienta del Laterolog funciona como un circuito en el que comienza por el fluido de perforación, la zona de lavada, la retorta, la zona invadida y la zona no invadida. En este caso la corriente está controlada generando una mejor resolución vertical y mayor profundidad de investigación, minimizando los efectos de las capas adyacentes altamente resistivas, por otro lado, las herramientas tipo inducción tienen poca resolución vertical, pero a diferencia de las herramientas laterolog estas son diseñadas para medir profundidad de investigación. Estas herramientas miden lo suficientemente profundo para obtener un valor representativo de la resistividad verdadera (R_t).

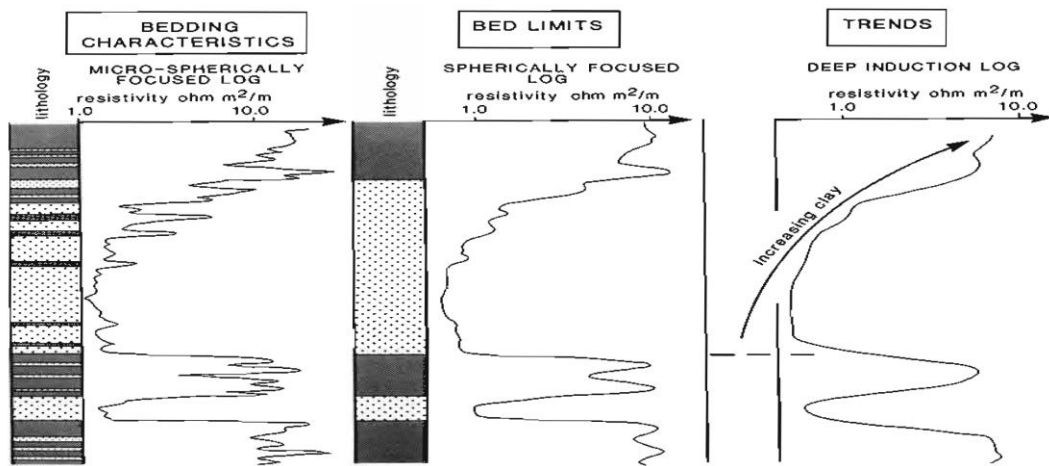


Figura 33. La resolución vertical depende del tipo de la penetración de la herramienta. Tomada de (Rider, 2002).

La figura 33 muestra la diferencia en la resolución vertical de los tres tipos principales de herramientas de resistividad: microesferas laterolog, laterolog e inducción.



Figura 34. Herramienta de resistividad de formación. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

Como se dijo anteriormente existen dos categorías de registros de resistividad: inducción y laterolog, para este estudio se utilizó la herramienta tipo laterolog, que se explicará detalladamente en el próximo capítulo, ya que gracias a la herramienta AFR se pudo obtener las imágenes de resistividad que fueron útiles a la hora de realizar la interpretación geológica del pozo enfocado en la Fm. Honda. Las herramientas de laterología (Fig. 37), usan electrodos que inyectan corriente en la formación para medir las tensiones en diferentes puntos de la herramienta, por otro lado, las herramientas de inducción utilizan bobinas y campos magnéticos para desarrollar corrientes en la formación, cuya intensidad es proporcional a la conductividad de la formación, la intensidad de estas corrientes se mide en las bobinas del receptor en la herramienta. (Sue Gómez C, 2016). Las herramientas de inducción como se muestran en las figuras 35 y 36 se utilizan cuando la resistividad de la formación es baja 500 ohm/m, pero cuando las formaciones son altamente resistivas la herramienta tipo laterolog brinda información más confiable (Rider M. , 2000).

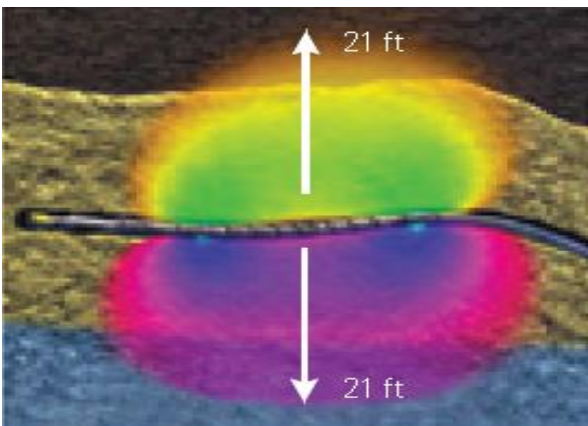


Figura 35. Herramienta ADR. Tipo Inducción. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

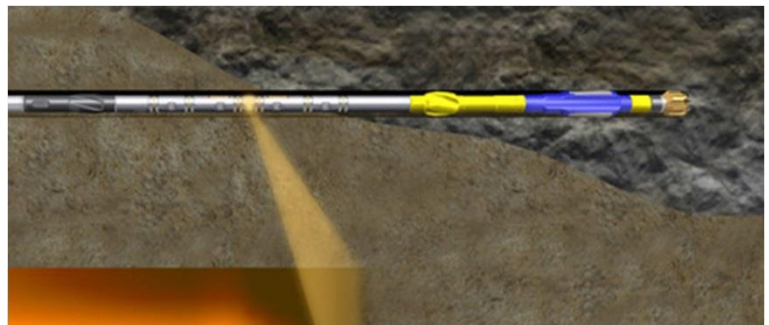


Figura 36. Herramienta ADR (Geonavegacion). Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

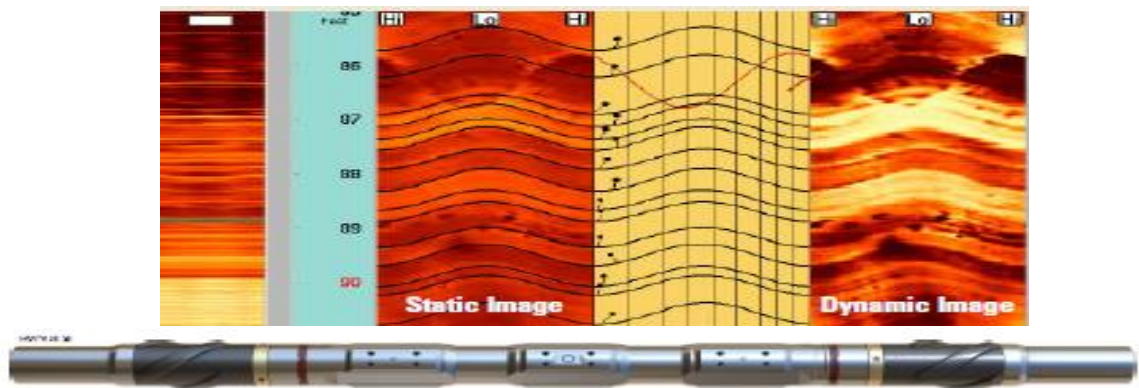


Figura 37. Herramientas AFR (Imágenes de resistividad de un pozo). Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

El registro de resistividad puede mostrar efectos de invasión, polarización, anisotropía.

6.2.3 Polarización:

La magnitud de la polarización depende del contraste en las resistividades de las capas, sus resistividades absolutas, frecuencia de propagación y ángulo entre el pozo y el plano de la capa. Cuando se perfora verticalmente a través de formaciones con capas horizontales, el bucle de corriente no se interrumpe, (Fig. 38). En ángulos de buzamiento relativamente altos, el bucle de corriente tiene que pasar a través de diferentes capas, a veces con resistividades diferentes, esto da como resultado una acumulación de carga en el límite de la capa dando como resultado una alta lectura de resistividad anómala en el límite de la capa, (Fig. 39), En pocas palabras cuando la herramienta presenta un ángulo de incidencia menor al plano de la capa de la formación se presenta una sobreestimación de la resistividad. La polarización se destaca más conforme el ángulo de incidencia empieza a hacerse más pequeño y el contraste de la resistividad entre las capas comienza a hacerse más largo (Sue Gómez C, 2016).

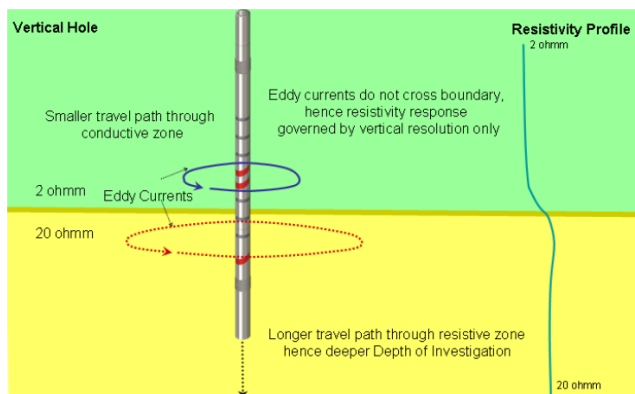


Figura 38. Polarización cuando se perfora verticalmente, Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

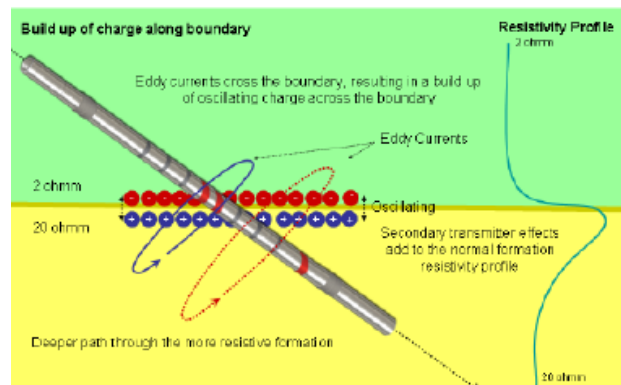


Figura 39. Polarización cuando se perfora con un ángulo de inclinación, Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

6.2.4 Anisotropía:

Debido a su naturaleza en capas, muchas formaciones sedimentarias son eléctricamente anisotrópicas. Esto significa que la resistividad eléctrica medida en paralelo a los planos de la capa (comúnmente conocida como la resistividad horizontal (R_h)) es diferente de la resistividad medida perpendicular al plano de la capa (comúnmente conocida como la resistividad vertical (R_v)). En un pozo vertical, las capas orientadas horizontalmente, la respuesta de la herramienta está dominada por R_h , (Fig. 41) En un pozo horizontal, la

respuesta de la herramienta está dominado por R_h y R_v , (Fig. 40). En pocas palabras la anisotropía sucede cuando la señal que se induce a las capas de la formación no responden a lo que en realidad deberían responder debido al ángulo de inclinación que estas capas poseen dando como resultado una combinación entre la resistividad vertical y la resistividad horizontal. El efecto incrementa de acuerdo al ángulo de inclinación de las capas (Sue Gómez C, 2016).

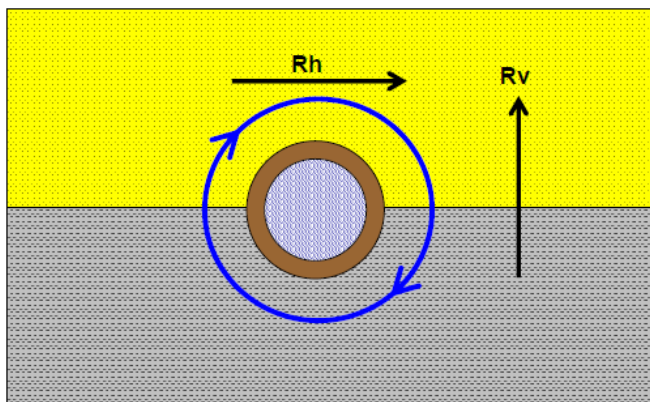


Figura 41. Anisotropía en un pozo horizontal, Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

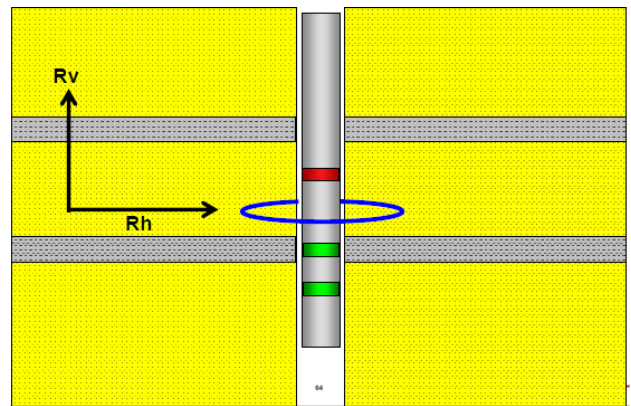


Figura 40. Anisotropía en pozo vertical con capas orientadas horizontalmente, Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

6.3 Registros de Porosidad

La porosidad es una de las propiedades petrofísicas que son fundamentales a la hora de estudiar un reservorio, para calcular la porosidad se han usado tres tipos de registros eléctricos que serán explicados a continuación: densidad, neutrón y sónico (Beard, D. et al 1973).

6.3.1 Registro de Densidad

Este registro responde a la densidad aparente de la formación rocosa, esta depende de los minerales, de los fluidos, de la matriz y de otras propiedades relativas de la roca (Montes, 2012). Esto se resume en la ecuación:

$$\rho_{\log} = \Phi \rho_{\text{fluid}} + (1 - \Phi) \rho_{\text{matrix}}$$

ρ_{\log}	= log density reading
Φ	= porosity (fractional)
ρ_{fluid}	= fluid density
ρ_{matrix}	= matrix density

Figura 42. Ecuación de densidad. Tomado de (Sperry Drilling, 2018).

La medición de la densidad ayuda al petrofísico a determinar la porosidad de la roca y a estimar las reservas totales, la porosidad además representa la cantidad de espacio disponible dentro de la matriz de la roca para fluidos, y permite definir cuánto volumen total de fluido está presente en un depósito (Macedo, 2012). Sin esta información, y una determinación clara de qué tipo de fluido está presente un petrofísico no podría estimar las reservas de hidrocarburos que existen en el reservorio. Además, las imágenes azimutales del pozo que se adquieren con esta herramienta ayudan al geólogo a comprender mejor la estructura del yacimiento (Sue Gómez C, 2016).

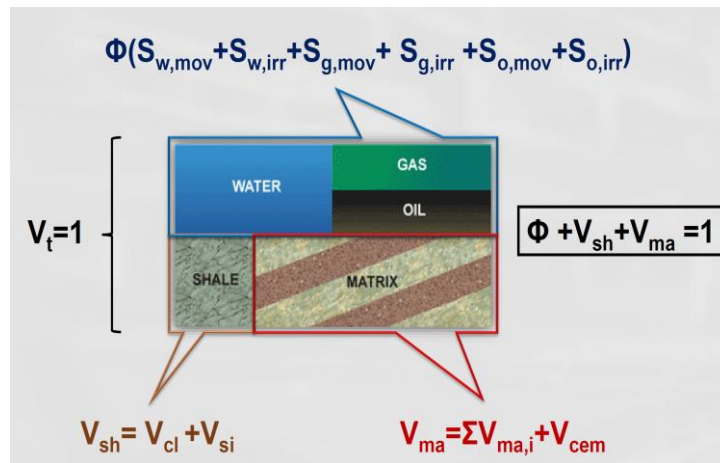


Figura 43. Espacio poroso. Tomada de (Sánchez, 2017)

Las rocas más comunes son: arenisca ($\rho_{matriz} = 2.65 \text{ g/cm}^3$), caliza ($\rho_{matriz} = 2.71 \text{ g/cm}^3$) y dolomía ($\rho_{matriz} = 2.87 \text{ g/cm}^3$), estos valores de densidad son usados para computar los valores de porosidad a partir del registro de densidad (Rider M. , 2000).

Mineral	ρ_{ma} (gm/cc)
ARENISCA	2.65
CALIZA	2.71
DOLOMITA	2.87
ANHIDRITA	2.98
SAL	2.03

Tabla 2. Densidad de matriz comúnmente conocida. (Sperry Drilling, 2018).

REGISTRO DE DENSIDAD

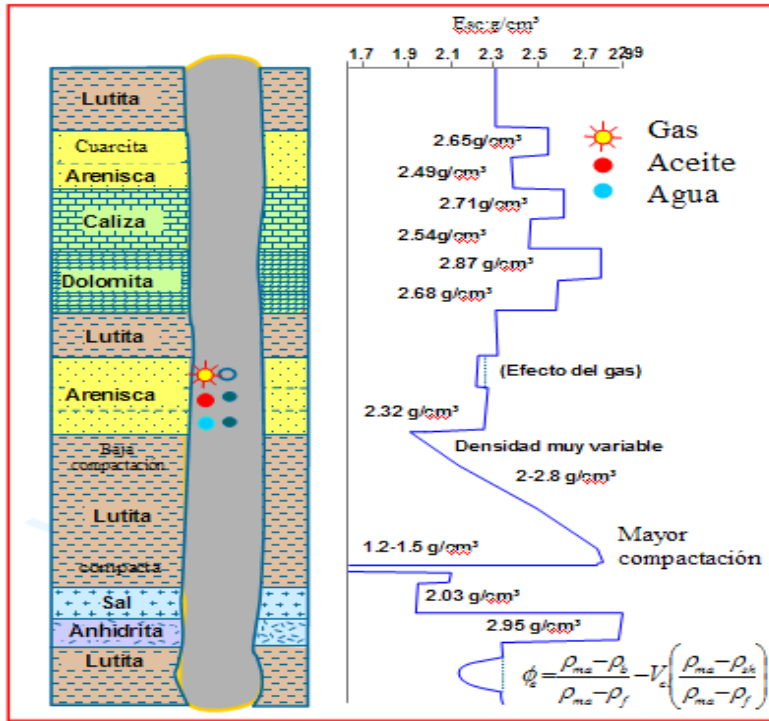


Figura 44. Registro Densidad, Tomada de (Montes, 2012).

La herramienta densidad (Fig. 45) puede identificar la litología de la formación por el Valor Foto Eléctrico (PE). A continuación, se muestra una lista de los valores comunes de PE para cada litología:



Figura 45. Herramienta densidad ALD. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

LITOLOGÍA	VALOR FOTO ELECTRICO (PE)
Arenisca	1.81
Arcilla	2.5-4.0
Caliza	5.08
Dolomita	3.14

Tabla 3. Valores comunes de PE para cada litología. Tomada de: (Sperry Drilling, 2018).

La herramienta ALD contiene una fuente de rayos gamma (cesio-137), que se dispersan a medida que chocan con los átomos de la formación. Algunos rayos se dispersan en los detectores montados en la herramienta, donde se cuentan y mide su energía. La tasa de conteo que se mide en los detectores es función de la densidad de la formación, por lo que, al medir la tasa de conteo, se puede determinar la densidad de la formación (Rider M. , 2000).

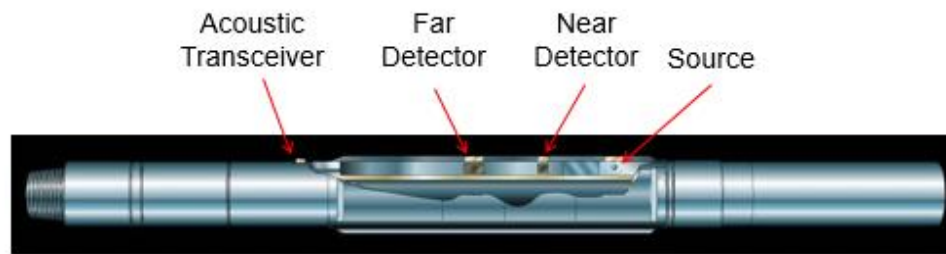


Figura 46. Herramienta ALD. (Densidad), Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

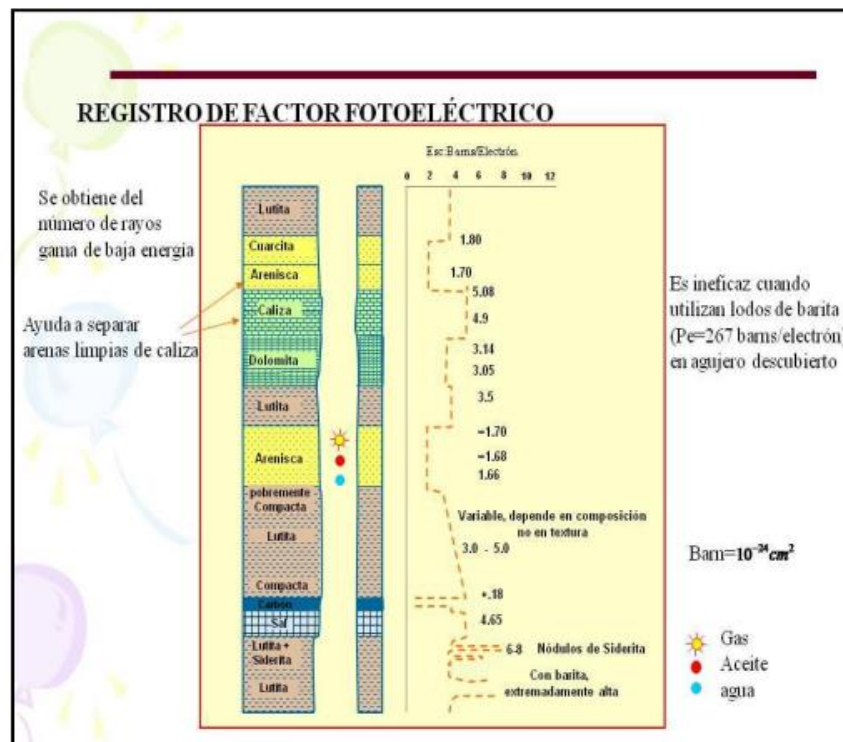


Figura 47. Registro de Factor Fotoeléctrico. Tomada de (Montes, 2012).

La medición de la densidad es sensible a la presencia de fluidos de perforación entre los detectores y la formación. Es por eso que los detectores están sobre una cuchilla estabilizadora que de alguna forma los acerca a la formación y suprime gran parte del fluido de perforación. El distanciamiento entre los detectores y la formación se compensa utilizando dos detectores, uno más cerca de la fuente que el otro. El detector cercano es más sensible a los cambios que el detector lejano y esta diferencia en la sensibilidad se utiliza para realizar correcciones en el punto muerto, con base a la diferencia entre las densidades aparentes medidas por los dos detectores (Montes, 2012).

La herramienta como se dijo anteriormente produce una medida conocida como P_e , o coeficiente de absorción fotoeléctrica, el cual indica qué tan bien la formación absorbe los rayos gamma de baja energía, algunas formaciones absorben mejor los rayos gamma de baja energía que otras, por eso es posible diferenciar litologías al observar las diferencias en la forma de los espectros de energía registrados por la herramienta (Halliburton, 2018).

La herramienta ALD brinda medidas que son confiables para el estudio petrofísico y geológico. Esta herramienta no solo proporciona registros de densidad y P_e para la evaluación de yacimientos, sino que también genera imágenes de pozo de alta calidad para la interpretación estructural, sirve para geonavegación y para otro tipo de aplicaciones como la estabilidad de pozo (Andersen et al., 2013).

La combinación de la herramienta (ALD) y los sensores de neutrones térmicos compensados (CTN) generan información valiosa sobre el yacimiento, ya que toman mediciones de porosidad críticas y distinguen entre líquido y gas, además determina las posiciones y orientaciones de los límites de la formación y planos de fallas, ayudando al geólogo a comprender el tamaño y la forma del depósito para colocar el pozo de manera óptima dentro del yacimiento, es útil también para entender la estabilidad que puede llegar a tener el pozo proporcionando una indicación temprana de la ruptura del pozo relacionada al estrés ayudando al operador aplicar técnicas de mitigación oportunas para mantener el pozo estable (Andersen et al., 2013).

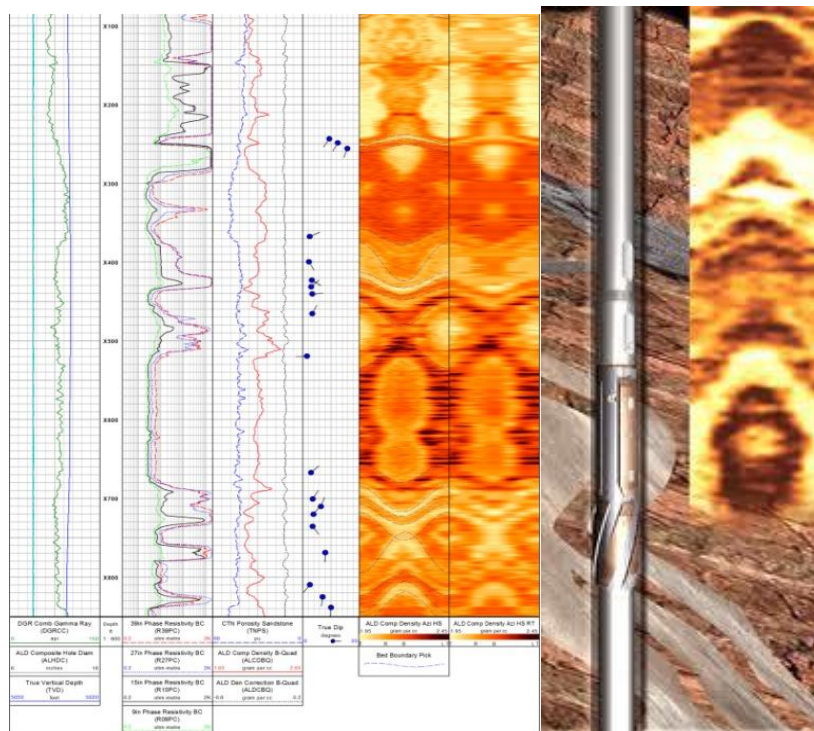


Figura 48. Imágenes ALD. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

6.3.2 Registro Neutrón

El registro neutrón se obtiene a partir de un equipo que se corre dentro del pozo y se utiliza para determinar formaciones porosas. Este sensor mide la cantidad de hidrógeno presente en la formación, es decir, aquellas formaciones que estén saturadas de agua o hidrocarburos indican la porosidad presente en la roca (Smithson, 2012).

La herramienta CTN contiene una fuente de neutrones radiactivos (californio-252 o americio-241 mezclado con berilio), que emite neutrones a la formación. Los neutrones colisionan con los átomos de la formación y a medida que chocan disminuyen su velocidad. Cuando su velocidad disminuye lo suficiente logran ser contados por los detectores montados en la herramienta como se muestra en la (Fig.50). El grado en que los neutrones se desaceleran es una función de la cantidad de hidrógeno presente en el entorno, siendo el hidrógeno un moderador de neutrones efectivo (Montes, 2012).

Los datos que se logran obtener con los detectores cambian a medida que la cantidad de hidrógeno en la formación varía, de modo que las medidas están relacionadas directamente con la porosidad de la roca (Sue Gómez C, 2016).

Hay muchos factores que afectan la tasa de conteo en los detectores, por eso es necesario realizar correcciones en la medición de la porosidad aparente para obtener la verdadera porosidad de la formación, las correcciones que se realizan para determinar la porosidad son: salinidad de la formación, peso del lodo, tamaño del hueco, presión, temperatura y tipo de formación. Este gran número de correcciones significa que la medición de porosidad de neutrones es menos confiable que la porosidad derivada de la medición de densidad de ALD, que tiene muchas menos correcciones aplicadas (Halliburton, 2018).

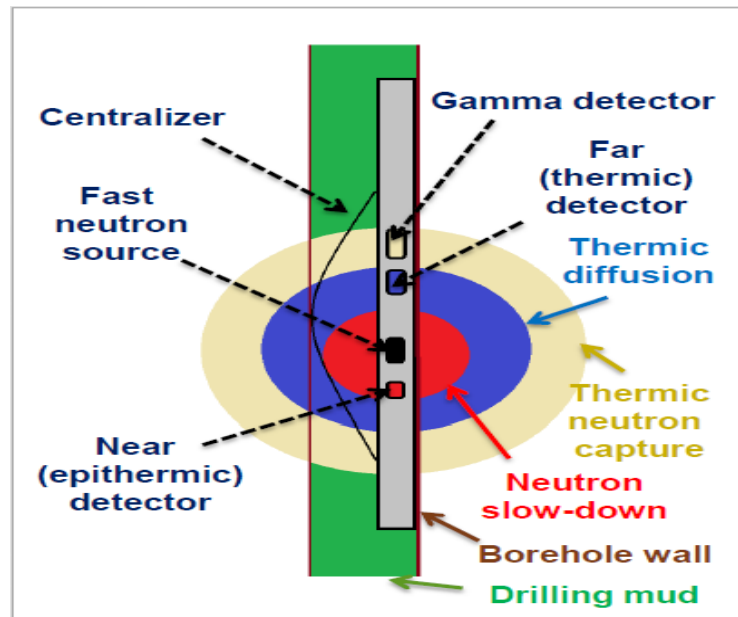


Figura 49. Registro Neutrón Tomada de (Montes, 2012).



Figura 50. Herramienta CTN. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

6.4 Registro Sónico

La herramienta tiene un transistor que emite ondas acústicas que son restringidas por un receptor, el registro está en función del tiempo y requiere de una onda sonora para atravesar la formación, a lo que se le conoce como tiempo de tránsito. Este tiempo de tránsito en la formación depende del tipo de litología y porosidad (Kokesh y Blizerd, 1959). Básicamente la onda de compresión P se propaga a través de la formación mediante la oscilación de partículas en la dirección del desplazamiento, la onda de cizalla o S se propaga a través de la formación por medio de la oscilación de partículas perpendiculares a la dirección de desplazamiento. Estas ondas Compresional y Shear se expresan en términos de lentitud en microsegundos por pie y es la inversa de la velocidad, por ende, los valores altos de lentitud se relacionan con las formaciones lentas y los valores bajos de lentitud relacionados con las formaciones rápidas (Rider M. , 2000).

$$\Phi_S = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Figura 51. Formula registro sónico. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

La velocidad de compresión en las rocas depende muchos parámetros como el material de la matriz (ej. arenisca, caliza, shale) y de la porosidad. Los valores aproximados del tiempo de tránsito para los materiales se pueden apreciar en la Tabla 4.

Material	Nominal Slowness	
Quartz (Sandstone)	56 $\mu\text{s}/\text{ft.}$	184 $\mu\text{s}/\text{m}$
Calcium Carbonate (Limestone)	49 $\mu\text{s}/\text{ft.}$	161 $\mu\text{s}/\text{m}$
Dolomite	44 $\mu\text{s}/\text{ft.}$	144 $\mu\text{s}/\text{m}$
Anhydrite	50 $\mu\text{s}/\text{ft.}$	164 $\mu\text{s}/\text{m}$
Salt	67 $\mu\text{s}/\text{ft.}$	220 $\mu\text{s}/\text{m}$
Casing (iron)	57 $\mu\text{s}/\text{ft.}$	187 $\mu\text{s}/\text{m}$

Tabla 4. Valores típicos de lentitud en diversos materiales. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

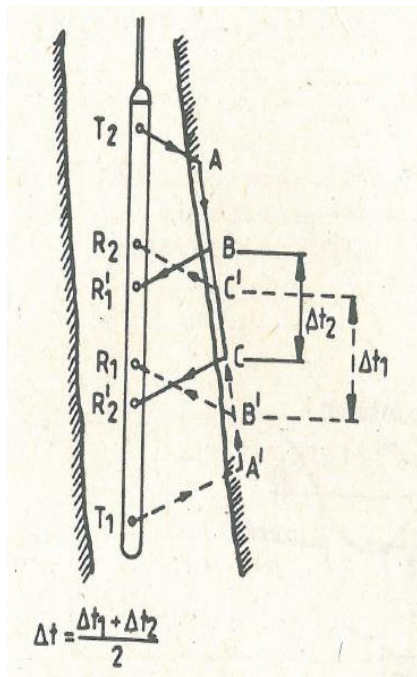


Figura 52. Registro Sónico.
Tomada de (Montes, 2012).

Los valores que se mostraron en la tabla anterior son para sustancias no porosas, es importante mencionar que la porosidad disminuye la velocidad de compresión es decir aumenta el tiempo de tránsito (Halliburton, 2018).

Para formaciones limpias y consolidadas con poros pequeños distribuidos uniformemente, Wyllie formulo la siguiente ecuación:

$$\Delta t_{\log} = \Phi \Delta t_{\text{fluid}} + (1 - \Phi) \Delta t_{\text{matrix}}$$

Figura 53. Fórmula para formaciones poco porosas. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

Dónde:

- Δt_{\log} = sonic log reading
- Δt_{matrix} = matrix slowness
- Δt_{fluid} = pore fluid slowness

La velocidad del fluido que ocupa el espacio poroso en la roca influye en el valor de compresión que se logra medir con la herramienta sónica. Los valores típicos de lentitud de fluidos se enumeran en la Tabla 5.

Fluid	Nominal Slowness	
Water	189 $\mu\text{s}/\text{ft.}$	620 $\mu\text{s}/\text{m}$
Oil	238 $\mu\text{s}/\text{ft.}$	781 $\mu\text{s}/\text{m}$
Methane at 15 psi	626 $\mu\text{s}/\text{ft.}$	2054 $\mu\text{s}/\text{m}$

Tabla 5. Valores típicos de lentitud en diversos fluidos. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

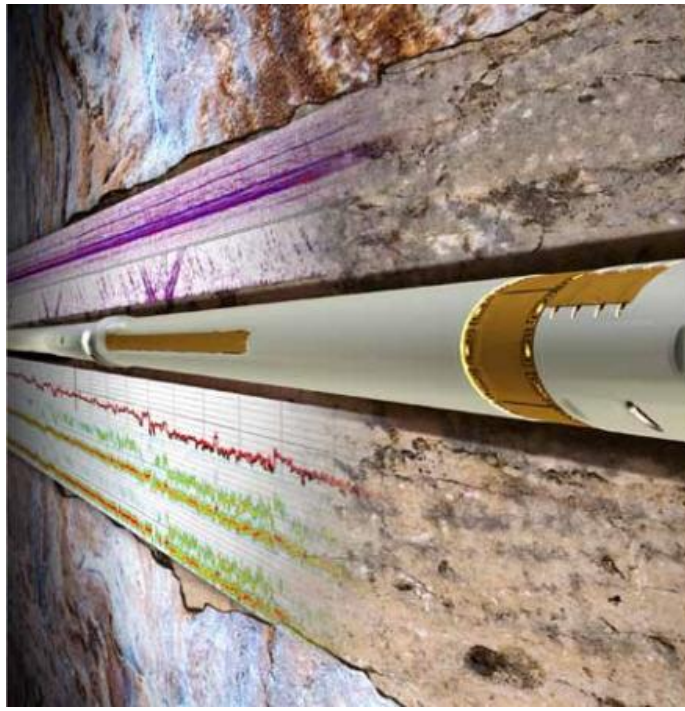


Figura 54. Herramienta Acústica. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

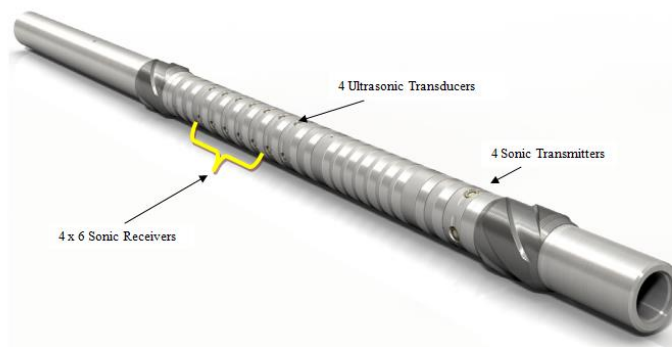


Figura 55. XBAT. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

El XBAT es la herramienta sónica LWD que proporciona medidas de lentitud compresional y de cizalla azimutal en una amplia gama de formaciones. Esta herramienta también brinda información sobre el Caliper (Montes, 2012).

El caliper es un registro de la forma del hueco a lo largo del pozo y es útil para conocer la calidad y estabilidad del hueco del pozo. En pocas palabras el XBAT proporciona información que ayuda a mitigar el riesgo de la perforación a través de la predicción de la presión de poro en tiempo real y así mismo por medio de la supervisión de la estabilidad del pozo (Halliburton, 2018).

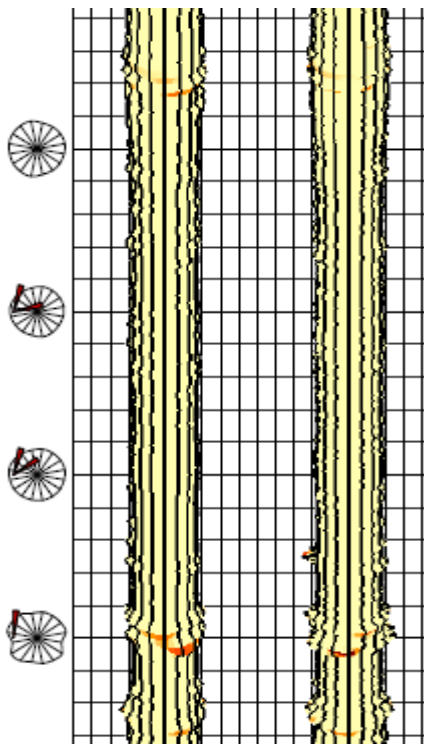


Figura 57. Registro tomado con XBAT de la calidad del hueco. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

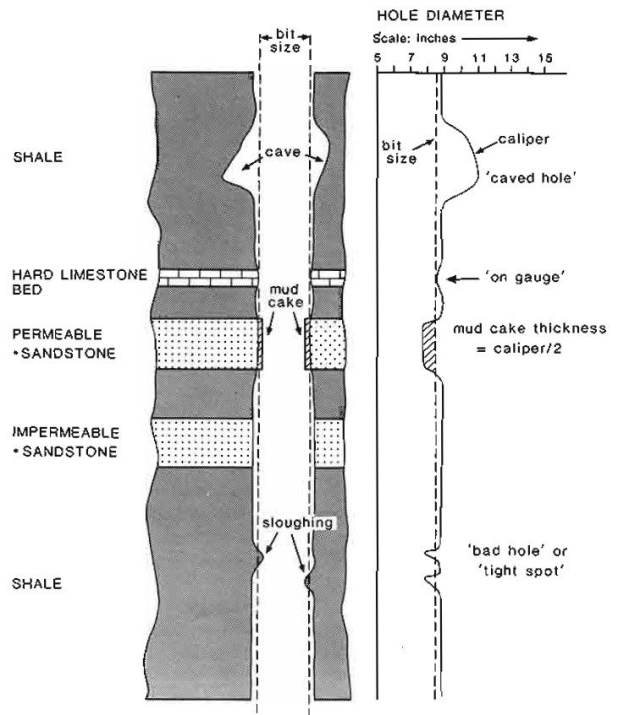


Figura 56. Caliper. Tomada de (Rider, 2002).

¿Porque esta herramienta es tan importante?, ya que permite identificar tendencias de compactación y presión de poro además es una herramienta que logra identificar contactos de gas, gas o petróleo o contactos de agua y gas en un reservorio sin utilizar medidas radioactivas, también es posible determinar la fragilidad en depósitos **no convencionales** permitiendo la optimización de la fractura y así una mayor producción.

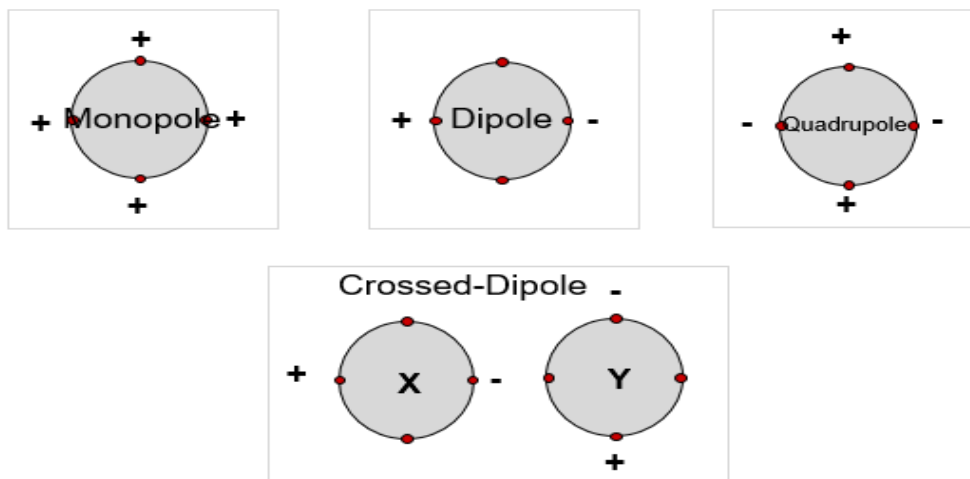


Figura 58. Configuraciones de fuente variable. XBAT. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

La herramienta cuenta con 4 transmisores independientes, estos se pueden disparar en cualquiera de las configuraciones anteriores. Monopolo se usa para cizalladura compresional y refractada (cizallamiento en formaciones rápidas). El dipolo se usa para compresión y cizallamiento en formaciones lentas. El cuadripolo es otra forma de obtener cortante en formaciones lentas. El modo de dipolo cruzado es para la anisotropía y proporciona una medición directamente equivalente a WL (Fig.58), (Halliburton, 2018).



Figura 59. Herramienta dentro de la formación de interés. Tomada de: (Sperry Drilling, 2018).

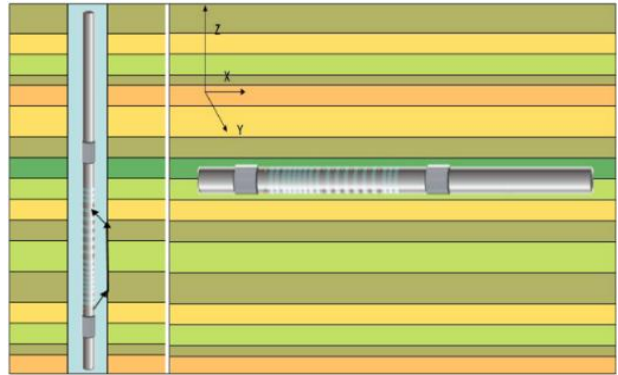


Figura 60. Anisotropía. Tomada de: (Sperry Drilling, 2018).

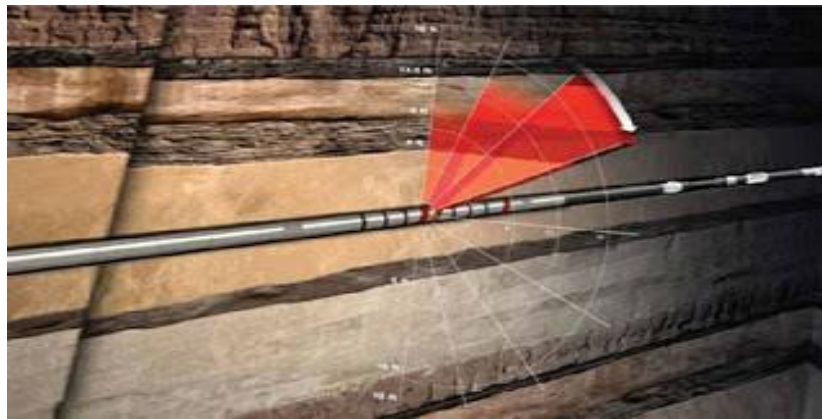


Figura 61. Herramienta LWD. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

7. Azimuthal Focused Resistivity (AFR™)

Las herramientas de resistividad se dividen en dos grupos, herramientas de propagación de ondas que la conforman las herramientas EWR-Phase 4, EWR-M5 y ADR; y herramientas de tipo laterolog que incluyen solo el AFR, herramienta que fue utilizada para llevar a cabo este proyecto, (Tarazona et al, 2019).

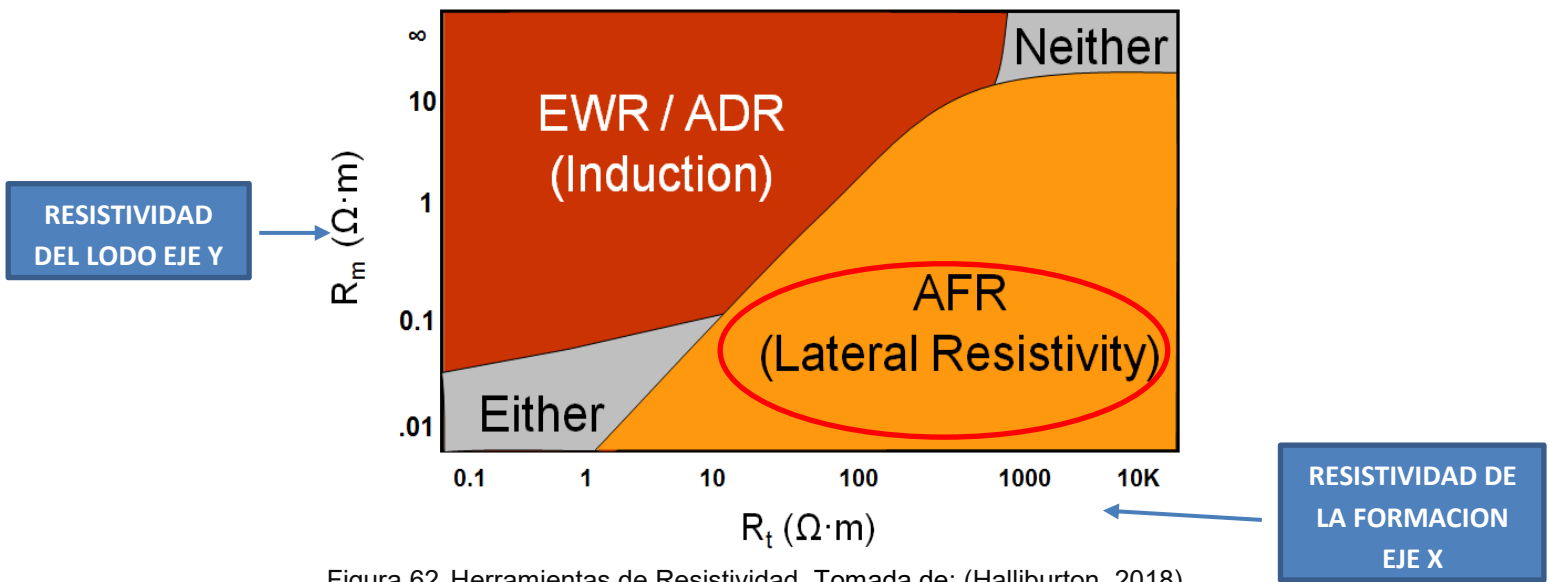


Figura 62. Herramientas de Resistividad. Tomada de: (Halliburton, 2018)

La Figura 62 describe el rango de formación y resistividad del lodo donde se debe usar el sensor basado en resistividad lateral como el AFR y donde se puede usar sensor de tipo de propagación como el ADR o el EWR. En el eje X se tiene la verdadera resistividad de formación, llamada R_t , en una formación dada y en el eje Y se tiene la resistividad del lodo a la temperatura del pozo, llamada R_m . Al observar el eje Y, se puede ver que el AFR funciona muy bien en lodo de baja resistividad con baja R_m . Si observa el eje X, se puede observar que, para resistividades de formación muy altas, R_t , funcionará mejor que un sensor de tipo de propagación como ADR.

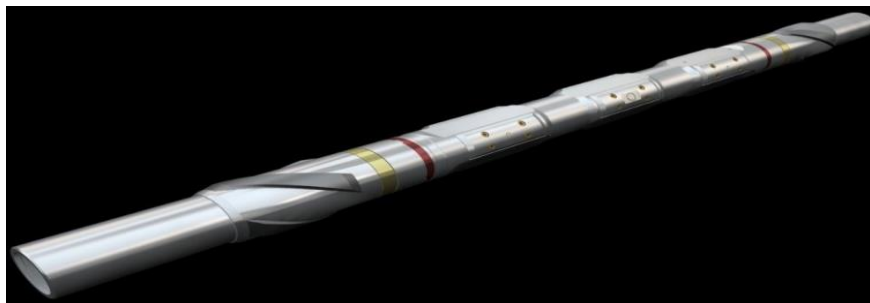


Figura 63. Herramienta AFR. Azimuthal Focused Resistivity. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

7.1 Principios básicos del AFR

La demanda de encontrar nuevos yacimientos cada vez es mayor, es por eso que esta herramienta ha sido de gran utilidad ya que permite tener información detallada de la estructura del reservorio y ayuda a refinar los modelos geológicos, esto no es posible con otros sensores LWD (Andersen, 2013).

La resistividad enfocada azimuthal (AFR) es una herramienta de resistividad diseñada para operar en sistemas de lodo eléctricamente conductores, además ofrece imágenes de pozo LWD de alta resolución para dar estimaciones de reservas y brindar una mejor comprensión de la estructura del yacimiento, esta complementa otras herramientas de resistividad, ya que puede proporcionar mediciones precisas de resistividad de formación donde la resistividad del lodo es baja y la resistividad de formación es alta, condiciones en las que otras herramientas como las de inducción EWR-Phase 4, EWR-M5 y ADR no realizan de manera óptima (Parker, et al. 2016).

Las imágenes de resistividad se adquieren mediante tres anillos de botones para generar imágenes en las herramientas de 4 3/4" y 6 3/4" y mediante dos anillos de botones en la herramienta de 8". Estos anillos están separados a 120 grados lo que permite tener una cobertura total del pozo incluso cuando la sarta de perforación opera a bajas revoluciones por minuto, el número de muestra por pie varía dependiendo de ROP (Parker, et al. 2016).

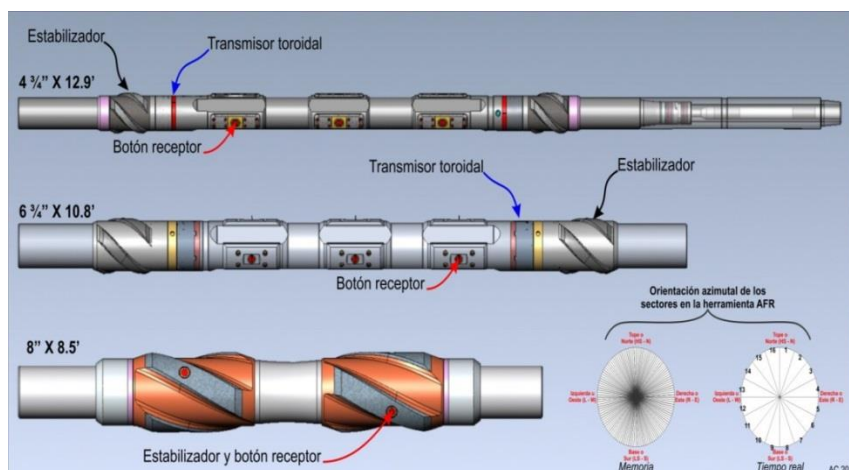


Figura 64. Herramientas AFR de 4 3/4", 6 3/4" y 8" y orientación azimutal. Tomado de: Manual AFR Halliburton. Tomada de (Sperry Drilling, 2018)

7.2 Diseño de la herramienta

Para poder entender la herramienta AFR, tenemos que ver cómo se construye.



Figura 65. Herramienta AFR, Estabilizadores Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

La herramienta tiene 12 pies de largo aproximadamente y contiene dos estabilizadores arriba y debajo de la unidad de medida figura 65. Los estabilizadores sirven para mantener un punto muerto constante desde la pared del pozo, estos se pueden cambiar para diferentes tamaños de hueco. El punto muerto óptimo es de 1/8" desde el botón hasta la formación. Las bandas amarillas que se observan en la figura son parte del sistema para asegurar los estabilizadores a la herramienta (Parker, et al. 2016).



Figura 66. Herramienta AFR. Transmisores Toroidales. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

Entre los estabilizadores se encuentran los transmisores toroidales. Hay uno arriba y otro debajo de los receptores.



Figura 67. Herramienta AFR. Receptores Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

Los receptores también se conocen como botones, estos se pueden desatornillar y cambiar con cuchillas de diferente grosor cuando cambia el tamaño del hueco, cuando se cambian los receptores se deben cambiar los estabilizadores para poder mantener la distancia de separación óptima entre los botones y la pared del pozo (Parker, et al. 2016).

El sensor está equipado de botones para alta resolución y para resolución estándar el cual garantiza la obtención de imágenes de alta resolución, aun para formaciones con resistividades muy altas.

Dos receptores de botón de tamaño diferente para una resolución diferente:

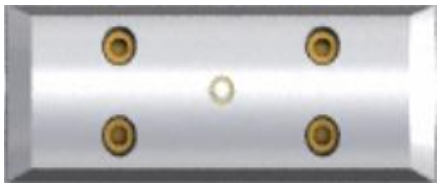


Figura 68. High resolution (H/R)
Tomada de (Sperry Drilling, 2018)

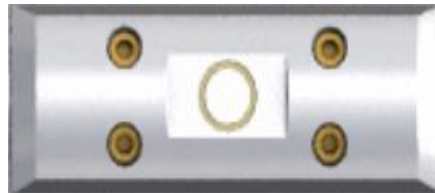


Figura 69. Standard resolution (S/R).
Tomada de (Sperry Drilling, 2018)

¿Por qué se tienen dos tamaños diferentes en los botones? ¿Por qué no tener todos los botones en alta resolución? Esto se debe a que ambos tamaños de botón tienen sus ventajas y desventajas. La resolución alta tiene una resolución mucho mejor para obtener alta calidad de imagen, pero tiene un nivel de señal de ruido más bajo, significa que la señal necesita ser bastante fuerte para ser detectada con el área de superficie más pequeña, en comparación con el botón de resolución estándar, este generalmente tiene una resolución más baja en la imagen, pero funciona mejor en formaciones con mayor resistividad (Parker, et al. 2016).

7.3 Conceptos básicos de resistividad

Antes de describir cómo funciona el AFR, es necesario explicar los conceptos fundamentales para las mediciones que se toman con este sensor.

George Simon Ohm estudio la relación que existe entre la intensidad de la corriente, la diferencia de potencial y la resistencia eléctrica. Simón Ohm afirmó que la intensidad que

circula por un conductor eléctrico es directamente proporcional a la diferencia de potencial (V) e inversamente proporcional a la resistencia (R). (Montes, 2012).

$$V = I \times R$$

V = Voltage
I = Current
R = Resistance

Figura 70. Ley de Ohm Tomada de: (Sperry Drilling, 2018)

Se sabe que la resistencia es directamente proporcional a su longitud L e inversamente proporcional al área de sección transversal A. La constante “r” se denomina resistividad y depende del material utilizado, (Montes, 2019).

$$R = r \frac{L}{A}$$

L = Length
A = Area

Figura 71.
Resistencia. Tomada de: (Sperry Drilling, 2018).

$$\sigma = \frac{1}{r}$$

σ = Conductivity

Figura 72. Conductividad. Tomada de: (Sperry Drilling, 2018).

7.4 ¿Cómo se mide la resistividad y/o conductividad?

El sensor AFR utiliza dos transmisores toroidales que funcionan en dos frecuencias, 4 kHz y 36 kHz. Estos transmisores generan una caída de voltaje de CA (~ 100 mV) a lo largo del cuerpo conductor de la herramienta, los receptores por otro lado miden la intensidad del flujo de corriente lateral cuando el collar es colocado en un medio conductor. Estrictamente hablando el AFR mide conductancia (G), que es la inversa de la resistencia ($G = 1 / R$). Por lo tanto, la ley de Ohm puede escribirse como $G = I / V$, en pocas palabras al detectar la intensidad de corriente lateral y el voltaje aplicado, se puede determinar la conductancia general del sistema (Parker, et al. 2016).

A partir de la conductancia medida, la conductividad de la formación se puede determinar teniendo en cuenta factores como la geometría de la herramienta, la distancia desde los transmisores a los receptores, el diámetro y la conductancia del collar y el diámetro de los electrodos de detección de corriente (Parker, et al. 2016).

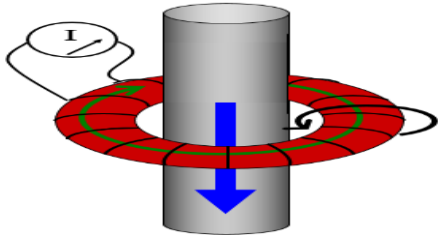


Figura 74. Receptor Toroidal. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

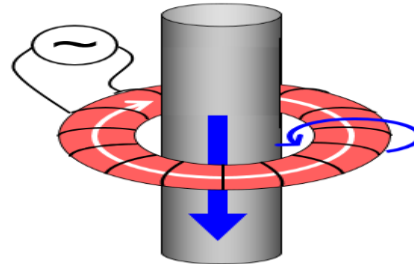


Figura 73. Transmisor Toroidal. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

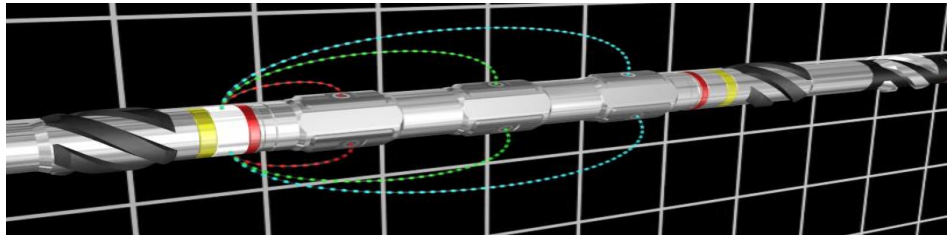


Figura 75. Profundidades de investigación. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

7.5 Enfoque de compensación de profundidad:

Aquí tenemos una descripción general de todas las mediciones de resistividad que se realizan a través del anillo. Poco profundo de color magenta, medio en azul y profundo en verde (Parker, et al. 2016).

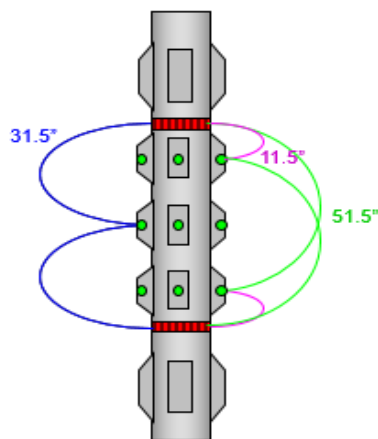


Figura 76. Distancia compensación de profundidad AFR. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

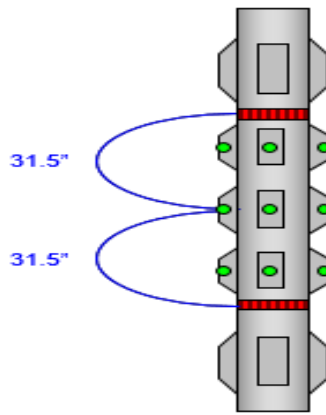


Figura 77. Medida Media (31.5")
Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

La medición **media** 31.5" se compensa naturalmente. Dado que los receptores están en el medio entre los dos transmisores se tiene un sistema compensado naturalmente. No hay necesidad de ninguna alineación de profundidad para lograr la compensación. Esta es la curva por defecto para enviar en tiempo real, (Parker, et al. 2016).

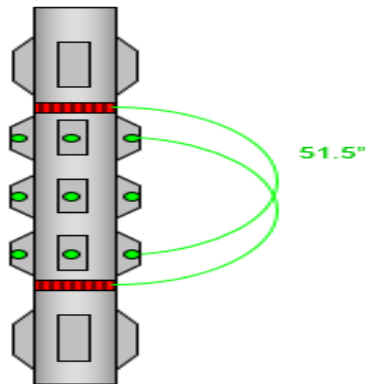


Figura 78. Medición profunda (51.5")
usando compensación derivada de la profundidad. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

Para compensar la medición **profunda** 51.5", se utiliza la señal que va desde el transmisor superior a la fila inferior del receptor y la alineación en profundidad se dan con los datos más bajos del transmisor recibidos en la fila superior del receptor, Las distancias de los transmisores a los receptores son conocidas y son fijas. Por ende, cuando procesamos los datos en el sistema después de recibir los datos registrados de la herramienta se alinean las filas del receptor para que parezcan estar a la misma profundidad y, por lo tanto, tener medidas compensadas (Parker, et al. 2016).

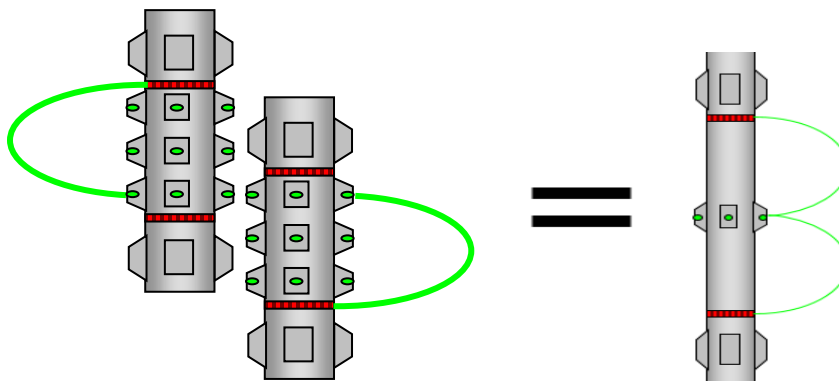


Figura 79. Compensación derivada de la medición profunda (51.5 ")

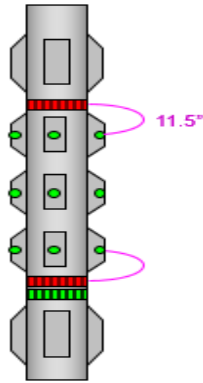


Figura 80. Medición de profundidad somera (11.5 ") utilizando compensación derivada de la profundidad

Se hace lo mismo con la medida **somera** 11.5", (Fig. 80).

Distancia de investigación:

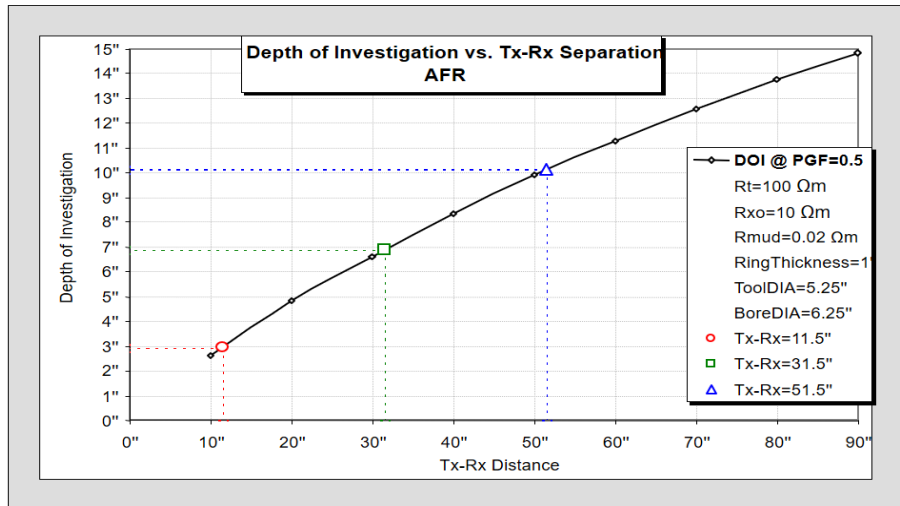


Figura 81. Distancia de investigación del AFR 4¾", Vs Tx-Rx Separación AFR. Tomada de (Tarazona., et al. 2019)

Para la resistividad del AFR de 4¾", estamos analizando 3 profundidades de investigación diferentes. La distancia desde el transmisor al receptor determina la profundidad de la señal en la formación. Cuanto más largo es el espacio entre el transmisor y el receptor, más profundo se puede ver. La profundidad de investigación observada en el eje (Y), es de aproximadamente 3 "para el espaciado superficial, 7" para el espaciado medio y aproximadamente 10 "para el espaciado profundo. Estos números son para un conjunto dado de resistividades de lodo y resistividades de formación, como se puede ver en la leyenda. Estas profundidades de investigación calculadas variarán ligeramente para diferentes formaciones y resistividades de lodo (Tarazona, et al. 2019).

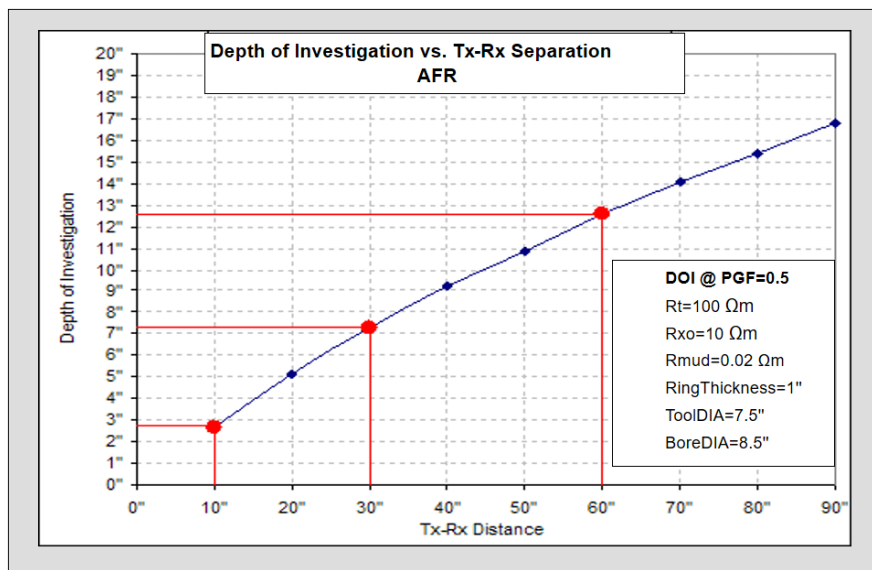


Figura 82. Distancia de investigación del AFR 6¾", Vs Tx-Rx Separación AFR. Tomada de: (Tarazona., et al. 2019)

Este es el mismo caso para el AFR de 6¾" para las mismas condiciones de formación y resistividad del lodo. Se puede ver que el AFR de 6¾" tiene aproximadamente la misma profundidad de investigación para las tres separaciones que la versión anterior.

¿Qué aspecto tendrían las imágenes poco profundas, medias y profundas si la profundidad de las imágenes fuera igual a la profundidad de la investigación de las resistividades del anillo para las tres separaciones?, La imagen muestra que las sinusoides generados a partir de una característica que corta el pozo en un ángulo se mostrarían longitudes muy diferentes en cada una de las imágenes de las tres separaciones (Tarazona, et al. 2019).

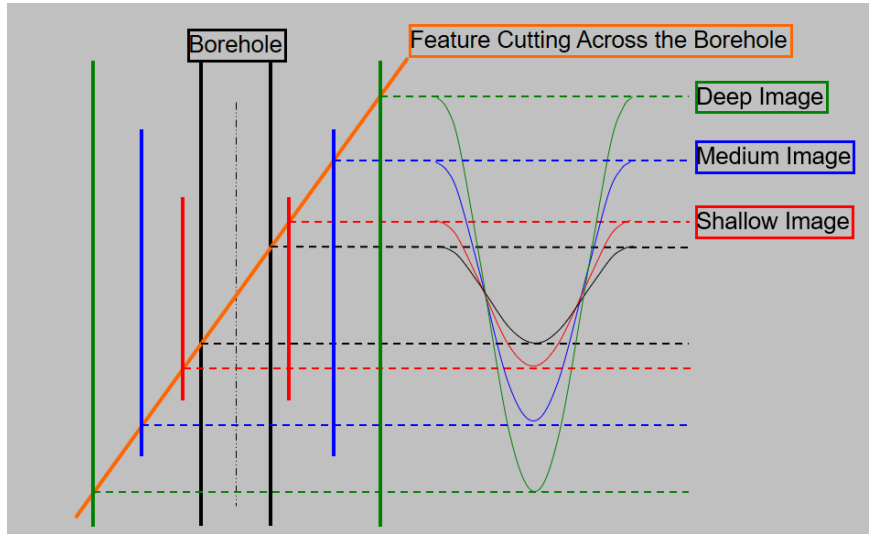


Figura 83. Distancia de investigación de las imágenes en las tres separaciones. Tomada de (Tarazona., et al. 2019)

¿Por qué todas las imágenes muestran el mismo patrón si tienen una profundidad de investigación diferente?, ¿Debería la imagen de aspecto más profundo ver las características de manera diferente a la imagen de aspecto más superficial/somero?

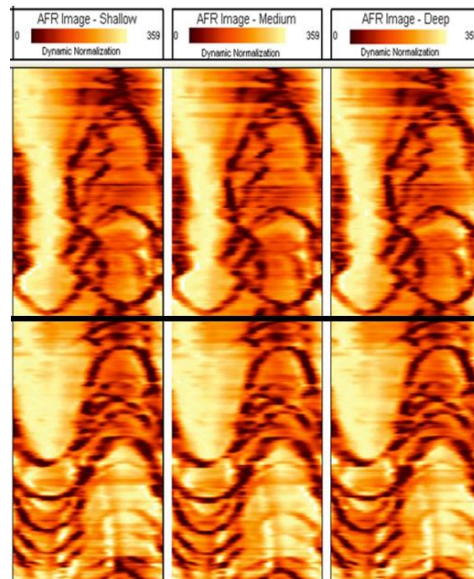


Figura 84. Imagen AFR Somera, Media y Profunda. Tomada de (Tarazona., et al. 2019)

En la Fig. 84 se muestra la imagen AFR superficial, media y profunda con características que cortan el pozo en ángulo. Puede notar que se parecen mucho.

7.6 Imágenes de resistividad:

El propósito principal del AFR es producir imágenes de resistividad de la pared del hueco, estas imágenes sirven para comprender la estructura del reservorio y así mismo brindar información valiosa para dirigir el pozo a través de estructuras geológicas complejas, esto se consigue mediante la medición de la orientación de la herramienta a medida que gira, usando un par de magnetómetros que son sensibles al campo magnético de la tierra. Cuando los botones de electrodos de la herramienta toman muestras, la orientación de la herramienta también se mide, de manera que cada muestra se puede asociar a una parte correcta de la pared del hueco (Parker, et al. 2016).

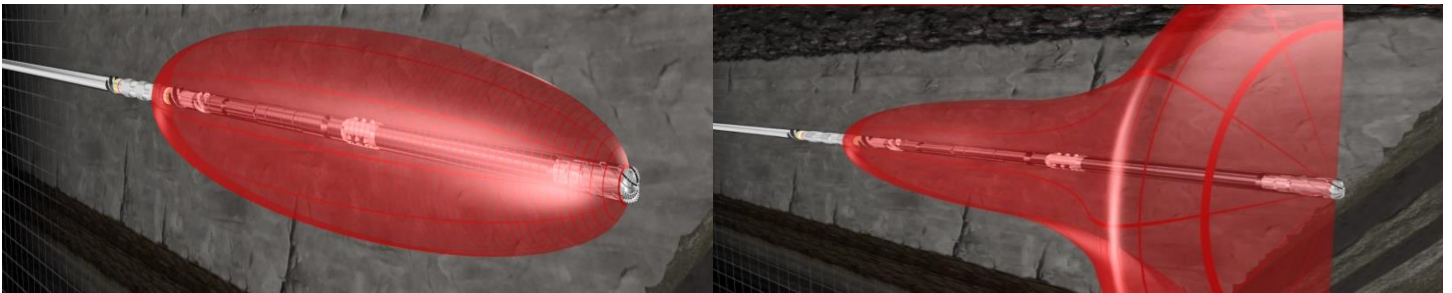


Figura 85. Orientación de la herramienta AFR. Tomada de (Sperry Drilling, 2018)

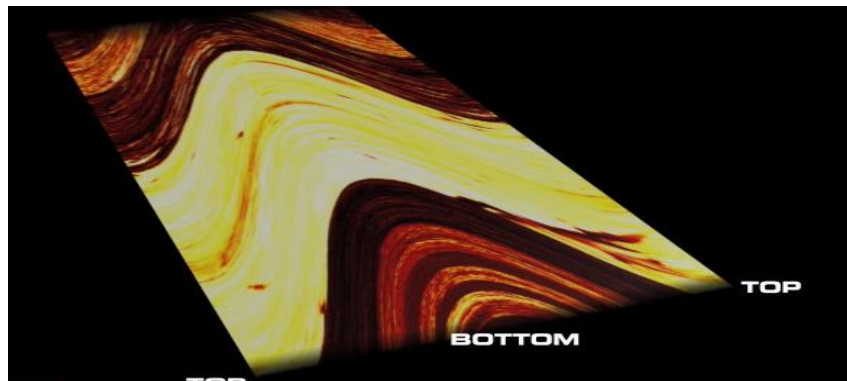


Figura 86. Imágenes de resistividad, Tomada de (Sperry Drilling, 2018)

El sensor AFR tiene 3 botones en la misma fila. Por lo tanto, se obtendrán datos de 3 puntos separados alrededor del pozo en cualquier momento. En este caso se está dividiendo un círculo de 360 grados en 16 Bines de igual tamaño. El número de Bines se puede seleccionar entre 4 y 64. Los datos pueden ser referenciados al lado alto o al norte magnético. Normalmente, en un escenario desviado, se refieren a datos del lado alto. En

un hueco vertical se están almacenando todos los datos a lo que se refiere al campo magnético de la tierra (Tarazona, et al. 2019).

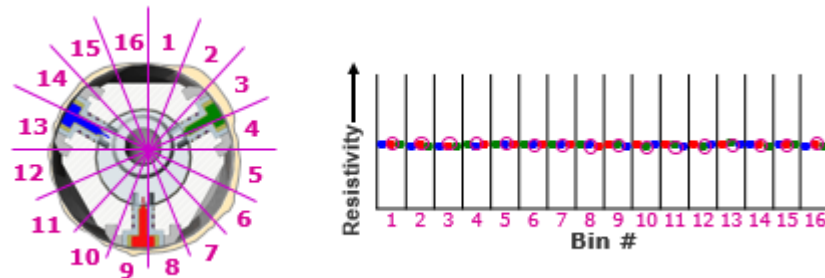


Figura 87. Numero de Bines AFR seleccionables de 4 a 64.

A medida que la herramienta genera una imagen visual de las resistividades circundantes, los botones de medición se muestrean rápidamente. Se llenan las 3 mediciones en el bin al que apuntan los receptores en el momento en que se tomó la muestra, mientras se rota todos los 16 Bines son poblados con valores de resistividad. Algunos bins pueden tener más de una medida. Si ese llegara hacer el caso, se saca un promedio de esas mediciones y se envía este número a la memoria de la herramienta, esto en dado caso que el medio sea homogéneo, (Fig. 87).

Hasta el momento, solo se ha analizado los valores de resistividad que rellenan los bins para una sola adquisición a una profundidad específica. Sin embargo, un registro de imágenes se compone de muchas de estas adquisiciones adquiridas a lo largo de la perforación. En este ejemplo (Fig. 88), se observan cuatro adquisiciones diferentes obtenidas a una profundidad cada vez mayor a medida que el pozo atraviesa un cambio en la resistividad. Si se está reduciendo la profundidad en TVD a través de las formaciones en ángulo, esto se denomina **profundización estratigráfica**. A medida que la herramienta se registra, las resistividades que llenan cada una de las bandejas (bins) cambiarán con cada adquisición.

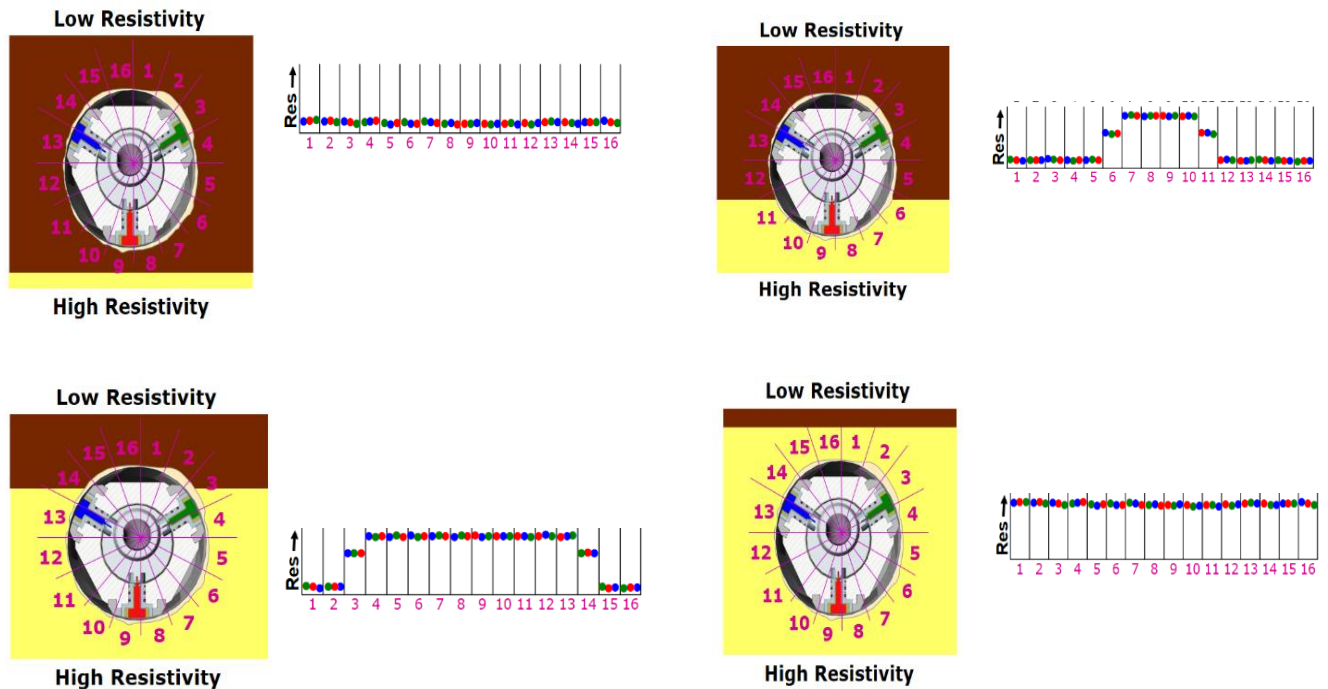


Figura 88. Herramienta AFR registrando estratigráficamente.

Definición del espectro de color de la imagen de resistividad:

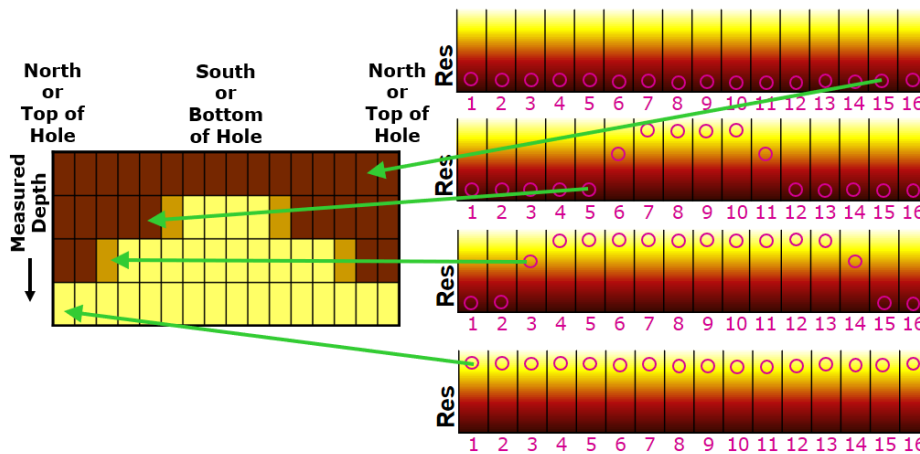


Figura 89. Espectro del color imágenes AFR.

En la superficie los datos agrupados se trazan como curvas discretas en un registro, pero es muy difícil de interpretar. Por ende, los datos de imagen se trazan como un registro de densidad variable o **VDL**. Básicamente, un VDL traza las curvas como píxeles de color como en una fotografía digital. En este ejemplo, se creó una imagen de 4 píxeles de alto por 16 píxeles de ancho asignando un valor de color a un valor de resistividad particular.

Recordando que el tono claro significa alta resistividad y el tono oscuro significa baja resistividad, las flechas indican de dónde vienen los datos, (Tarazona, et al. 2019).

Interpretación de imágenes: Para interpretar correctamente los datos de la imagen, es necesario comprender cómo se relaciona la imagen con las formaciones rocosas y el pozo. La figura 90 (a) ilustra la situación básica de un pozo circular que cruza un límite plano.

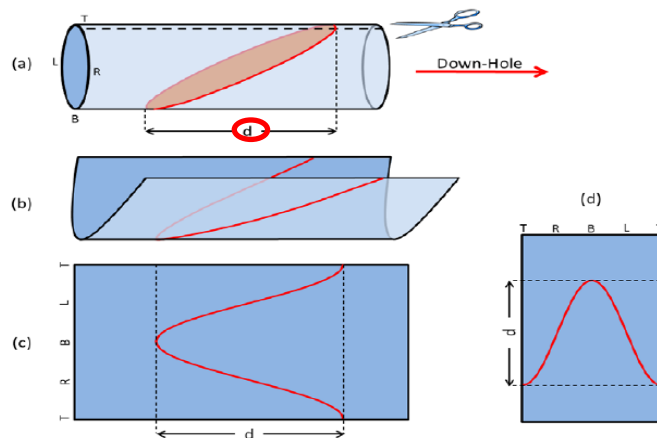


Figura 90. Aspecto de un límite de cama como una sinusoide en un diagrama de registro, Tomada de (Parker, et al. 2016).

En la figura 89 el pozo se encuentra horizontal, con los lados superior (Top-T), derecho (Right -R), inferior (Bottom-B) e izquierdo (Left-L) del agujero respectivamente. Debido a que el pozo no se encuentra perpendicular al límite de la capa, la profundidad medida a la cual se detecta este límite depende netamente de la orientación del sensor, es decir, el receptor del AFR encuentra el límite de capa más cercano cuando está orientado hacia el lado bajo del pozo sucede lo contrario cuando el sensor está orientado hacia el lado alto, la diferencia de profundidad entre los dos se muestra en la figura como d , (Parker, et al. 2016).

Para generar una imagen de registro, el pozo se divide a lo largo del lado alto y se ubica de forma plana (b y c) en la (Fig.90). La elipse formada por la intersección del pozo con el plano aparece en la imagen como una sinusoide (c). La amplitud de la sinusoide será

igual a d. La imagen puede referenciarse a la parte alta del pozo con el borde izquierdo y derecho de la imagen y la parte baja del pozo centro (d).

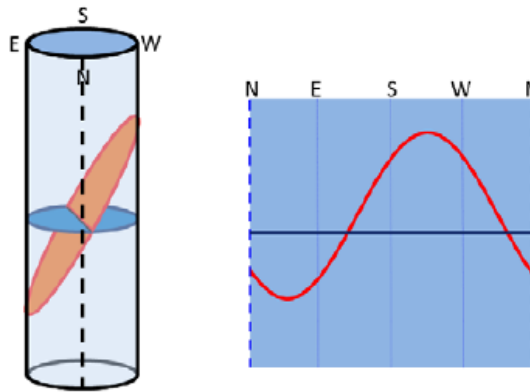


Figura 91. Sinusoide no simétrica. Tomada de (Parker, et al. 2016)

Considerando la situación que se muestra en la (Fig.91), en el que un pozo vertical intersecta dos planos. El plano azul es un límite horizontal de la capa y el plano naranja una falla de ángulo alto. En este caso, dado que el pozo es vertical, la imagen está referenciada al norte, en lugar del lado alto del pozo. El plano horizontal aparece como una línea horizontal a través de la imagen, mientras que el plano de falla aparece como una sinusoide, que está significativamente descentrada cuando se ve en el registro, (Parker, et al. 2016).

Otro escenario encontrado en pozos horizontales podría ser el que se ilustra en la (Fig.92) donde el plano azul representa un límite horizontal de la capa que es paralelo al eje del pozo y un plano inclinado de color naranja que podría ser una fractura. El plano horizontal aparece en la imagen como un par de líneas paralelas recorriendo todo el registro, mientras que la fractura aparece como una sinusoide que se invierte, (Parker, et al. 2016).

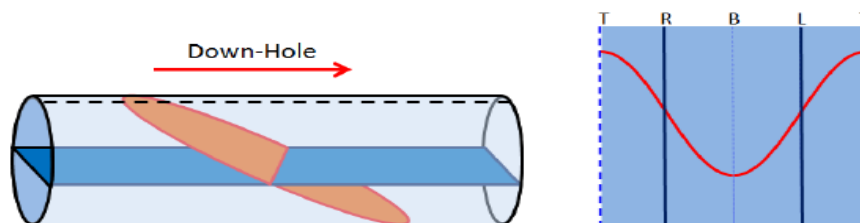


Figura 92. Intersección de un pozo horizontal con una capa horizontal. Tomada de (Parker, et al. 2016)

La longitud de las sinusoides depende del ángulo entre la herramienta y la formación denominada inmersión relativa, (Fig.93). Las caras tristes (frowns) y las sonrisas (smiles), (llamadas sinusoides) indican como estoy posicionado estratigráficamente, estas sinusoides se pueden apreciar en el software borehole image studio como se puede apreciar en la (Fig.94).

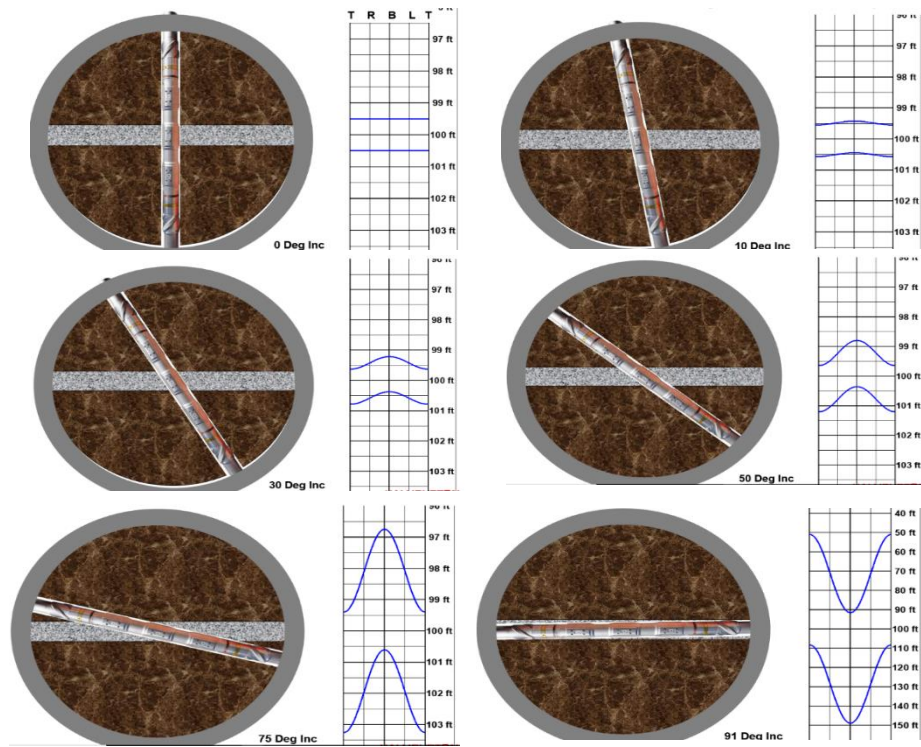


Figura 93. Sinusoides obtenidas a diferentes inclinaciones, Tomada de (Parker, et al. 2016).

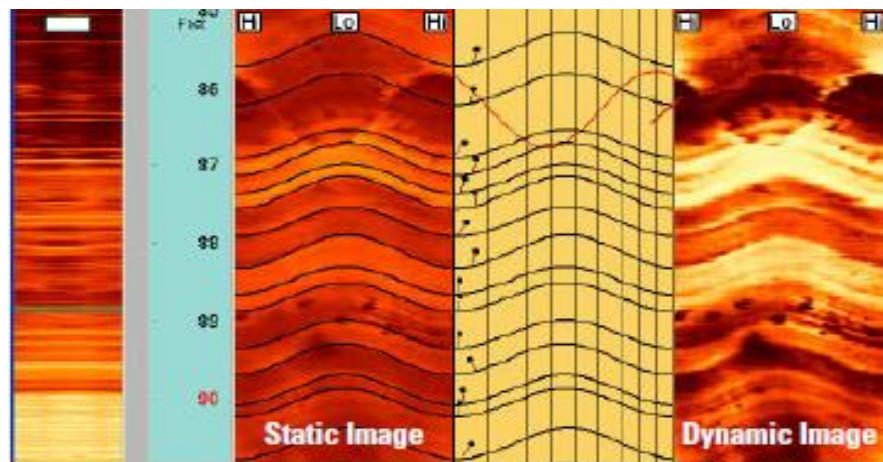


Figura 94. Los datos de imagen del sensor AFR proporcionan un análisis preciso de inmersión y fractura. Tomada de (Tarazona, et al. 2019)

Para generar una imagen de la cara del pozo, el hueco se divide en un número de sectores azimutales cada sector tiene muestras de los sensores a medida que la herramienta rota. Los datos que se adquieren se presentan en un mapa de colores de la pared del pozo, estos colores representan variaciones en las propiedades físicas de las rocas (Resistividad, Porosidad, RhoB, Pe, DRho). Los colores oscuros se asocian con litologías o rasgos de baja resistividad como lutitas o minerales conductivos y los colores claros indican alta resistividad por ejemplo arenas o carbonatos. El software de procesamiento varía la escala de color para resaltar dichas características, por lo tanto, un color específico no necesariamente corresponde con un valor específico de resistividad (Parker, et al. 2016).

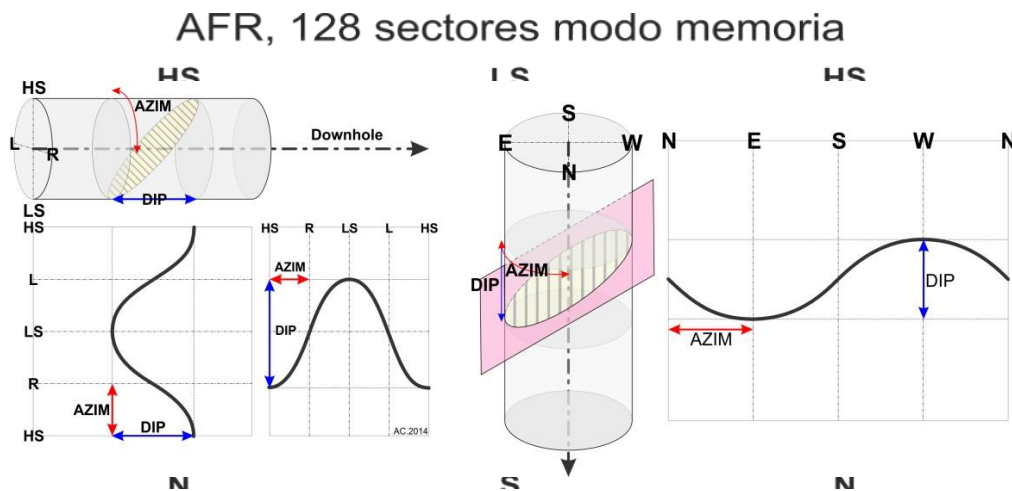


Figura 96. Esquema de apariencia de una capa como una senoide en el registro de imágenes. (Izquierda), con referencia al tope y base del pozo; es común en pozos inclinados y horizontales. (Derecha), con referencia al norte, típico en pozos verticales Tomada de: (Parker et al, 2016).

Imágenes Estáticas y Dinámicas AFR:

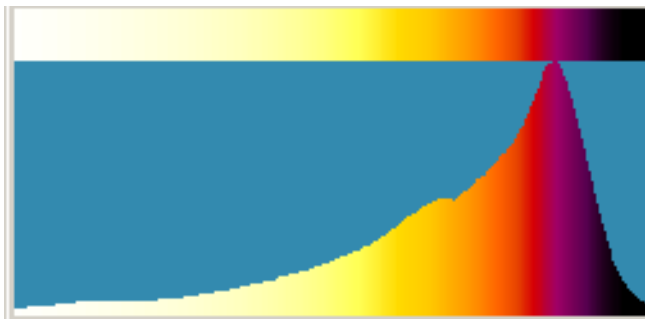


Figura 97. Imagen Estática. Tomada de: (Tarazona, et al. 2019)

- La imagen estática es la información sin procesar, sin ninguna mejora en la información.
- La imagen se iguala utilizando un histograma derivado de todo el conjunto de datos
- La imagen estática es útil para la litología y la información estructural, ya que el color está relacionado con la resistividad real

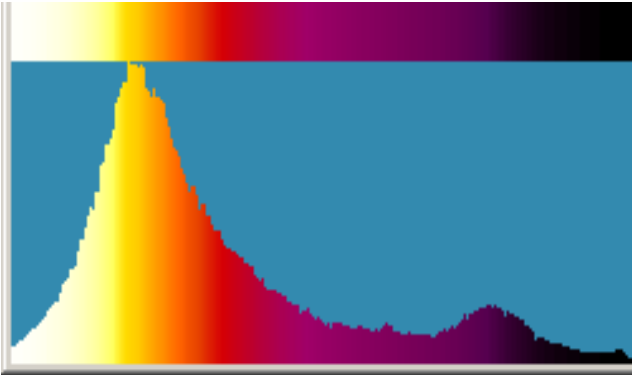


Figura 98. Imagen Dinámica. Tomada de: (Tarazona, et al. 2019)

- La imagen dinámica se deriva al igualar la imagen utilizando un histograma definido para cada adquisición
- La imagen dinámica es útil para información sedimentaria y textural.
- Extraerá mejor la información, Los colores no están relacionados con la resistividad real.

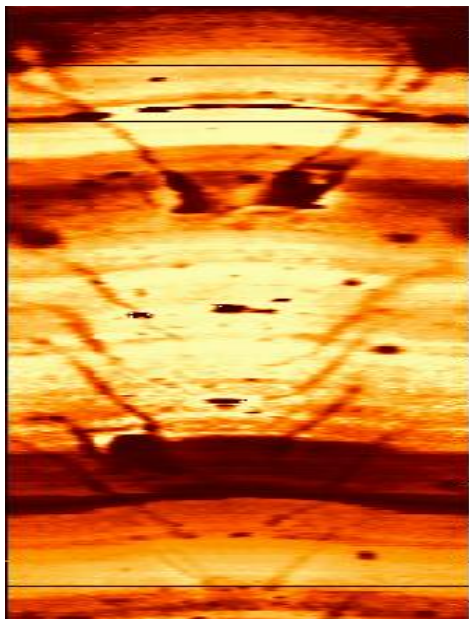


Figura 99. Imagen Dinámica AFR, Tomada de: (Tarazona, et al. 2019)

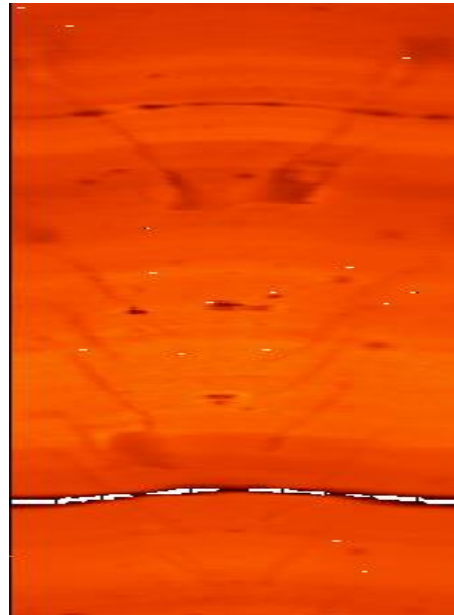


Figura 100. Imagen Estática AFR. Tomada de: (Tarazona, et al. 2019)

Con las figuras 99 y 100 se puede ver claramente que, con algunas técnicas de filtrado se puede mejorar los datos y además es posible extraer mucha más información de una imagen. Los datos que proporcionamos en un registro siempre deben contener una imagen tanto estática como dinámicamente mejorada.

Características geológicas

¿Para qué se usan las imágenes de resistividad?, ¿quiénes las utilizan? Y ¿qué respuestas pueden arrojar estas?, las respuestas son simples las imágenes de resistividad se usan para identificar y cuantificar fracturas, fallas, límites de capas, porosidad vugular, facies también ayudan a determinar la dirección del estrés regional y permiten mapear ambientes deposicionales, todo esto con el fin de caracterizar y comprender el yacimiento de interés.

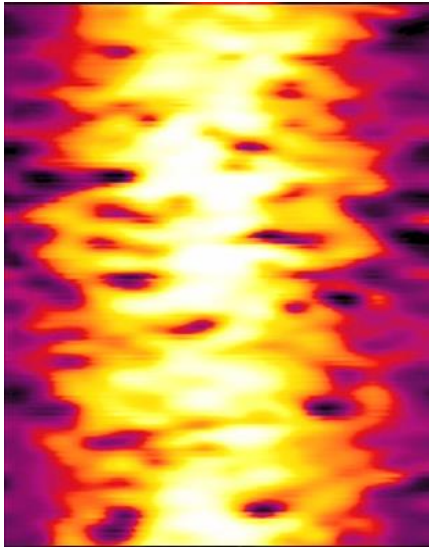


Figura 102. Análisis de facies, Tomada de (Tarazona, et al. 2019)

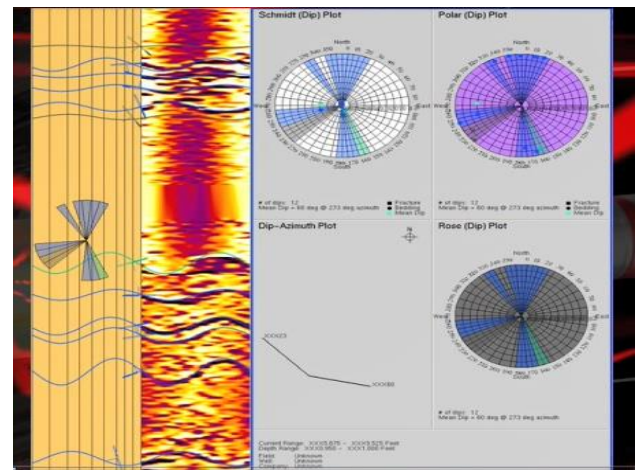


Figura 101. Dips y análisis de fracturas. Tomada de (Tarazona, et al. 2019)

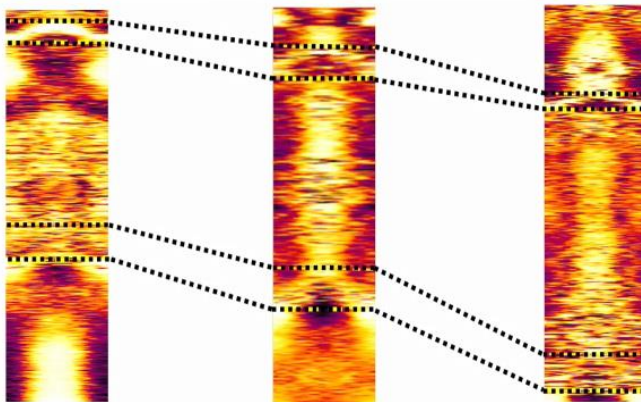


Figura 104. Correlaciones con otros pozos. Tomada de (Tarazona, et al. 2019)

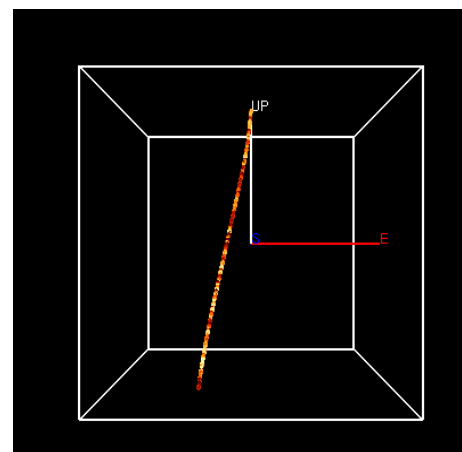


Figura 103. Trayectoria pozo DINA K-R (Imágenes resistivas).

8. INTERPRETACION GEOLOGICA DE LOS REGISTROS DE IMÁGENES RESISTIVAS

Las herramientas de imágenes (AFR) permiten identificar las estructuras geológicas que se encuentran en el yacimiento y posibilita reconstruir la geometría de este. La herramienta registra información que es útil al momento de realizar interpretaciones estructurales, estratigráficas y sedimentológicas en el yacimiento.

Las fracturas y fallas naturales son conductos para el flujo de los fluidos, (Barton, 1993), asegura que las fracturas y las fallas controlan sistemáticamente la permeabilidad.

Conocer la relación que existe entre los sistemas de fracturas naturales y las tensiones tectónicas en la zona puede ayudar a entender como es el rendimiento del yacimiento, la migración de los fluidos y la estabilidad del pozo (Zoback M. a., 2002).

Las imágenes de resistividad adquiridas mediante la herramienta AFR proporcionan los medios para detectar, caracterizar y diferenciar los sistemas de fracturas naturales y discriminarlos de las fracturas inducidas en los pozos. En esta sección se presentarán técnicas de análisis cualitativas para distinguir los atributos de las fracturas naturales de las inducidas en la imagen del pozo, se mostrarán ejemplos que muestran cómo estas fracturas inducidas del pozo aparecen a lo largo de toda la imagen y se pueden diferenciar de las fracturas naturales que se cruzan con el pozo (Luthi, 2001).

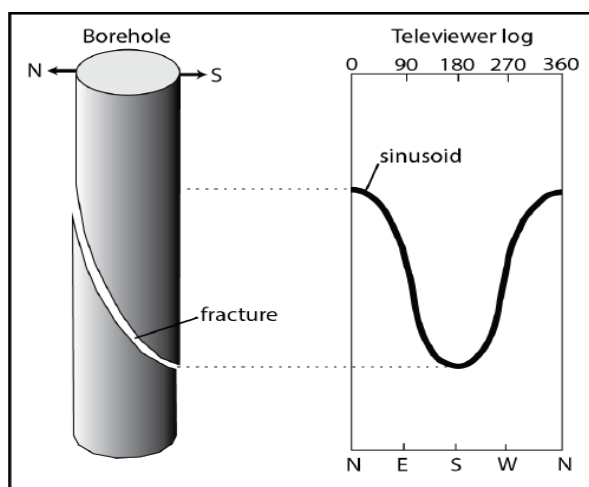


Figura 105. Esquema de cómo aparece una característica plana (por ejemplo, fractura) en una imagen BHI. Tomada de (Luthi, 2001)

En las imágenes resistivas las fracturas aparecen como conductivas o resistivas dependiendo si estas contienen material conductor o resistivo. La fractura se pica en el software Borehole Image Studio (BIS), donde se realiza un trazado con una onda sinusoidal en una superficie plana, cuando la fractura es caracterizada se hace un análisis cuantitativo de estas en términos de conjuntos de fracturas (Ramirez D., 2015).

RASGOS NATURALES

- Fracturas Abiertas/Conductivas
- Fracturas Cerradas/No Conductivas
- Fracturas Parciales/Semi-Conductivas

RASGOS ARTIFICIALES

- Fracturas Inducidas
- Breakouts (Derrumbe del pozo)

8.1 Rasgos Naturales:

En registros de imágenes de pozos se observan fracturas que atraviesan todo el pozo en orientaciones arbitrarias y trazan una onda sinusoidal en las imágenes, las fracturas observadas en las imágenes se pueden correlacionar con las fracturas observadas en los núcleos.

Las fracturas naturales se reconocen ya que estas se encuentran en la formación debido al régimen de estrés que hay en la zona o por actividades tectónicas, su origen es independiente del proceso de perforación y generalmente se presentan en una sola litología, estas fracturas son muy importantes ya que brindan información sobre la dirección principal de las fallas, si se conoce la dirección natural de la fractura se puede intuir que la dirección tiene una relación directa con el estrés regional principal y por ende se puede lograr construir una elipse de tensión (Ramirez D., 2015).

En las imágenes de resistividad las fracturas naturales se observan más conductivas, si se encuentran abiertas y si tienen lodo de perforación. Aadnoy y Bell, (1998) afirman que con el conocimiento de las conductividades del lodo de perforación y la formación se

puede llegar a estimar el ancho de la fractura y con esto evaluar la permeabilidad del yacimiento. Es por eso que es vital identificar correctamente las fracturas que probablemente contribuyan al entrapamiento y producción de hidrocarburos.

8.1.2 Fracturas Abiertas/Conductivas:

Se identifican fácilmente en los registros de imágenes ya que las aperturas se encuentran rellenas de lodo de perforación, estas aparecen como trazas más oscuras, es decir más conductivas que la roca que las contiene; las fracturas si son altas permiten una representación simétrica con una sinusoide continua a lo largo de la pared del hueco. (Ramírez D., 2015).

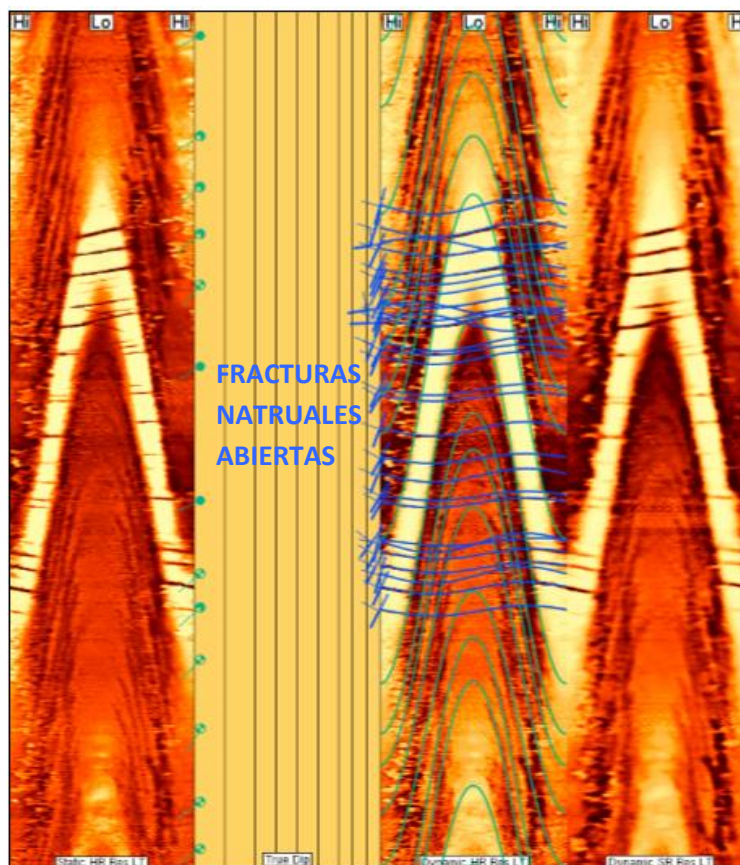


Figura 106. Fracturas Abiertas Conductivas, traza oscura en la imagen estática debido a invasión de lodo. Tomada de (Ramírez D, 2015).

8.1.3 Fracturas Cerradas/ No Conductivas

Son fracturas que están rellenas por mineralizaciones secundarias; estos procesos pueden hacerlas más resistivas cuando se rellenan con minerales resistivos como calcita, cuarzo, etc. Las fracturas cerradas generalmente aparecen como trazas más brillantes que las rocas que las contienen, son simétricas y pueden ser representadas con una sinusoide, sin embargo, las fracturas cerradas pueden lucir conductivas cuando se encuentran rellenas con minerales conductivos como piritita, arcillas, etc. (Ramirez D., 2015).

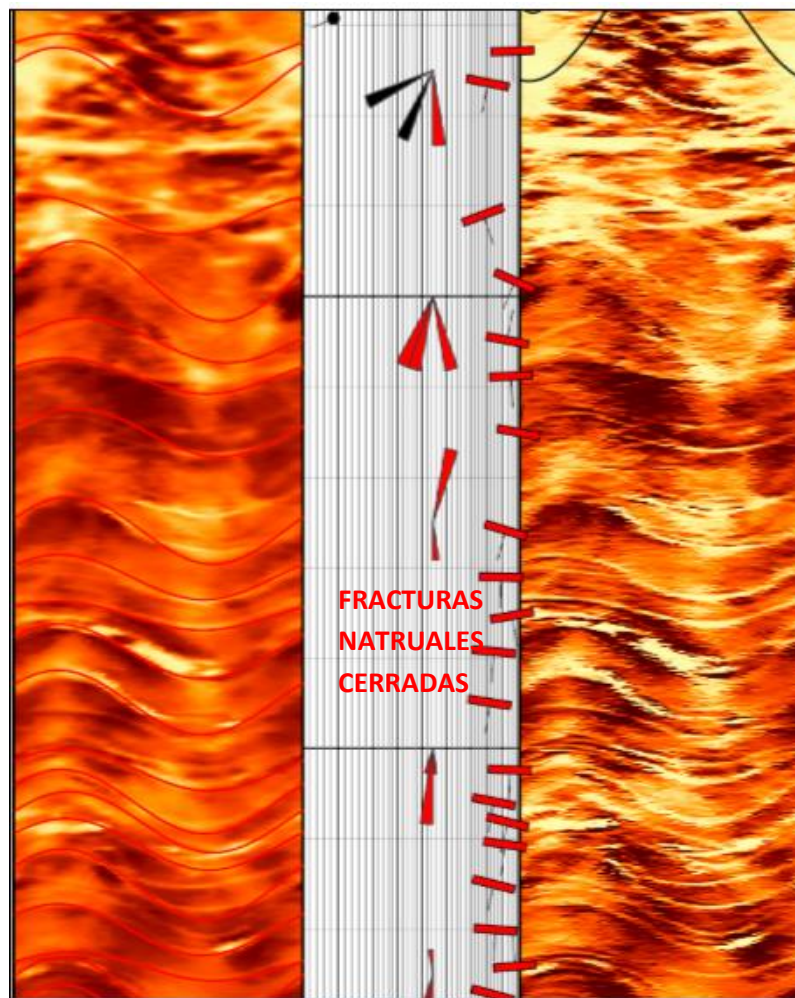


Figura 107. Fracturas Naturales Cerradas/No Conductivas. Trazas brillantes por tener minerales más resistivos que la roca circundante (CaCO₃). Tomada de (Ramírez, 2015)

8.1.4 Fracturas parciales resistivas:

Describen fracturas con trazos discontinuos tanto resistivos como conductivos, los cuales sugieren ruptura o mineralización parcial (Ramírez D., 2015).

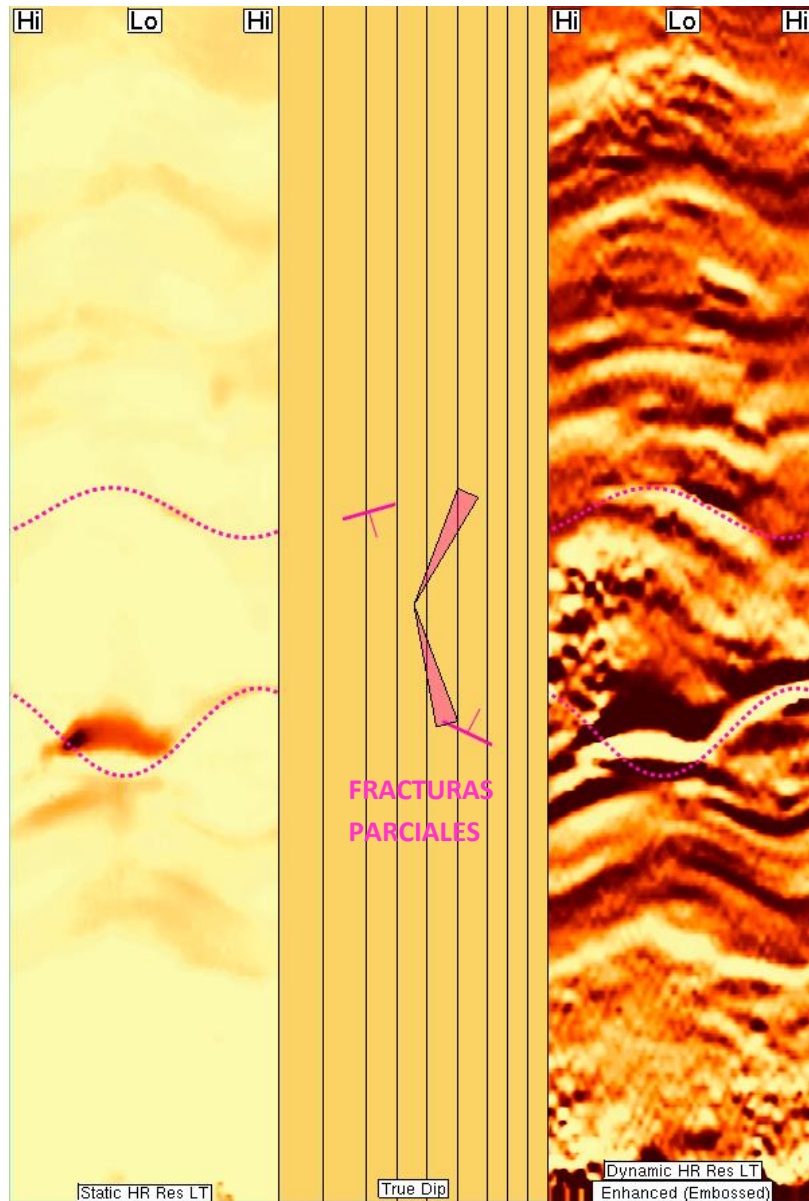


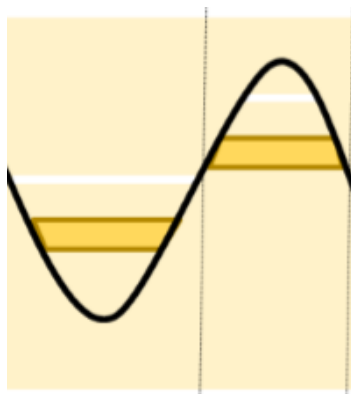
Figura 108. Fracturas parciales. Trazos inducidos, (Gomez, 2018).

8.1.5 Fallas (Micro fallas):

Estas ocurren cuando las capas muestran un desplazamiento relativo a través de un plano de falla. Generalmente se produce un cambio en la dirección de buzamiento sobre la zona de falla. Las micro fallas pueden ser normales o inversas (Ramírez D., 2015).

Micro falla Normal: Líneas verticales interceptaran la capa una sola vez, esto implica tensión.

Micro falla Inversa: Líneas verticales interceptaran la capa dos veces, esto implica compresión.



Tomada de: Figura 109.
Falla Normal. Tomada de
(Ramírez D., 2015)

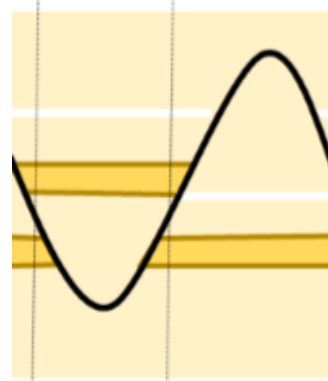


Figura 110. Falla Inversa.
Tomada de (Ramírez D.,
2015)

Las fallas se pueden identificar en las imágenes por:

- Fracturamiento cercano.
- Cambios direccionales en la dirección de buzamiento sobre y bajo la falla.
- Arrastre de capas adyacente a la falla.
- Posible yuxtaposición de diferentes facies.
- Truncamiento de capas hacia el plano de fallas.

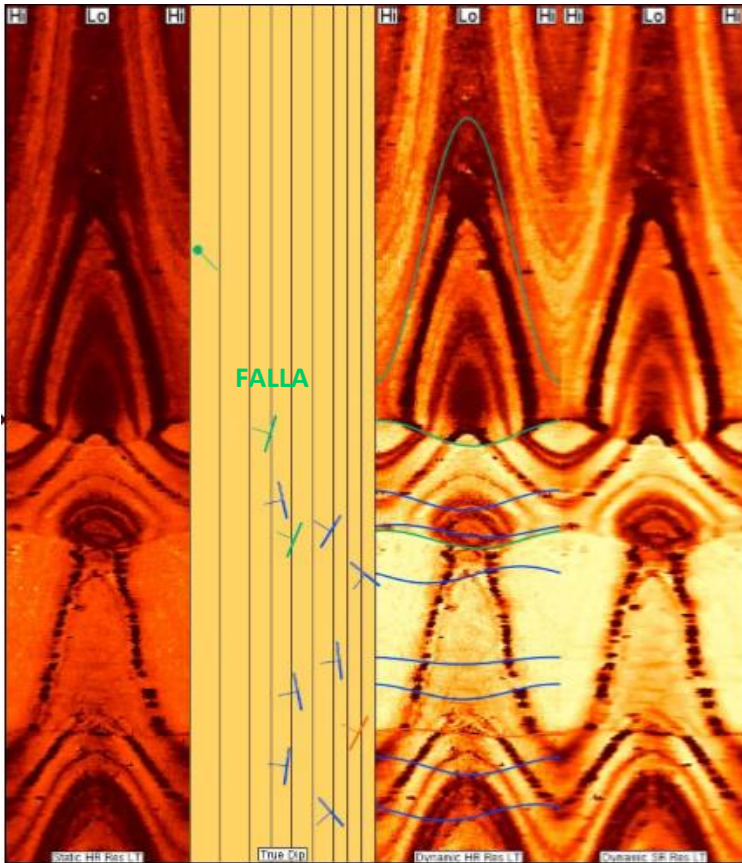


Figura 111. Falla. Tomada de (Ramírez D.,2015)

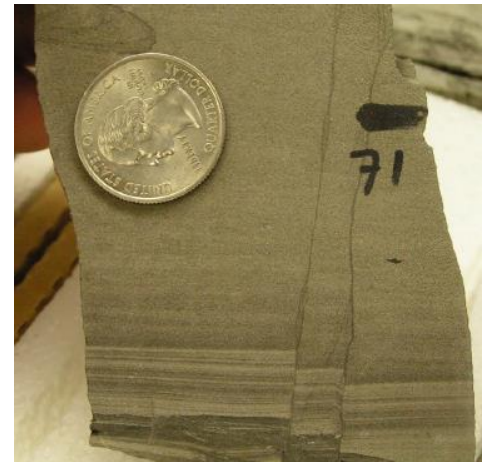


Figura 112. Microfallas Core.

8.2 Rasgos artificiales

Las paredes de los pozos se ven afectadas no solo por fracturas naturales sino también por fracturas que han sido inducidas por el proceso de perforación. Es importante poder identificarlas para entender los procesos de perforación y como estos provocan el fracturamiento en el yacimiento. Las fracturas inducidas están confinadas en una parte específica de la pared del pozo a diferencia de las fracturas naturales que generalmente se encuentran a lo largo de todo el pozo, (Buczack, 2010).

Las trayectorias de los esfuerzos se dan paralelas y perpendiculares a la pared del pozo, las fracturas inducidas son repuestas en función del campo de esfuerzos y la resistencia de la roca, (Luthi, 2001).

- **Cuadrante Compresivo:** Aparecen como colapsos de hueco (Breakouts). En un registro de imagen se observan como bandas oscuras paralelas y en calipers se

observan como elongaciones del hueco. **Esfuerzo horizontal mínimo** (Zoback M. a., 2002).

- **Cuadrante de tensión:** Aparecen como fracturas inducidas durante la perforación en la imagen. **Esfuerzo horizontal máximo** (Zoback M. a., 2002)

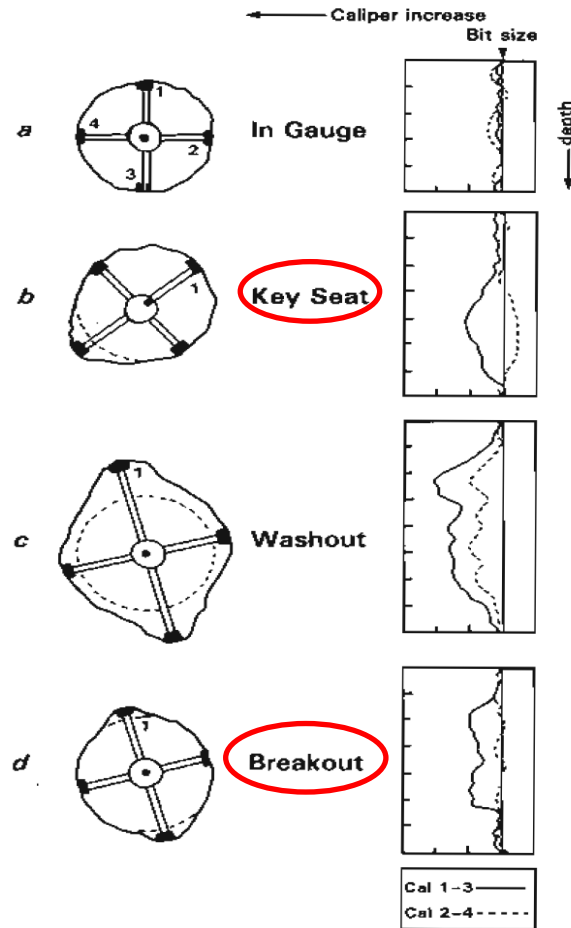


Figura 113. Esfuerzos en la pared del hueco
 Tomada de (Montes, 2012).

Las fracturas inducidas por perforación son muy comunes en pozos de petróleo-gas ya que la perforación causa la concentración del estrés tectónico de campo lejano cerca del pozo; este estrés excede de alguna forma la fuerza de la roca causando las fracturas inducidas, (Barton, 1993). Este tipo de fracturas pueden detectarse y clasificarse para estimar los componentes desconocidos del campo de esfuerzo.

Identificar fracturas inducidas por la perforación como indicadores de estrés se ha convertido esencial en la industria del petróleo. Es por eso que la detección de estas

características en la pared del pozo se ha convertido en un objetivo principal para los registros LWD (Andersen, 2013). Barton et al., 1995, aseguran que cuando las fracturas se encuentran críticamente estresadas, las permeabilidades aumentan y es posible el movimiento de fluido a lo largo de estas, por eso entender e identificar el origen de la fractura es tan importante.

Los esfuerzos compresivos y de tensión son el resultado de la concentración de estrés que se ejerce alrededor del pozo; Estas tensiones se producen por la perforación del pozo en una formación rocosa estresada. (Moos y Zoback, 1990).

Los breakouts fueron identificados por primera vez a partir de los datos del caliper y sirvieron para determinar la orientación del estrés en los pozos (Zoback et al., 1985; Plumb y Hickman, 1985). Con las imágenes eléctricas es posible identificar la magnitud y la orientación del estrés. (Zoback et al., 1985; Barton et al., 1988; Shamir & Zoback 1992; Barton et al., 1997).

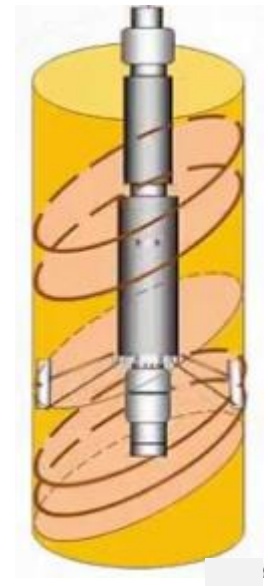
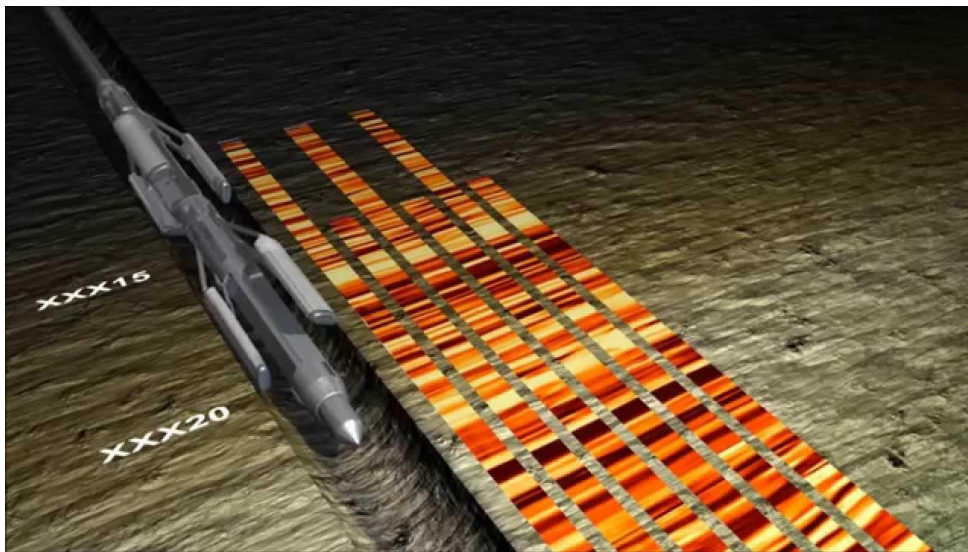


Figura 114. Adquisición de imágenes con herramienta AFR. Tomada de (Sperry Drilling, 2018).

8.2.1 Fracturas inducidas

Usualmente son abiertas-conductivas aparecen como trazas oscuras, estas fracturas son continuas a través de diferentes litologías. Luthi 2001 señala que las fracturas inducidas pueden reconocerse en las imágenes de resistividad ya que se dan casi verticales y paralelas al eje principal del pozo ovalizado, están separadas a 180° entre sí, generalmente forman sinusoides incompletas. Su dirección casi constante indica el estrés horizontal principal, en pocas palabras, una fractura inducida muestra una estrecha relación con la geometría del pozo mientras que una fractura natural no, sin embargo, es todo un reto diferenciar estos dos tipos de fracturas. (Luthi, 2001)

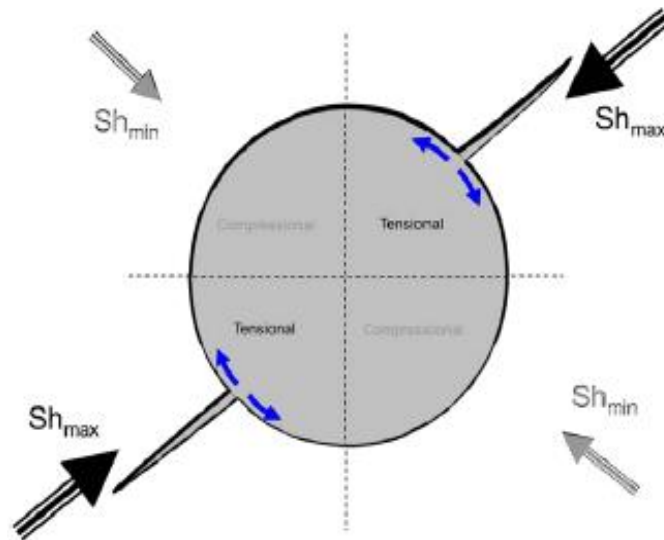


Figura 115. Rasgos Artificiales-Fracturas Inducidas.
Tomada de (Luthi, 2001)

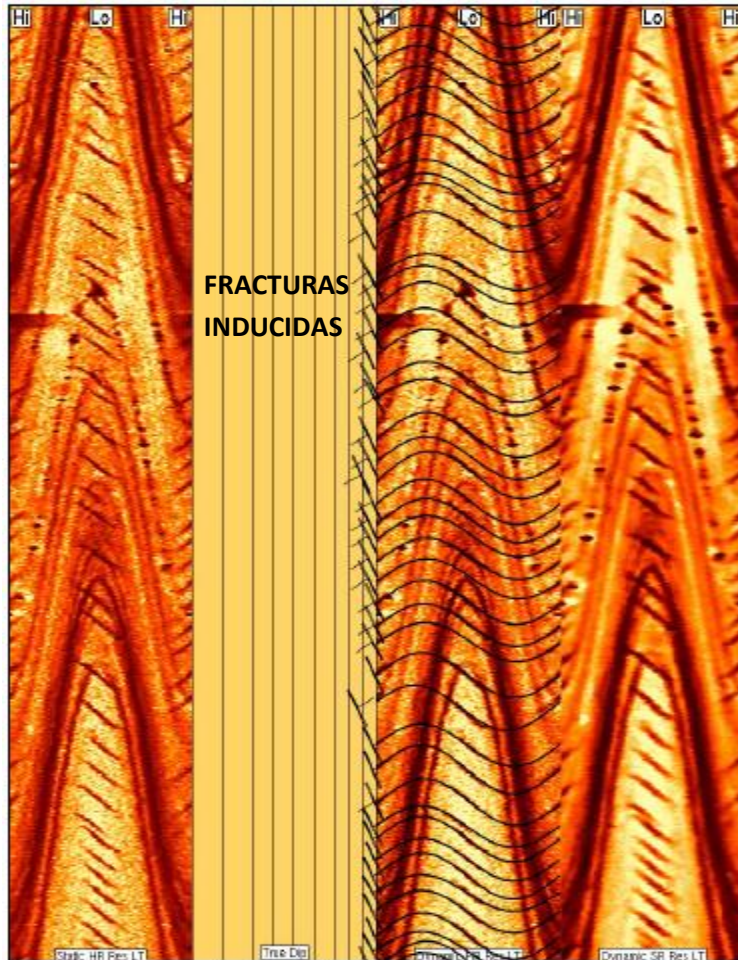


Figura 116. Fracturas Inducidas en forma de echelon. Tomada de (Ramírez D, 2015)

8.2.2 Breakouts/ Derrumbes de Pozos

La diferencia de los esfuerzos horizontales produce una elongación de la sección transversal del pozo, el eje mayor de la elipse formada es paralela a la dirección del mínimo esfuerzo horizontal, mientras que el eje menor de la elipse indica la dirección del esfuerzo máximo horizontal, el breakout se produce por el desmoronamiento de las paredes del pozo en la interceptación del eje mayor de la elipse de deformación con la pared del pozo (Zoback et al., 1985). Tanto los breakouts como las fracturas inducidas pueden aparecer juntas, en pocas palabras los breakouts no son otra cosa que fallas producidas cuando el máximo esfuerzo es radial y el mínimo esfuerzo es tangencial. Babcock 1978, asocia los breakouts con la desaceleración o pausa de la rotación de la

herramienta. En las imágenes de resistividad estos se pueden identificar ya que se presentan en bandas oscuras verticales, generalmente separados 180° entre sí.

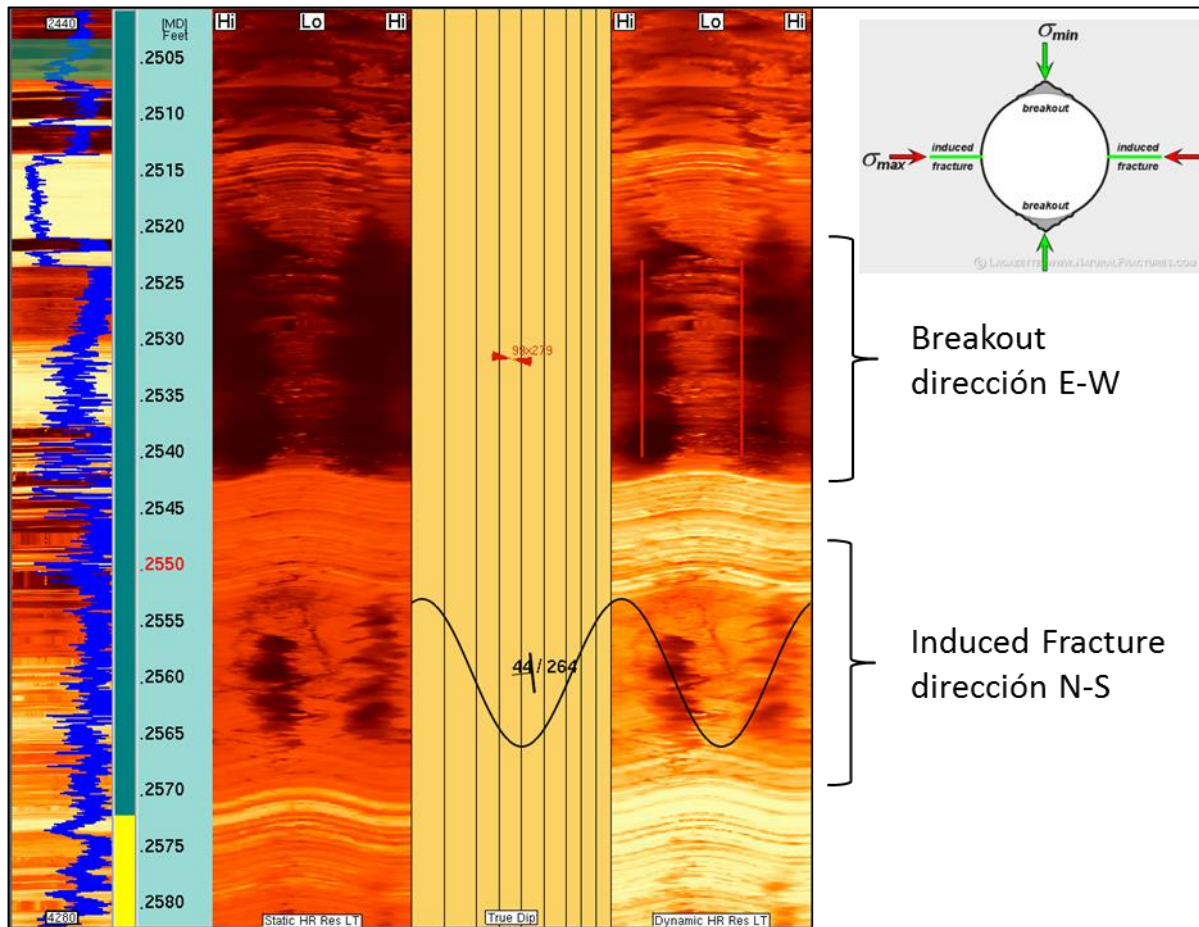


Figura 117. Fracturas inducidas y Breakouts. Tomada de: (Ramírez D, 2015).

Resumiendo, el comportamiento mecánico del hueco se puede establecer a partir del análisis de imágenes de pozo, tras excluir algunas características que se relacionan con los esfuerzos tectónicos *in-situ*; algunas características como la ovalización del hueco o los derrumbes se relacionan con el esfuerzo mínimo horizontal, sin embargo, en pozos desviados el trabajo de perforación puede provocar ovalización mecánica en la parte alta y parte baja del pozo (Zoback M. a., 2002). Los criterios que se usan para diferenciar el eje del breakout y las fracturas inducidas se describen teniendo en cuenta los siguientes argumentos, por un lado, Tingay, et al., (2008), demuestran que los breakouts se presentan como alargamientos en la sección transversal del hueco y son inducidos por los esfuerzos en la pared del hueco. Bell y Gough, (1979) afirman que los breakouts

ocurren cuando los esfuerzos alrededor del hueco exceden el esfuerzo requerido para formar fallas de compresión en la pared del hueco. Zoback et al., (1985); Bell, (1990), aseguran que el alargamiento del hueco es generado por el origen de planos conjugados de cizalla que causan que partes de la pared del hueco se desmoronen.

En los registros de imágenes los breakouts se describen como alargamientos en la sección transversal del hueco que pueden coincidir con zonas conductivas, anchas en los laterales del pozo, con apariencia borrosa; pueden estar separadas alrededor de 180° entre sí. Estos breakouts generalmente no tienen planos definidos, salvo en condiciones tempranas de formación. Por otro lado, Luthi, (2001), asegura que las fracturas inducidas de tensión y de cizalla ocurren en los cuadrantes de tensión del pozo. Las fracturas inducidas de tensión también se forman durante la perforación, seguramente por el efecto de martilleo que genera la broca cuando el gradiente de fractura es muy cercano a la presión de poro de la formación.

Las fracturas inducidas de cizalla se originan cuando se somete a la formación a un relajamiento de los esfuerzos confinantes en la periferia de la pared del pozo, es decir, una descarga de esfuerzos; en un hueco vertical esto significa que la presión del pozo excede la presión vertical, (Fjaer et al., 2008). En las imágenes las fracturas inducidas se aprecian como planos de fracturas conductivas, con buzamientos muy altos aproximadamente ($\sim 90^\circ$), generalmente, se presentan en diferentes litologías y solo se perciben en el cuadrante de tensión del elipsoide de deformación del hueco, (Halliburton, 2018).

La interpretación estructural de la imagen es un aspecto sumamente importante para el modelamiento geo mecánico. La discriminación entre los rasgos naturales e inducidos por la perforación permite tener una mejor comprensión de la geo mecánica del pozo. Es decir, una mala interpretación puede provocar errores significativos en los modelos de geo mecánica y, por ende, un análisis inadecuado de la permeabilidad del yacimiento y la estabilidad del pozo.

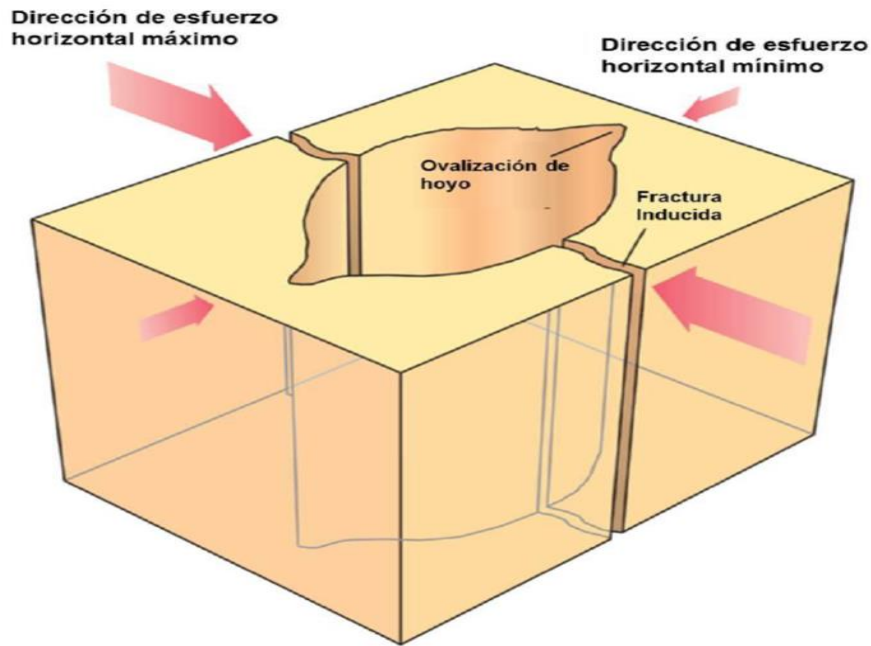


Figura 118. Bloque diagrama de Breakout y fracturas inducidas. Tomada de (Luthi, 2001)

El comportamiento mecánico del hueco puede establecerse en el análisis de imágenes de pozo, tras discriminar ciertas características que se relacionan con los esfuerzos tectónicos in-situ; algunas características como la ovalización del hueco o los derrumbes suelen asociarse con el esfuerzo mínimo horizontal, sin embargo, en pozos desviados las labores de perforación pueden inducir ovalización mecánica en la parte alta y parte baja del pozo, (Fig. 119)

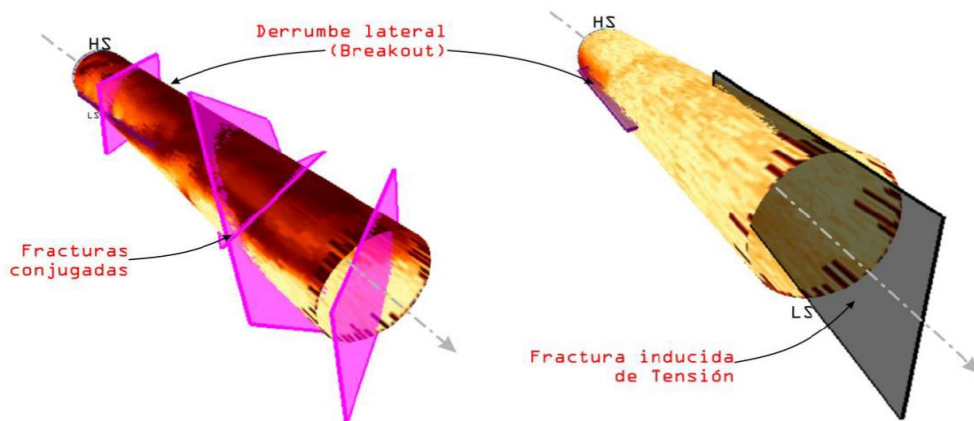


Figura 119. Esquema de un posible escenario para describir los esfuerzos. Tomada de (Sperry Drilling, 2018)

8.3 Análisis sedimentológico

El estudio sedimentológico que se llevó a cabo sirvió para entender la configuración depositacional de la Fm. Honda. Para esto fue necesario reconocer las facies, es decir las características texturales, composicionales y estructurales totales del depósito sedimentario resultante de la acumulación y modificación de un entorno particular, Según Selley (1970), las facies tienen cinco parámetros que la definen: la litología, la geometría, la paleontología, las estructuras sedimentarias y el esquema de las paleocorrientes, de acuerdo a esto existen diversos tipos de facies: litofacies, biofacies, microfacies, electrofacies, facies sísmicas, Image Facies, etc., una vez identificadas las facies se realizó la asociación de facies para entender como estas se relacionaban genéticamente en un subambiente o entorno particular.

Este fue el flujo de trabajo que se llevó a cabo para la interpretación.

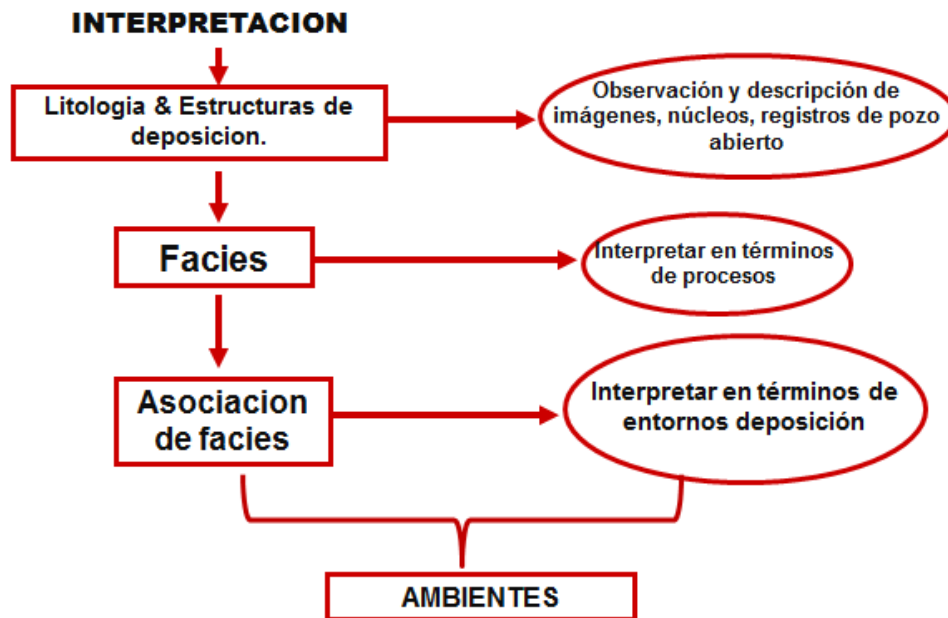


Figura 120. Flujo de trabajo en la interpretación.

Las texturas sedimentarias pueden reflejar el ambiente sedimentario, es por eso que después de una cuidadosa observación y descripción de núcleos, se utilizaron las

imágenes resistivas para apoyar el análisis litológico, textural, granulométrico y estratigráfico de la roca perforada.

A continuación, se mostrará un ejemplo de cómo se identifican los rasgos texturales y/o estratigráficos presentes en las imágenes de resistividad.

9.3.1 Límites de Capa

Son útiles para determinar el buzamiento regional, se identifican en las imágenes de resistividad por estar paralelas a sub-paralelas en capas delgadas. Los límites de capas o unidades de sedimentación (sets o cosets) representan periodos sin sedimentación, erosión o cambios completos a otro estilo de sedimentación como son las superficies de erosión y socavamiento (scour surface). Los límites de capas de arenisca se identifican por tener alta resistividad, color brillante y niveles bajos de gamma ray por otro lado los límites de shale presentan baja resistividad, un color oscuro y niveles altos de gamma ray por lo general más de 90 unidades API, (Ramírez D, 2015).

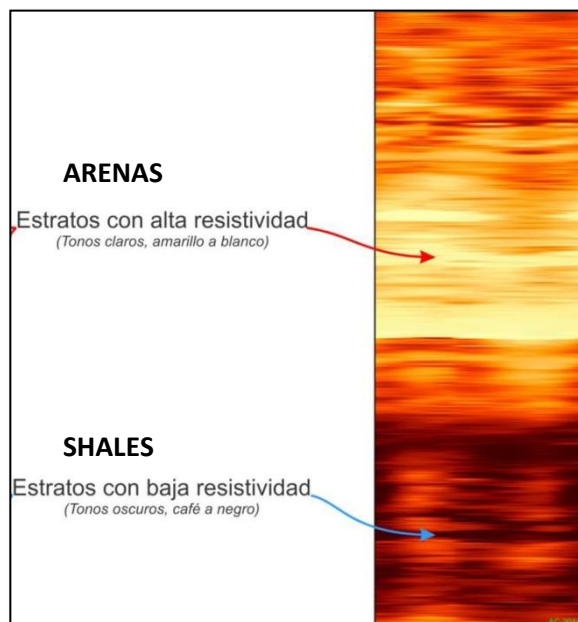


Figura 122. Estratos según su resistividad. Tomada de (Ramírez D, 2015)

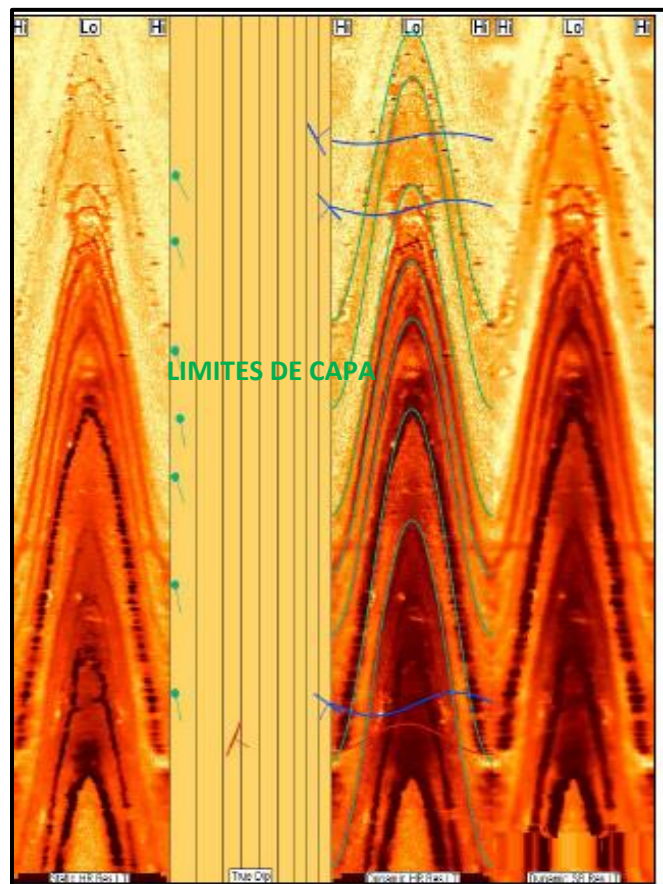


Figura 121. Límites de Capa. Tomada de (Ramírez D, 2015)

8.3.2 Estratificación Cruzada (Cross bed – XB)

Es una estructura sedimentaria física producto de la migración por tracción de ondulitas o dunas. La migración de estas formas de lecho genera una estructura interna característica que, dependiendo del tamaño, se denomina estratificación o laminación entrecruzada (Collinson y Thompson, 1989). En muchas ocasiones esta estructura es separada por superficies de erosión o de no depositación, esta estructura consiste en una serie de láminas o estratos que se inclinan hacia la superficie de sedimentación principal. La estratificación cruzada se utiliza para encontrar patrones de direcciones de paleocorrientes que pueden ser diagnóstico del ambiente de depósito y la tendencia. La estratificación cruzada se define en los intervalos de arenisca y se diferencian por sus cambios en las pendientes en comparación con las capas planas (Ramírez D, 2015).

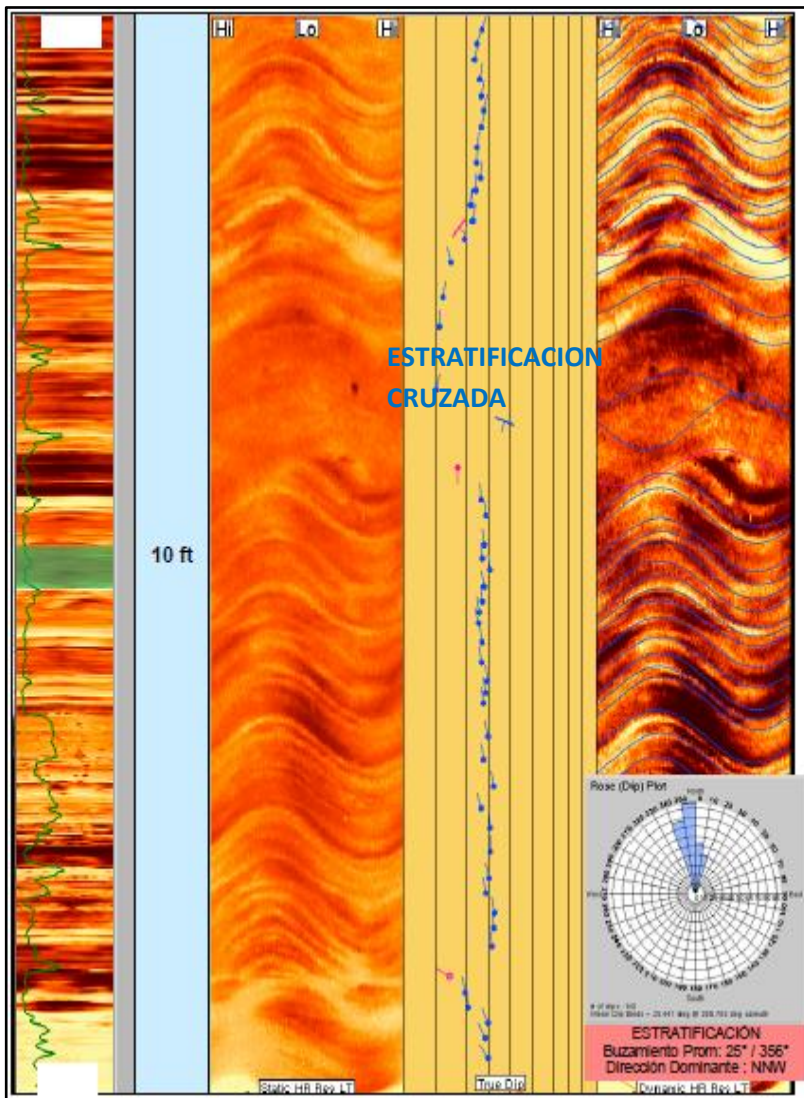


Figura 124. Estratificación Cruzada.

Figura 123. Estratificación cruzada. Tomada de (Ramírez D, 2015)

8.3.3 Laminaciones

Consiste en estratificación de escala fina (escala de mm) que representa contactos entre unidades litológicas y capas. Estos planos también se clasifican como no planas cuando sus superficies de contacto son irregulares, (Ramírez D, 2015). La laminación se observa únicamente en rocas con tamaño de grano fino a muy fino.



Figura 125. Laminaciones.

8.3.4 Superficie de erosión

Las superficies erosivas son límites de geometría irregular e inclinada, y pueden acompañarse con intraclastos y/o clastos más gruesos, que marcan una truncación o cambio significativo de la litología, y por ende, de la energía del ambiente deposicional (Ramírez D, 2015).

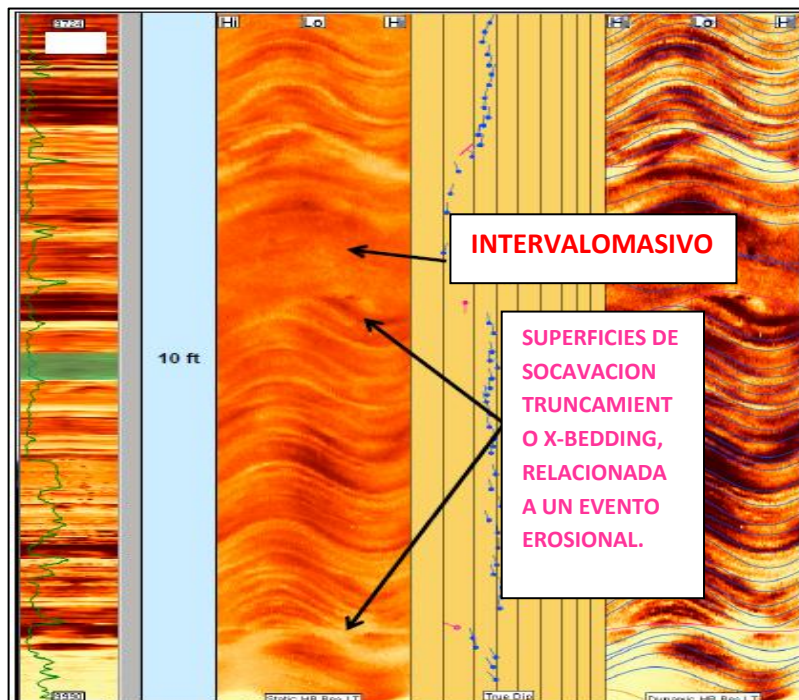


Figura 126. Superficie de erosión. Tomada de (Ramírez D, 2015)



Figura 127. Superficies de erosión.

8.3.5 Discordancias

Corresponde a un límite abstracto, con geometría de contacto neto o irregular que indica el contraste de eventos de erosión o sedimentación. La discordancia representa un hiato en el registro geológico. Este tipo de superficie puede ser el resultado de una discontinuidad en la depositación de los sedimentos, posiblemente en combinación con un proceso de erosión o de deformación (Ramírez D, 2015).

8.3.6 Depósitos de Rezago

Capas discretas de material de grano más grueso, producto de viento, agua corriente o acción de olas, que permanecen en el lugar de depósito después de que las partículas o componentes más finos fueron removidos, por lo general son indicadores de fondo de canal, conocidos también como **“Lag Deposits”** (Ramírez D, 2015).

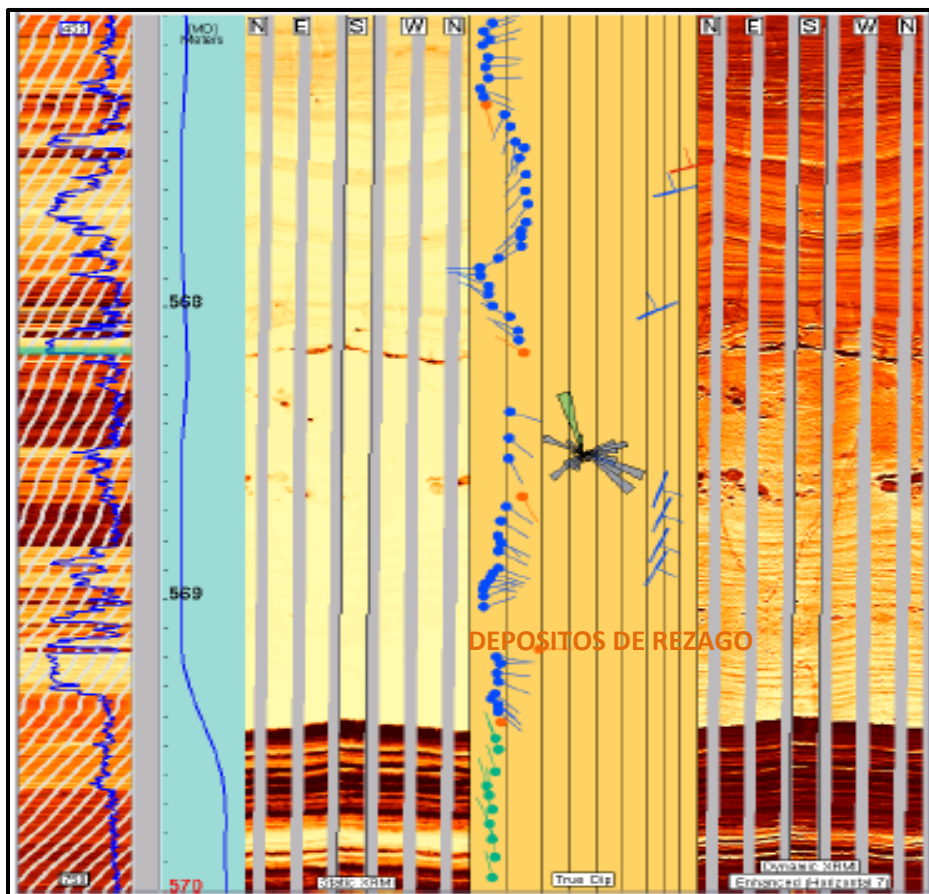


Figura 128. Depósitos de Rezago, Imágenes XMRI. Tomada de (Ramírez D, 2015)



Figura 129. Depósitos de rezago.

Textura Rocas Sedimentarias:

El tamaño de grano es un criterio fundamental para clasificar las rocas sedimentarias detríticas, siendo su morfología y su naturaleza composicional criterios adicionales para adjetivar las rocas, El tamaño de grano puede ser identificado en las imágenes resistivas y es útil a la hora de evaluar el ambiente de depositación (Boggs S. , 2009).

-Grava: > 2 mm

-Arena: 2 mm - 62 micras (1 mm = 1000 micras)

-Limo: 62 - 4 micras

-Arcilla: < 4 micras

8.3.7 Arena de tamaño grueso y gravas.

Es posible identificar en registros de imágenes los diferentes tamaños de los clastos en este caso podemos identificar arena de tamaño grueso y grava. El término Grava se refiere a un tamaño de grano determinado (>2 mm) y no implica una escasa compactación de un sedimento grueso. Este término se aplica a granos mayores que la arena gruesa y más pequeños que los cantos (Ramirez D, 2015).

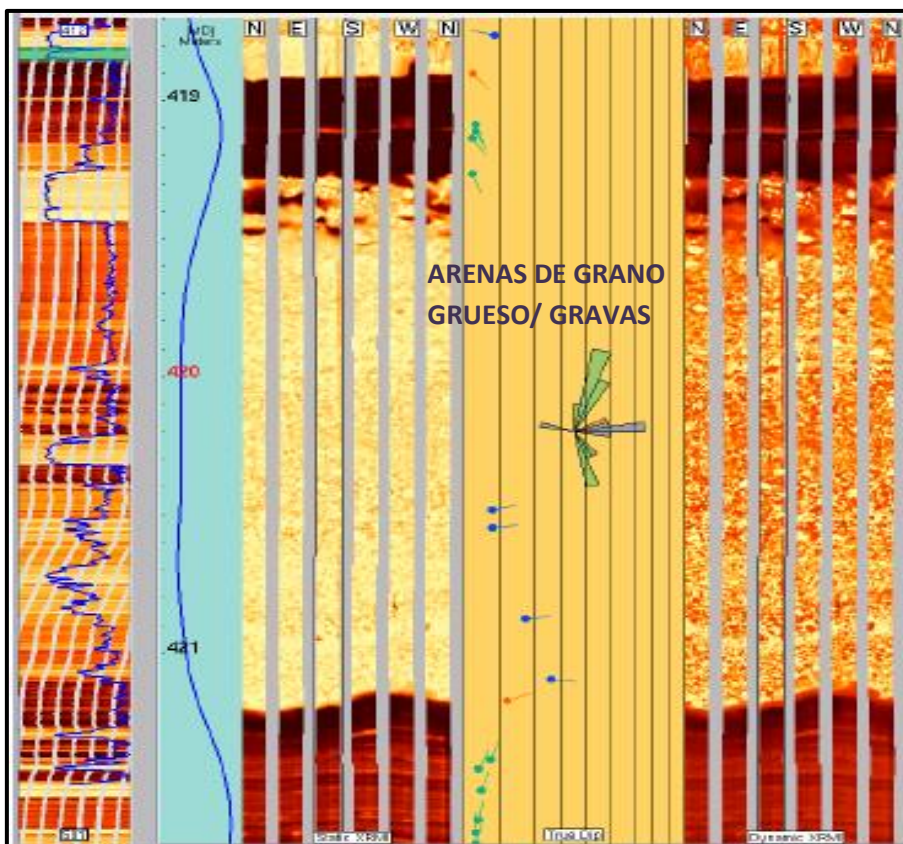


Figura 131. Arenas de grano grueso. Imágenes XMRI. Tomada de (Ramírez D, 2015)



Figura 130. Grava. Tomada de (Ponce, et. al, 2018).



Figura 132. Arenas de tamaño grueso. Tomado de (Ponce, et. al, 2018)

8.3.8 Brecha / Conglomerados

Se observa grano muy grueso mezclado con sedimentos de tamaño menor, (Ramirez D, 2015). A diferencia de las areniscas, los conglomerados son gravas litificadas constituidas de clastos redondeados a subredondeados que contienen una fracción sustancial de partículas del tamaño de grava (> 2 mm), por otro lado, las brechas Son gravas litificadas constituidas de clastos principalmente angulosos con diámetros mayores a los (> 2 mm) (Folk, 1974).

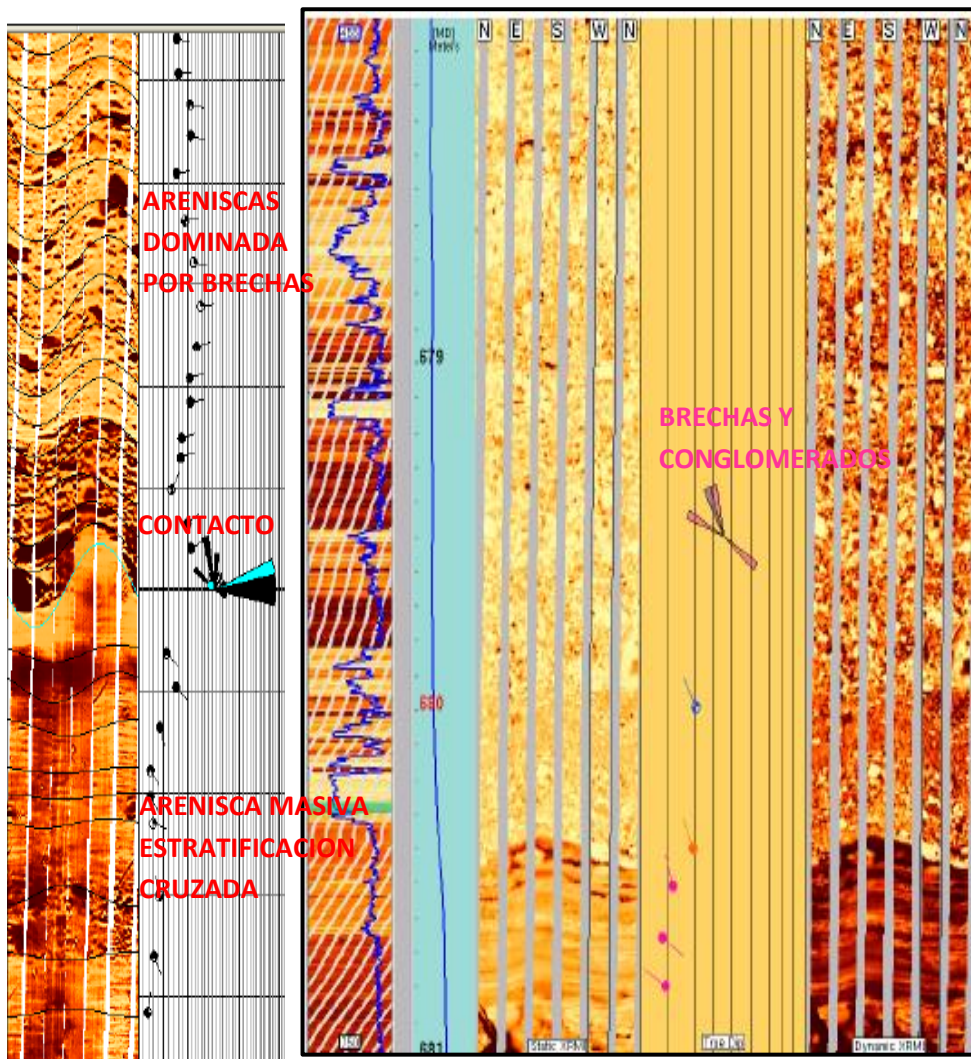


Figura 134. Conglomerado, Tomada de (Ponce, et. al, 2018)



Figura 135. Brecha, Tomada de (Ponce, et. al, 2018)

Figura 133. Brechas o Conglomerados. Imágenes XMRI. Tomada de (Ramírez D, 2015)

8.3.9 Contacto Gradacional

No tiene límites de capa definidos

- Gradación normal: usualmente representa una disminución de la energía o una rápida deposición.
- Gradación inversa: es rara, pero es característica de flujo de grano o debris (Ponce, et. al, 2018).

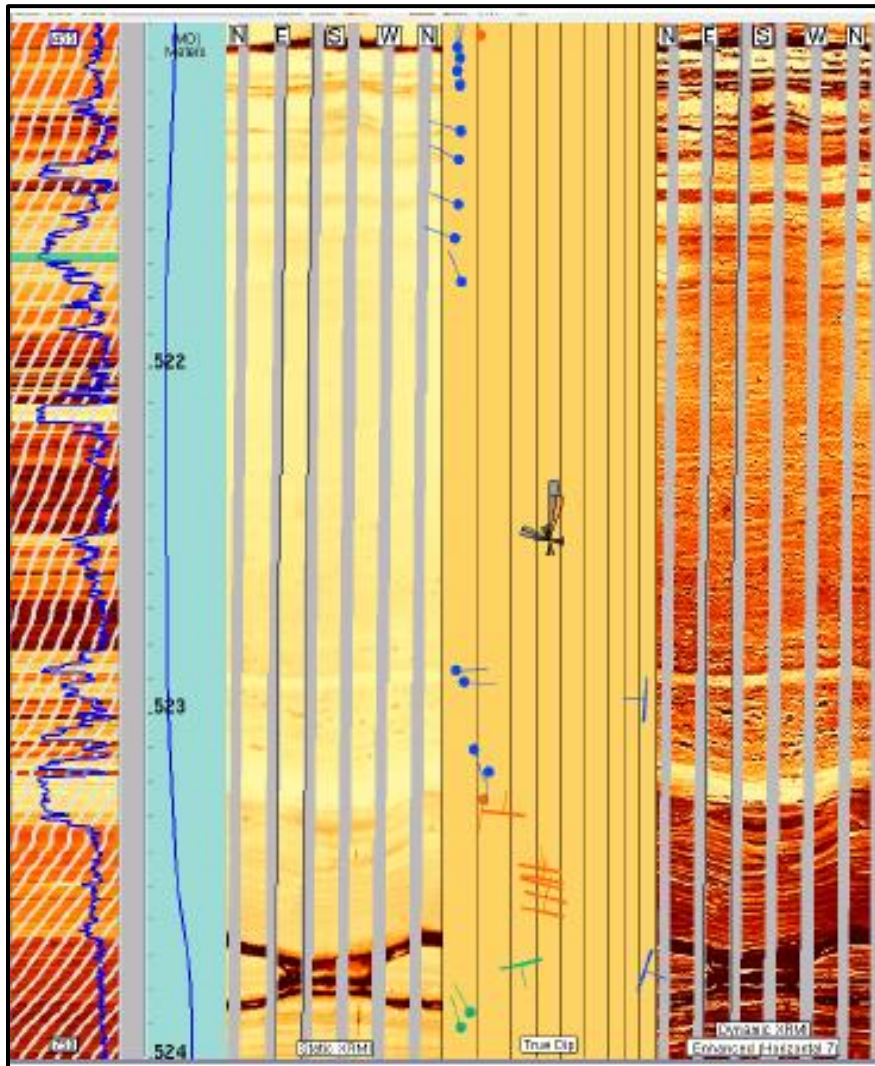


Figura 136. Gradacional. Imágenes XMRI. Tomada de (Ramírez D, 2015)



Figura 137. Gradación Normal.

8.3.10 Deformación Syn-Sedimentaria

Ocurre antes de consolidación, Sedimentos de flujo o derrumbe de taludes (Ramirez D, 2015).

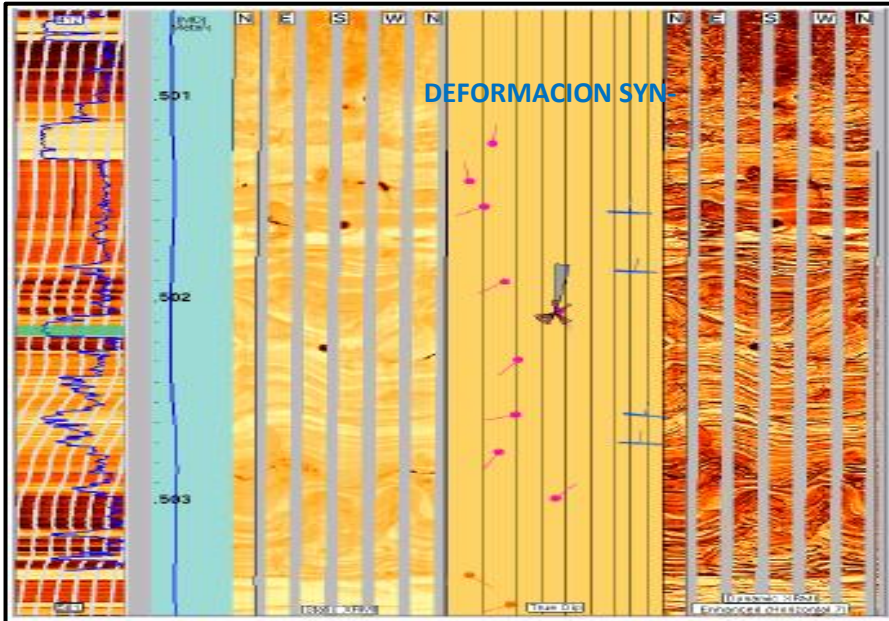


Figura 138. Deformación Syn-Sedimentaria. Imágenes XMRI. Tomada de (Ramírez D, 2015)



Figura 139. Deformación Syn-Sedimentaria.

8.3.11 Estructuras de escape de fluido (Flame)

“Las estructuras de llamas (Flame) son proyecciones de lodo en forma de llama que se extienden hacia arriba desde una unidad de lutita a un lecho superior de composición diferente, comúnmente arenisca, estas estructuras varían en altura desde pocos milímetros hasta varios centímetros, en muchos casos estas llamas se extienden directamente hacia arriba en la capa suprayacente, ahora bien hay casos donde estas llamas se inclinan hacia abajo, estas se generan por baja densidad, lodos que pueden estar saturados de agua que migran hacia arriba en capas de arena más densas debido al peso de la arena” (Boggs S. , 2009).

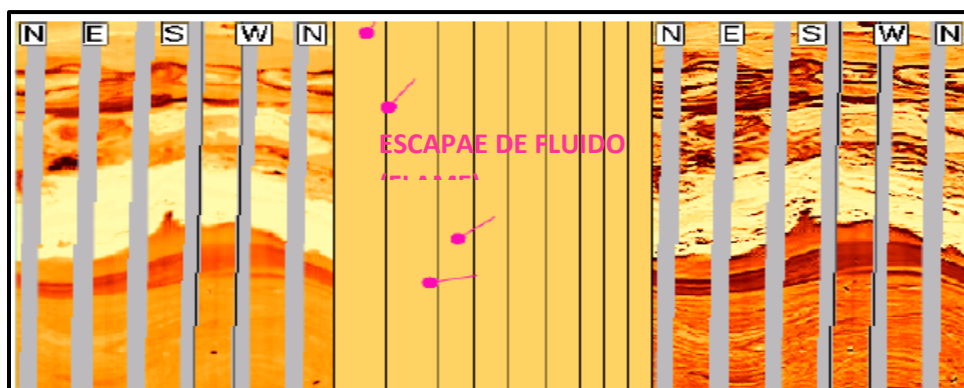


Figura 140. Escape de fluido (FLAME). Imágenes XMRI Tomada de (Ramírez D, 2015)

8.3.15 Bioturbación

Es la modificación o retrabajo de los sedimentos, realizado por organismos que viven sobre o dentro de los mismos, Se reconocen cuatro categorías amplias de estructuras de bioturbación (madrigueras, pistas, senderos, estructuras de penetración de raíces) que surgen de la actividad orgánica que tienden a penetrar, mezclar o alterar los sedimentos, en las imágenes se observan comúnmente como capas masivas o perturbadas (Ramírez D, 2015).



Figura 141. Bioturbación. Imágenes XMRI. Tomada de (Ramírez D, 2015)

9.3.12 Grietas de desecación

Son producto de la evaporación de agua contenida en sedimentos cohesivos (lodos) (Ramírez D, 2015).

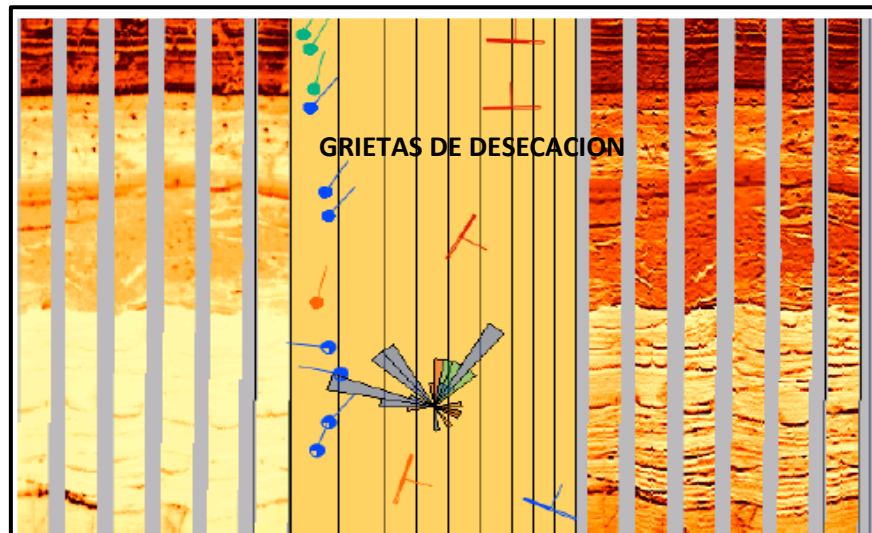


Figura 142. Grietas de desecación. Imágenes XMRI. Tomada de (Ramírez D, 2015)

8.3.13 Bioturbación-(Burrows)

Se observan rasgos verticales a sub verticales pueden ser conductivos o resistivos (Ramírez D, 2015).

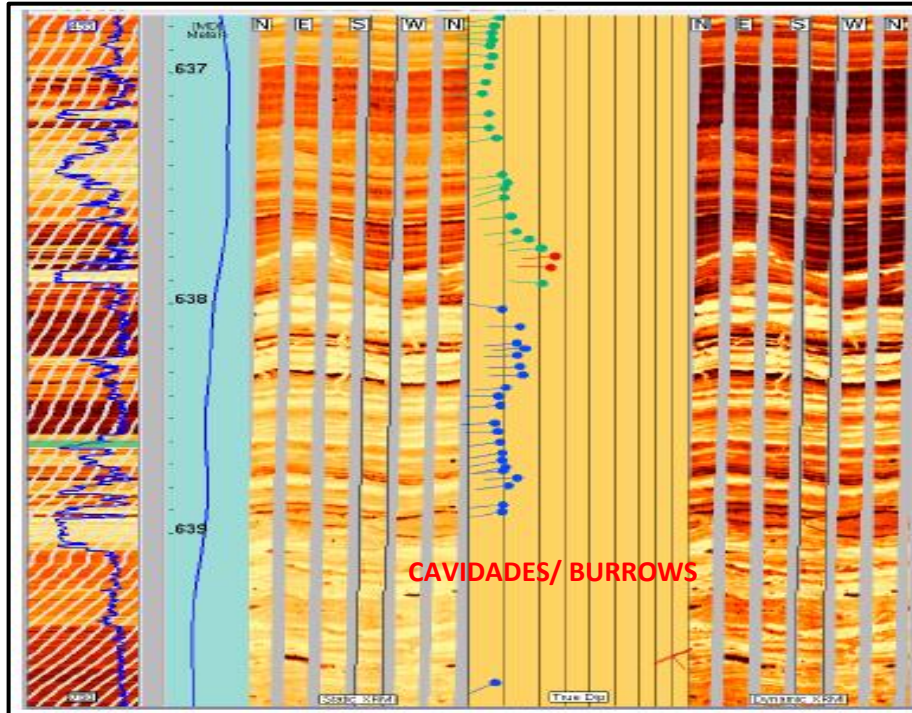


Figura 143. Cavidades o Burrows. Imágenes XMRI. Tomada de (Ramírez D, 2015)

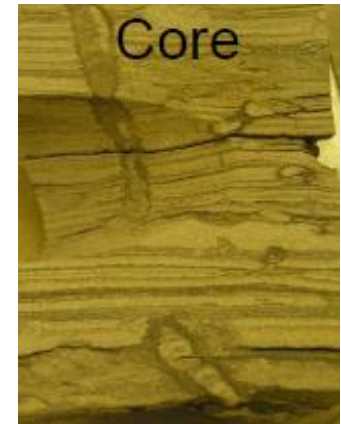


Figura 144. Burrows

8.3.14 Marcas de raíces

Las raíces se observan en las imágenes resistivas como rasgos verticales a sub-horizontales pueden ser conductivos o resistivos además disminuyen de espesor con profundidad y es bastante complicado distinguir entre vetas, fracturas o “burrows” (Ramírez D, 2015).

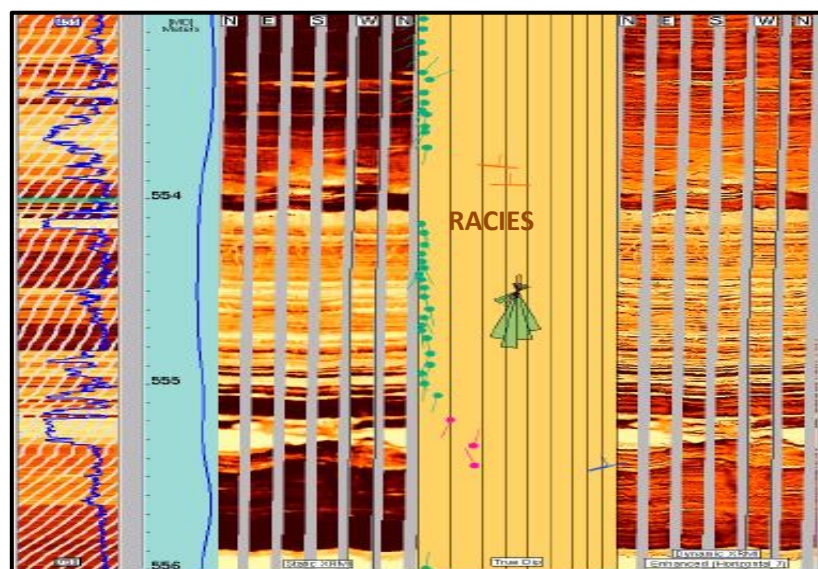


Figura 145. Raíces. Imágenes XMRI. Tomada de (Ramírez D, 2015)

8.3.16 Pirita/Arcilla

Aparecen como manchas oscuras (conductivas) Se ven como capas, diseminadas o de reemplazamiento, Grandes concentraciones pueden afectar las lecturas de registros convencionales (Ramirez D, 2015).

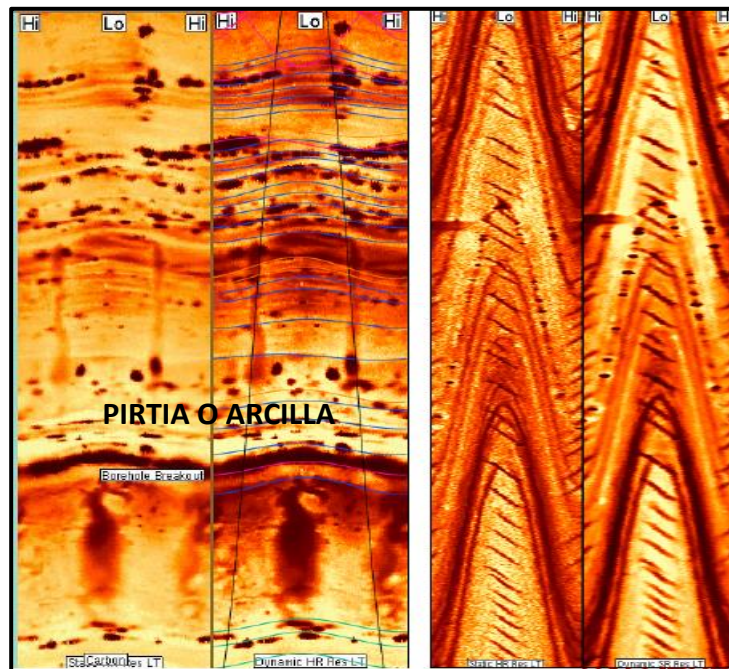


Figura 146. Pirita o Arcilla. Tomada de (Ramírez D, 2015)

8.3.17 Concreciones

Generalmente resistivas (calcita o cuarzo) Esféricas u ovaladas. Formadas por precipitación de cemento mineral dentro de estratos que ya han sido depositados alrededor de un núcleo (Ramirez D, 2015).

8.3.18 Nódulos

Resistivos (chert) o conductivos (óxidos de Fe) Esféricos o irregularmente redondeados Reemplazamiento de estructura secundaria durante diagénesis (Ramirez D, 2015).



Figura 147. Concreciones y Nódulos. Imágenes XMRI. Tomada de (Ramírez D, 2015)

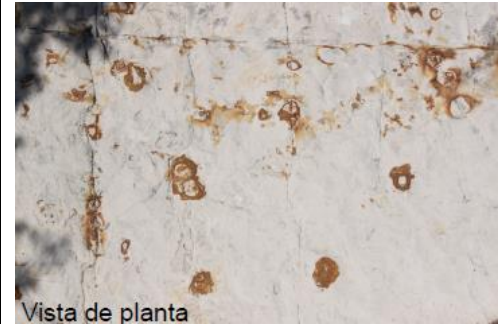


Figura 148. Nódulos y Concreciones.

8.3.19 Rasgos Diageneticos – Estilolitos

Apariencia de “Zigzag” Formados como resultados de presión – disolución, Residuo insoluble (generalmente conductivo) Puede actuar como una barrera para permeabilidad (Ramírez D, 2015).

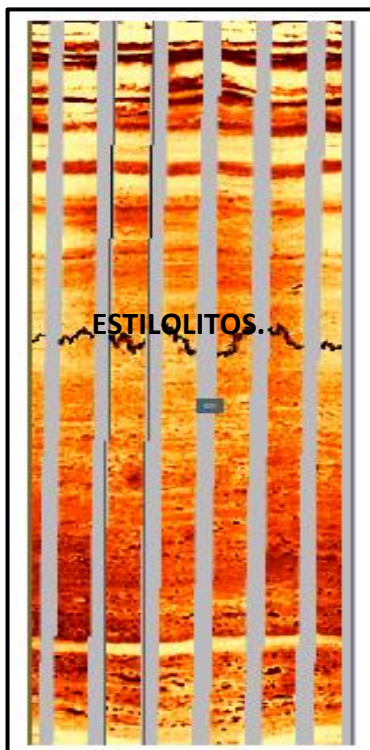


Figura 150. Estilolitos. Imágenes XMRI. Tomada de (Ramírez D, 2015)



Figura 149. Estilolitos.

9. ANALISIS DE RESULTADOS REGISTROS DE IMÁGENES

9.1 Análisis Fracturas y Fallas Formación Honda/ Formación Monserrate.

El pozo Dina K-R está situado en la sub-cuenca Neiva en el campo Dina Cretáceos; (Fig. 151). El intervalo para la interpretación del pozo está comprendido entre 830.00 ft - 7.023.00, abarcando así las formaciones Fm. Honda, Fm. Barzalosa, Fm. Guaduala, TKGbas, Fm Monserrate y Fm. Villeta.

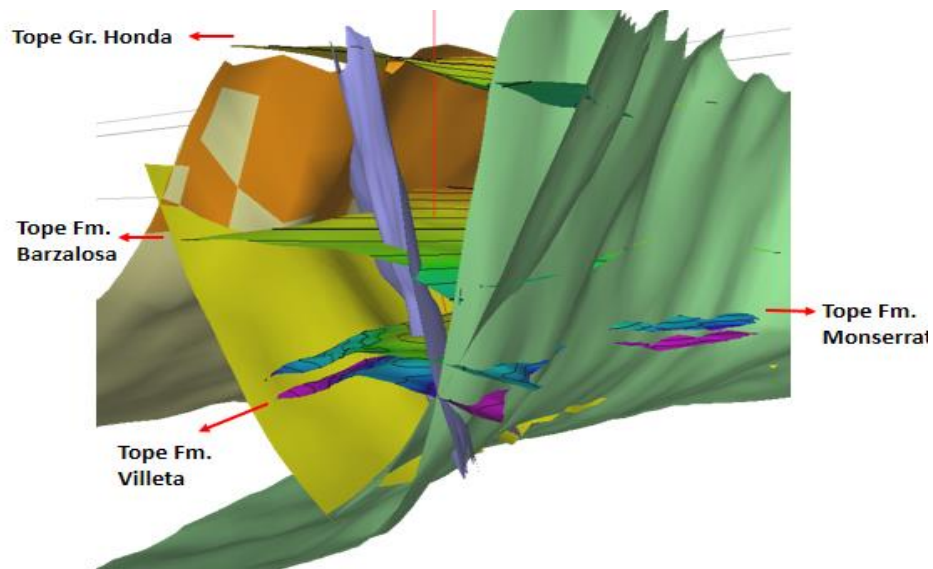


Figura 151. Formaciones de interés que atraviesan el pozo DINA K-R

Las imágenes de pozo obtenidas con la herramienta AFR ayudaron a caracterizar la distribución de fracturas dentro de las formaciones de interés en el pozo Dina K-R, el análisis estructural fue importante ya que brindó información esencial del estado de las fracturas dentro del reservorio y permitió conocer la dirección de los esfuerzos a los que fue sometida la roca perforada.

Para la evaluación de fracturas no solo se utilizó el núcleo obtenido de la formación Honda, sino que también se implementaron datos de registros para obtener un análisis geoestadístico detallado, es decir, orientación, apertura, y cobertura de las fracturas presentes dentro del grupo Honda y Fm. Monserrate, con esto se logró identificar los diferentes tipos de fracturas, algo que no se puede hacer utilizando únicamente cores y registros convencionales de pozo.

El análisis geoestadístico se llevó a cabo por formaciones ya que la fractura se ve afectada por el modo depositacional, litología y actividades tectónicas, con esto se evaluó la distribución, frecuencia, longitud, ancho, morfología y orientación de la fractura dentro del yacimiento haciendo énfasis en la Formación Monserrate y Grupo Honda.

En las siguientes páginas se presentan los resultados del análisis de fallas y fracturas y así mismo el análisis estadístico que se obtiene de la interpretación del registro de imágenes resistivas AFR.

A lo largo de la sección, se emplean diferentes gráficos estadísticos (perfil de buzamientos, diagramas de rosas de Schmidt, gráfico de vectores acumulados de azimut, gráficos de densidad de polos e histogramas de azimut de buzamiento), como apoyo para la descripción estructural de todos los eventos seleccionados. Los datos adquiridos se procesaron usando el software interno Borehole Imaging Studio (BIS).

Las características estructurales analizadas fueron diferentes tipos de fracturas en capas de arena y lutitas. No se apreciaron fallas ni microfallas en la Fm. Honda, sin embargo, en la Fm. Monserrate si se apreciaron 5 microfallas con dirección de buzamiento al NNE-SE, estas se verificaron por medio de los gráficos de acumulación y secciones transversales.

La selección de fracturas naturales en los registros de imágenes resistivas y su integración y comparación con las imágenes de núcleos de la Fm. Honda se hizo con el fin de clasificarlas morfológicamente, sin embargo, en la Fm. Monserrate no fue posible esta comparación debido a que no se obtuvo Core en la formación, adicionalmente se identificaron fracturas inducidas Breakouts durante la perforación,

con el fin de conocer el régimen de esfuerzos en el pozo y así poder establecer relaciones entre este tipo de fracturas y las fracturas naturales de la formación.

A partir de comparación núcleos se pudo comprobar que las fracturas que fueron clasificadas como conductivas en los registros de imágenes corresponden como fracturas naturales de morfología abierta donde el fluido de perforación conductivo se aloja en estas fracturas generando sinusoides de color oscuro que cortan las estructuras sedimentarias, a su vez fue posible observar con la integración de núcleos, que las fracturas interpretadas como resistivas en las imágenes, corresponden a fracturas mineralizadas debido a que el mineral es de mayor resistividad que la roca que lo contiene se forma un halo de resistividad de color blanco. El software BIS permito determinar el plano de la fractura y así mismo asignar una magnitud de buzamiento y un azimut de buzamiento para cada una de las fracturas analizadas. Estas se agruparon en diferentes conjuntos. Cada conjunto se analizó por separado para calcular la magnitud, el azimut de inclinación y la dirección de rumbo. El objetivo principal detrás de la determinación de las direcciones de las fracturas era identificar las direcciones de las principales tensiones horizontales del pozo, a continuación, se mostrarán los resultados estructurales y el análisis de estos.

En la figura 152 podemos observar una vista en planta de las dos formaciones de interés estudiadas en esta sección.

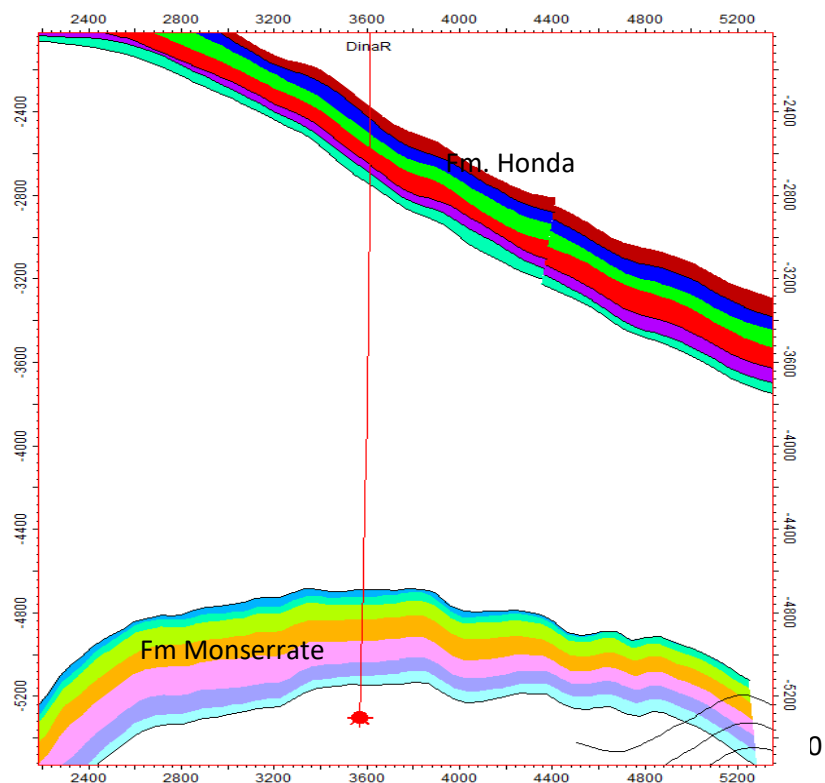


Figura 152. Vista en planta Fm Honda y Fm Monserrate.

Fracturas Abiertas:

Se analizaron un total de 49 fracturas naturales abiertas en la Fm. Honda del pozo Dina K-R, típicamente estas fracturas se presentaron en una unidad litológica. De vez en cuando se observaron continuas a lo largo de la formación, fue por eso que solo se creó un conjunto para agrupar todas las fracturas naturales abiertas de esta formación. A cada fractura se le asignó una magnitud de buzamiento y un azimut de buzamiento al momento de picarlas en la imagen y fueron trazadas en un stereonet de Schmidt donde se obtuvieron dichas medidas para el conjunto total. La dirección de buzamiento no fue del todo preferencial para las fracturas abiertas sin embargo tuvo una tendencia NE-SE con un azimut promedio de 355 grados, Por otro lado, en la Fm. Monserrate fueron identificadas 144 fracturas abiertas su dirección de buzamiento hacia el WSW-NW con un azimut promedio de 191 grados. Es importante mencionar que las fracturas o fallas pueden ser conducto de fluidos, esto nos puede indicar que Monserrate puede ser un reservorio viable debido a su alto fracturamiento, el fallamiento presente en la formación, la apertura que estas presentan, a continuación, se presentan los resultados obtenidos y analizados.

Fracturas Cerradas:

En cuanto a las fracturas cerradas en Honda fueron identificadas 18 fracturas de este tipo el cual tenían una dirección de buzamiento preferencial variable hacia NW-SW con un azimut promedio de 267 grados, en Monserrate se identificaron 7 fracturas cerradas con una dirección de buzamiento variable con tendencia al WSW-NE estas fracturas suelen estar rellenas por mineralizaciones secundarias; es esencial resaltar que estos procesos pueden hacer que las fracturas sean más resistivas cuando se rellenan con minerales resistivos (ej. calcita, cuarzo), sin embargo, las fracturas cerradas pueden parecer conductivas cuando se encuentran rellenas con minerales conductivos (ej. pirita, arcilla), por eso es difícil diferencia muchas veces este tipo de fracturas. El tipo de mineral no puede reconocerse con las imágenes micro resistivas esto se puede saber utilizando el núcleo obtenido de la formación.

Fracturas Parciales:

Las fracturas parciales no son más que fracturas con trazos discontinuos tanto resistivos como conductivos que sugieren rupturas o mineralizaciones parciales, en Honda se identificaron 49 fracturas parciales con dirección de buzamiento preferencial NNE, con un azimut de 300 grados, en Monserrate se identificaron 72 fracturas de este tipo con dirección NE-S con un azimut de 264 grados.

Microfallas:

Como se dijo anteriormente en Honda no se identificaron fallas ni microfallas durante el análisis, pero en Monserrate si fue posible identificar microfallas con sentido NNE-SE con un azimut de 355 grados. Estas microfallas fueron identificadas por el fracturamiento constante en una zona específica, por los cambios de la dirección de buzamiento en los planos de falla, por el truncamiento de capas, entre otras. También fue posible identificar estas microfallas por los quiebres en los gráficos de acumulación figura 152.

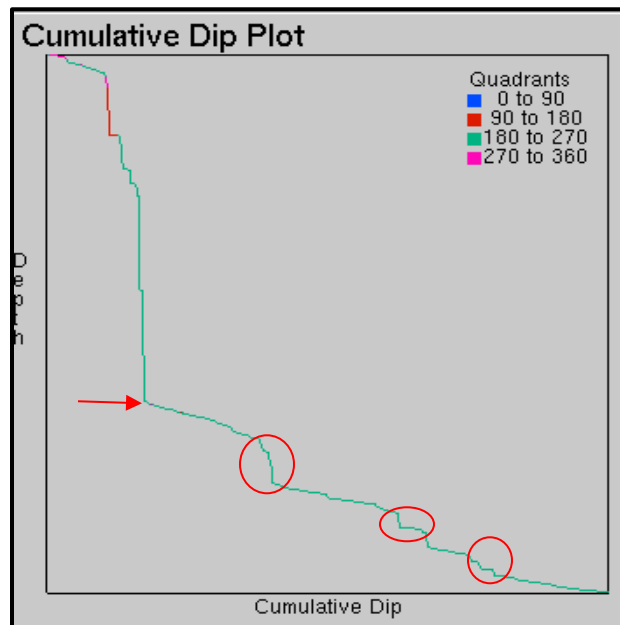


Figura 153. Grafico acumulación. Quiebres en Fm. Monserrate. Donde se encuentra la flecha roja indica el tope de la Formación.

Breakouts:

Finalmente, los breakouts o derrumbes de pozos fueron identificadas a lo largo de ambas formaciones, en Honda con una dirección preferencial NW-SE y en Monserrate NE-SW. No fue posible identificar fracturas inducidas por la perforación en estas dos formaciones.

A continuación, se presenta un mapa estructural al tope del Grupo Honda,

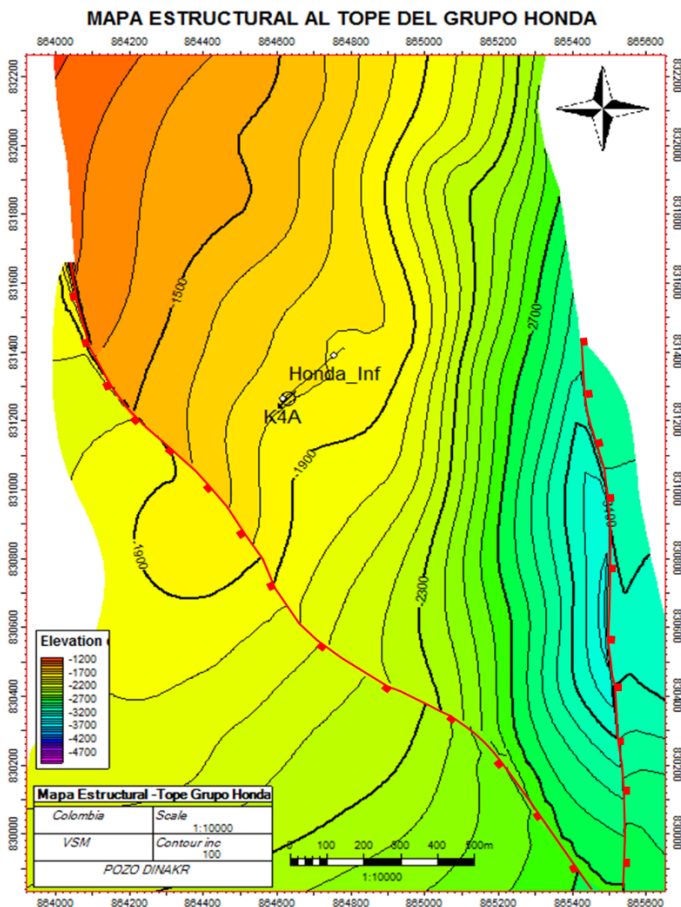


Figura 155. Mapa estructural al tope del Grupo Honda.

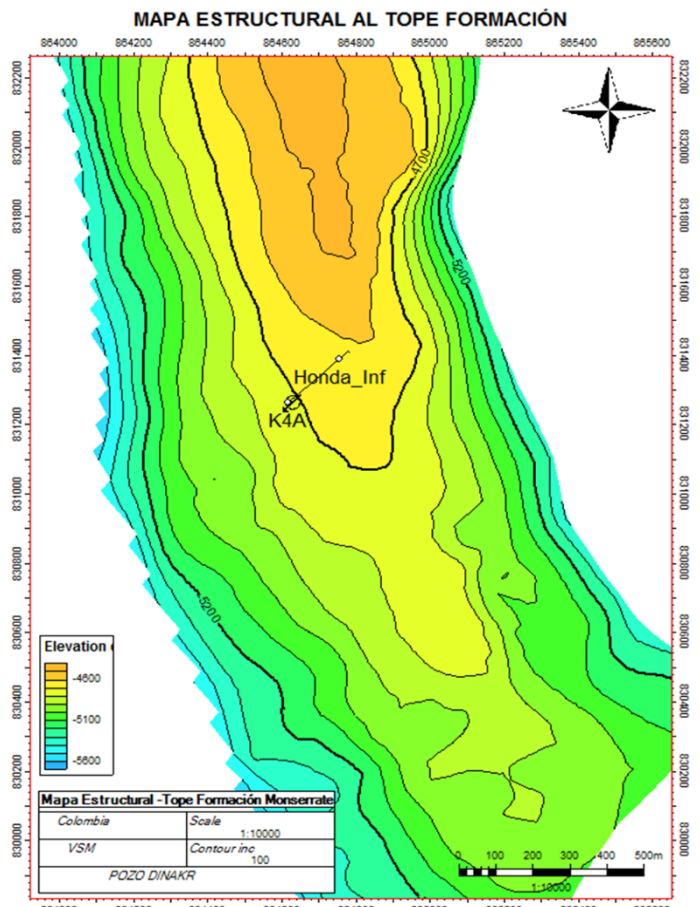


Figura 154. Mapa Estructural al tope de la formación.

9.1.2 Análisis estructural y fracturas en la Formación Honda

9.1.2.1 Fracturas Abiertas

Se analizaron un total de 37 fracturas naturales abiertas en la Fm. Honda, La dirección de buzamiento preferencial de las fracturas abiertas fue NE-SE con un azimuth con tendencia variable.

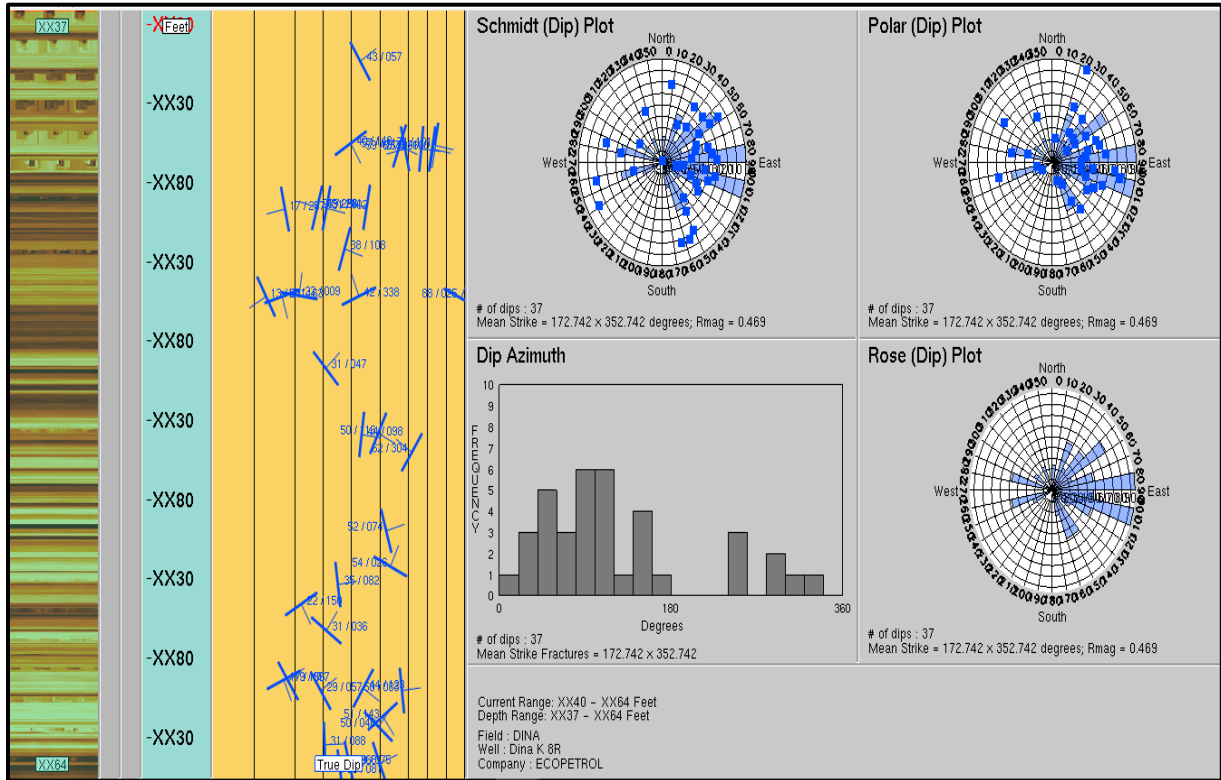


Figura 156. Estadística Estructural Grupo Honda en el intervalo registrado, identificación de fracturas abiertas y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento.

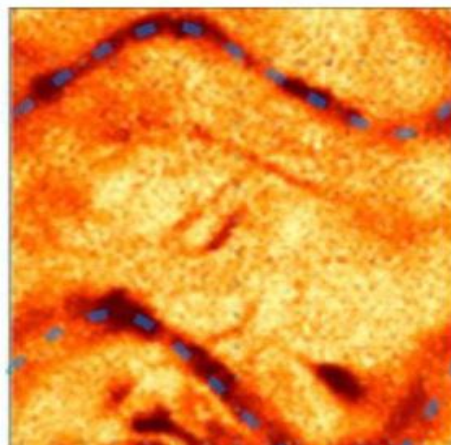


Figura 157. Fracturas abiertas.

Fracturas Abiertas dentro en un intervalo de la Fm. Honda.

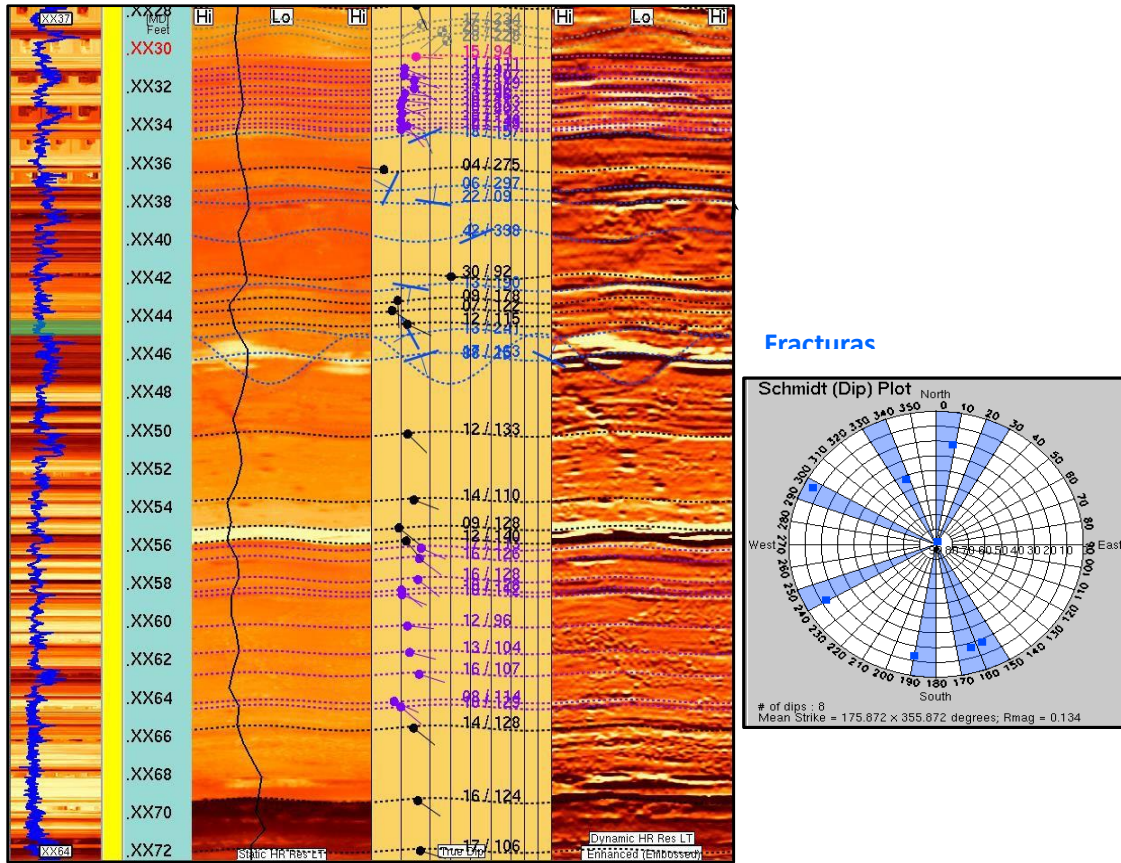


Figura 158. Fracturas Abiertas en un tramo Fm. Honda, con su dirección preferencial de

FRACTURAS ABIERTAS FORMACIO HONDA						
Depth	True M	True Azi	DipType	Strike Azi	Strike Azi2	Dip Direction
1619.401	43.25	57.41	Open Fracture	147.41	327.41	ENE
1882.18	39.83	148.44	Open Fracture	58.44	238.44	SSE
1886.777	74.42	100.74	Open Fracture	10.74	190.74	E
1889.639	57.15	110.8	Open Fracture	20.8	200.8	ESE
1897.819	67.26	96.4	Open Fracture	6.4	186.4	E
1897.986	58.6	257.05	Open Fracture	167.05	347.05	W
1898.444	72.98	100.12	Open Fracture	10.12	190.12	E
2081.073	45.05	280.55	Open Fracture	10.55	190.55	W
2082.281	27.58	285.97	Open Fracture	15.97	195.97	WNW
2085.115	31.39	102.12	Open Fracture	12.12	192.12	E
2087.76	17.38	257.49	Open Fracture	167.49	347.49	W
2213.909	37.75	108.32	Open Fracture	18.32	198.32	ESE
2357.737	21.54	8.51	Open Fracture	98.51	278.51	N
2359.499	42.49	337.55	Open Fracture	67.55	247.55	NNW
2364.619	12.79	240.76	Open Fracture	150.76	330.76	WSW
2365.854	16.92	162.95	Open Fracture	72.95	252.95	SSE
2365.952	88.05	24.81	Open Fracture	114.81	294.81	NNE
2587.752	31.08	47.42	Open Fracture	137.42	317.42	NE
2796.092	49.63	116.21	Open Fracture	26.21	206.21	ESE
2852.9	61.57	303.83	Open Fracture	33.83	213.83	WNW
3101.835	52.46	73.6	Open Fracture	163.6	343.6	ENE
3212.311	53.8	25.8	Open Fracture	115.8	295.8	NNE
3271.327	35.42	82.3	Open Fracture	172.3	352.3	E
3335.754	22.36	150	Open Fracture	60	240	SSE
3414.468	31.23	35.55	Open Fracture	125.55	305.55	NNE
3574.74	18.52	56.95	Open Fracture	146.95	326.95	ENE
3575.212	17.36	156.04	Open Fracture	66.04	246.04	SSE
3600.628	44.31	123.02	Open Fracture	33.02	213.02	ESE
3605.122	29.31	56.78	Open Fracture	146.78	326.78	ENE
3606.055	58.02	83.21	Open Fracture	173.21	353.21	E
3690.143	51.12	143.13	Open Fracture	53.13	233.13	SSE
3717.883	49.63	40.22	Open Fracture	130.22	310.22	NE
3777.333	30.73	87.63	Open Fracture	177.63	357.63	E
3834.807	39.45	75.1	Open Fracture	165.1	345.1	E
3835.119	50.17	68.11	Open Fracture	158.11	338.11	ENE
3863.297	36.29	81.32	Open Fracture	171.32	351.32	E

Tabla 6. Fracturas Abiertas. Dirección y Buzamiento. Fm. Honda

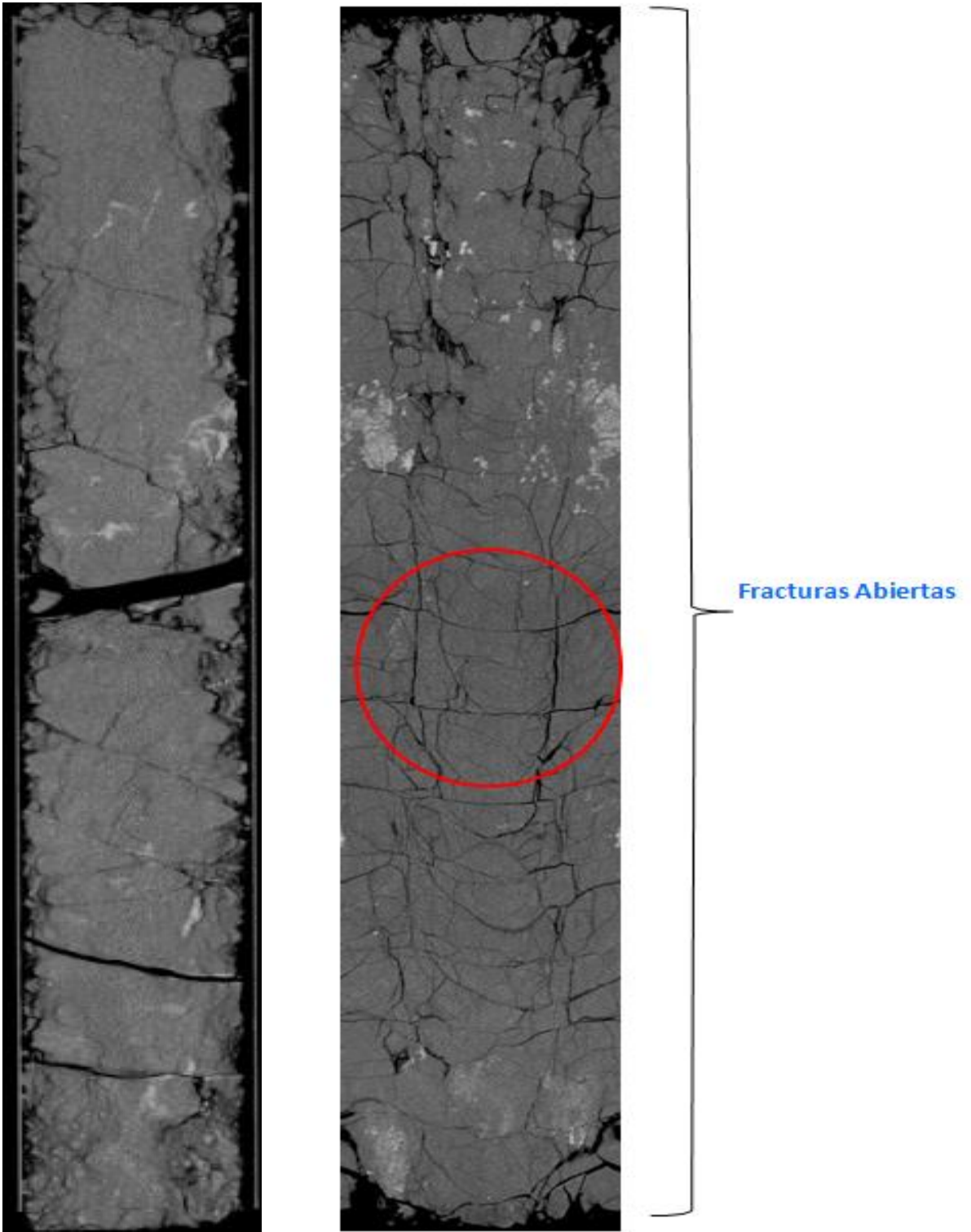


Figura 159. Fracturas Abiertas Core Fm. Honda.

9.1.2.2 Fracturas Cerradas

Fueron identificadas 15 fracturas de este tipo el cual tienen una dirección de buzamiento preferencial variable hacia NW-SW con un azimut promedio de 239 grados.

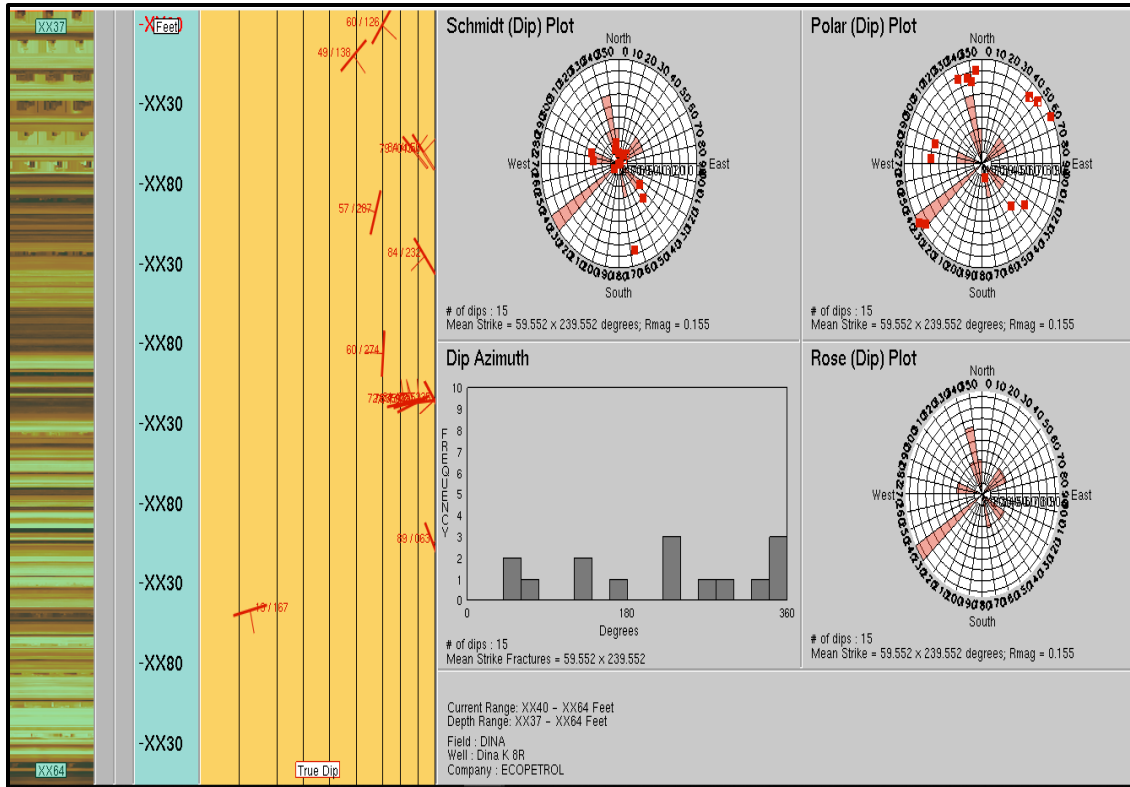


Figura 160. Estadística Estructural Grupo Honda en el intervalo registrado, identificación de fracturas cerradas y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento.

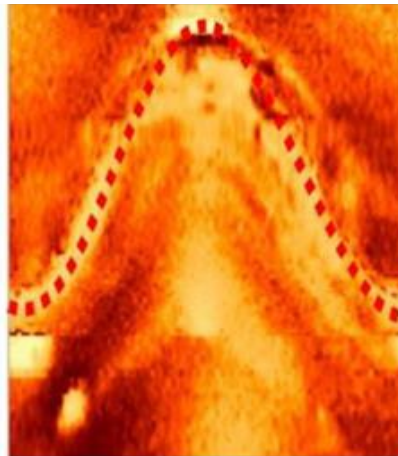


Figura 161. Fracturas Cerradas

Fracturas Cerradas dentro en un intervalo de la Fm. Honda.

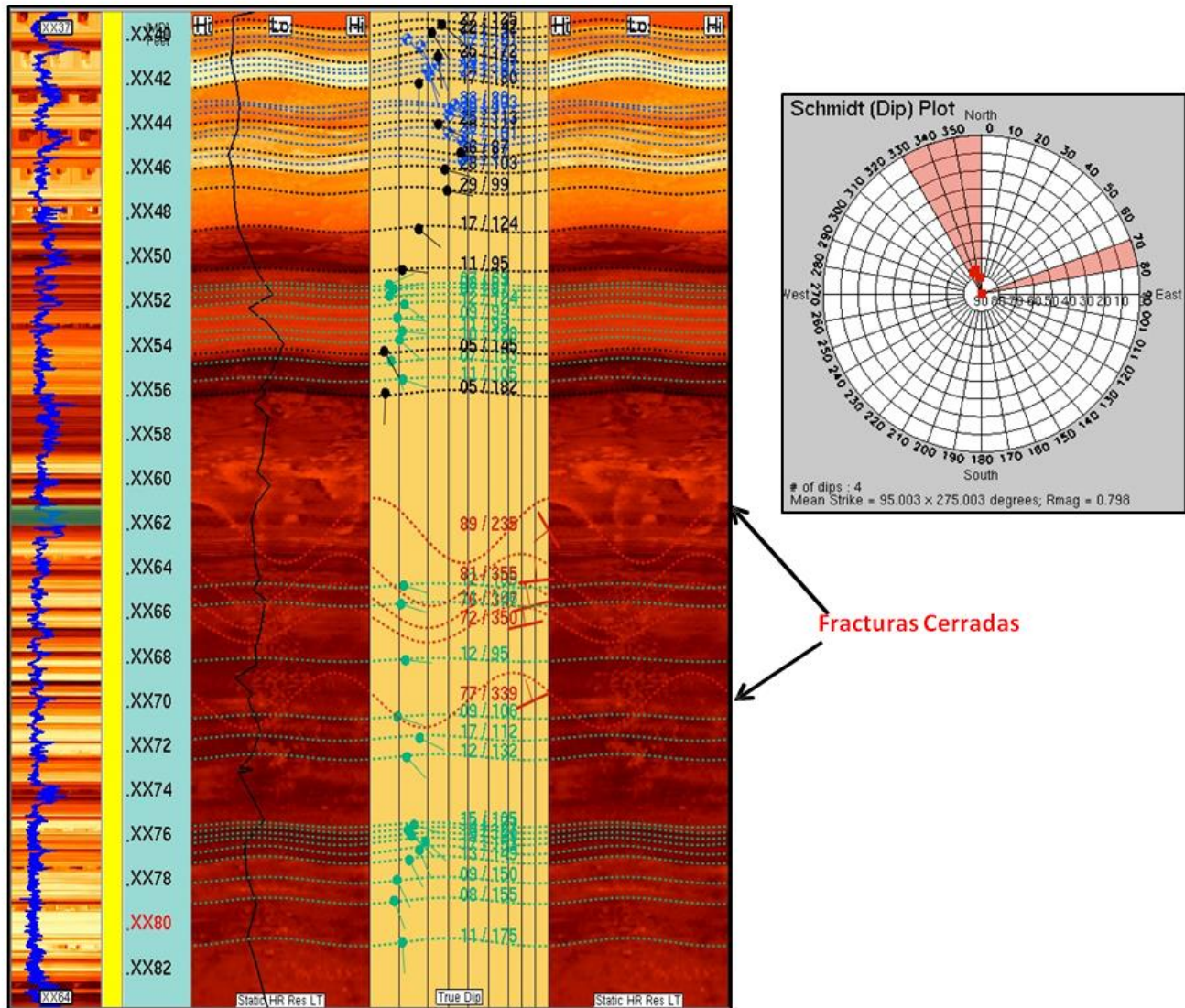


Figura 162. Fracturas Cerradas en un tramo de la Fm. Honda, con su dirección preferencial de buzamiento.

FRACTURAS CERRADAS FORMACIO HONDA							
Depth	True M	True Azi	DipType	Strike Azi1	Strike Azi2	Dip Direction	
1508.787	60.06	126.07	Closed Fracture	36.07	216.07	ESE	
1604.591	49.15	137.63	Closed Fracture	47.63	227.63	SE	
1902.61	83.53	50.21	Closed Fracture	140.21	320.21	ENE	
1903.222	78.8	43.42	Closed Fracture	133.42	313.42	NE	
2092.281	57.09	287.14	Closed Fracture	17.14	197.14	WNW	
2231.941	83.64	231.75	Closed Fracture	141.75	321.75	WSW	
2534.731	59.93	274.14	Closed Fracture	4.14	184.14	W	
2682.061	89.09	234.82	Closed Fracture	144.82	324.82	WSW	
2682.061	89.09	234.82	Closed Fracture	144.82	324.82	WSW	
2684.284	80.63	354.52	Closed Fracture	84.52	264.52	N	
2685.446	75.72	346.9	Closed Fracture	76.9	256.9	N	
2686.28	72.11	349.71	Closed Fracture	79.71	259.71	N	
2689.693	77.43	338.89	Closed Fracture	68.89	248.89	NNW	
3126.688	88.88	62.96	Closed Fracture	152.96	332.96	ENE	
3341.271	12.98	166.79	Closed Fracture	76.79	256.79	S	

Tabla 7. Fracturas Cerradas. Dirección y Buzamiento. Fm. Honda

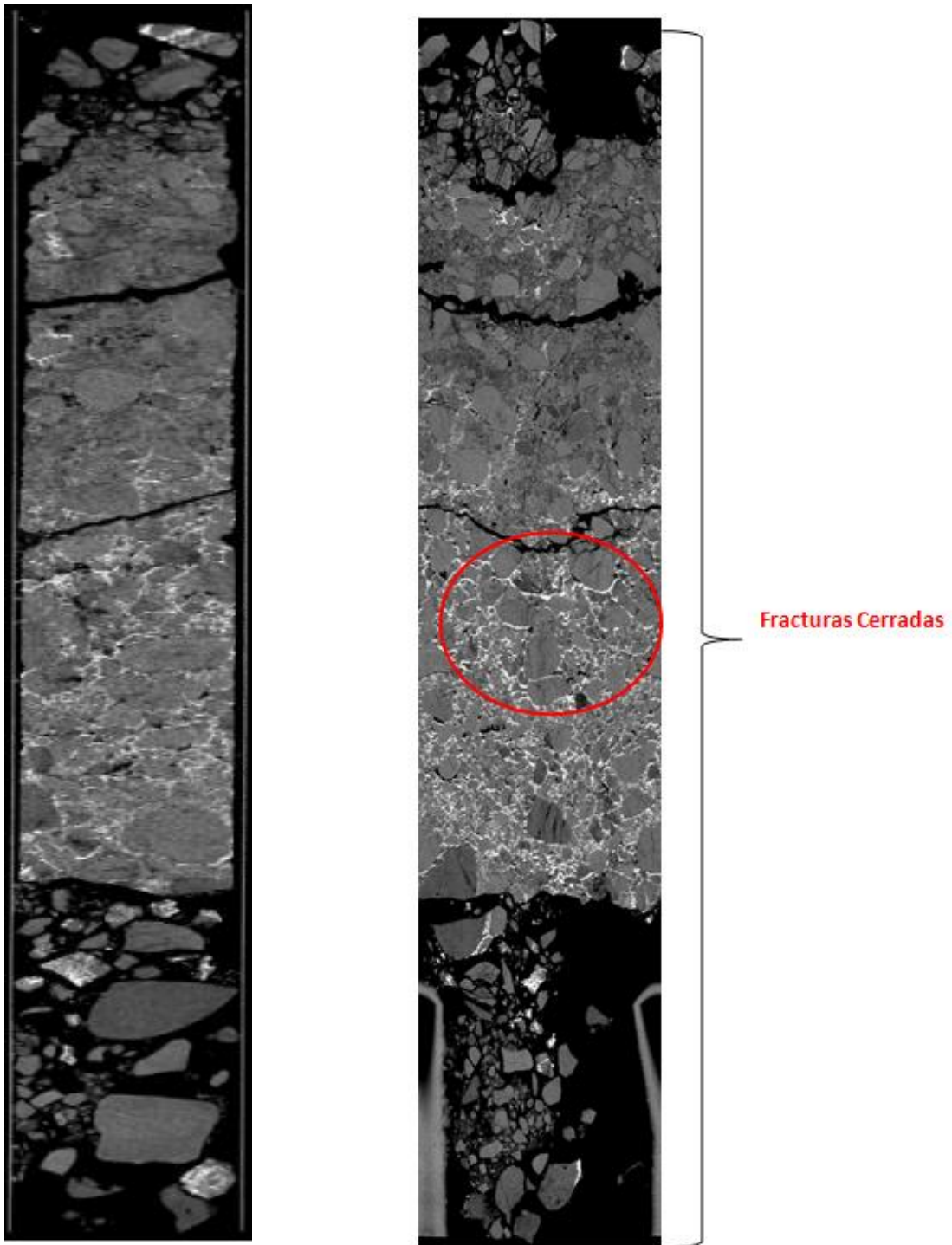


Figura 163. Fracturas Cerradas Core Fm. Honda.

9.1.2.3 Fracturas Parciales

Se identificaron 54 fracturas parciales con dirección de buzamiento preferencial NNE, con tendencia variable en azimut

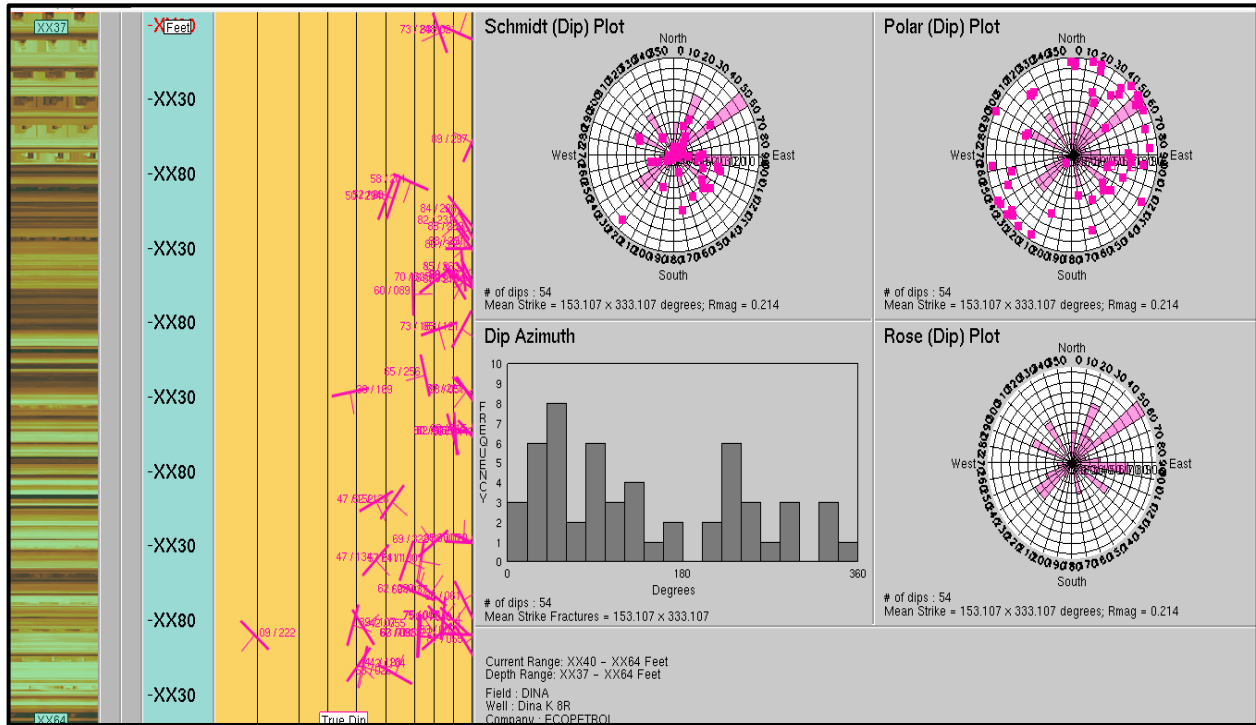


Figura 164. Estadística Estructural Grupo Honda en el intervalo registrado, identificación de fracturas parciales y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento.

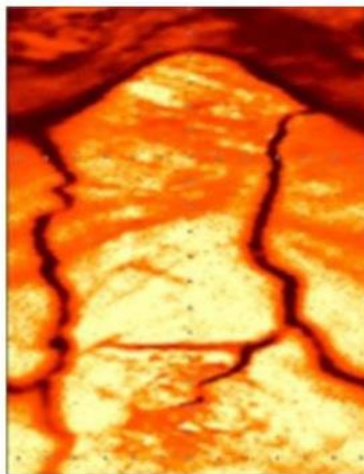


Figura 165. Fracturas Re Abiertas

Fracturas Parciales en un intervalo de la Fm. Honda

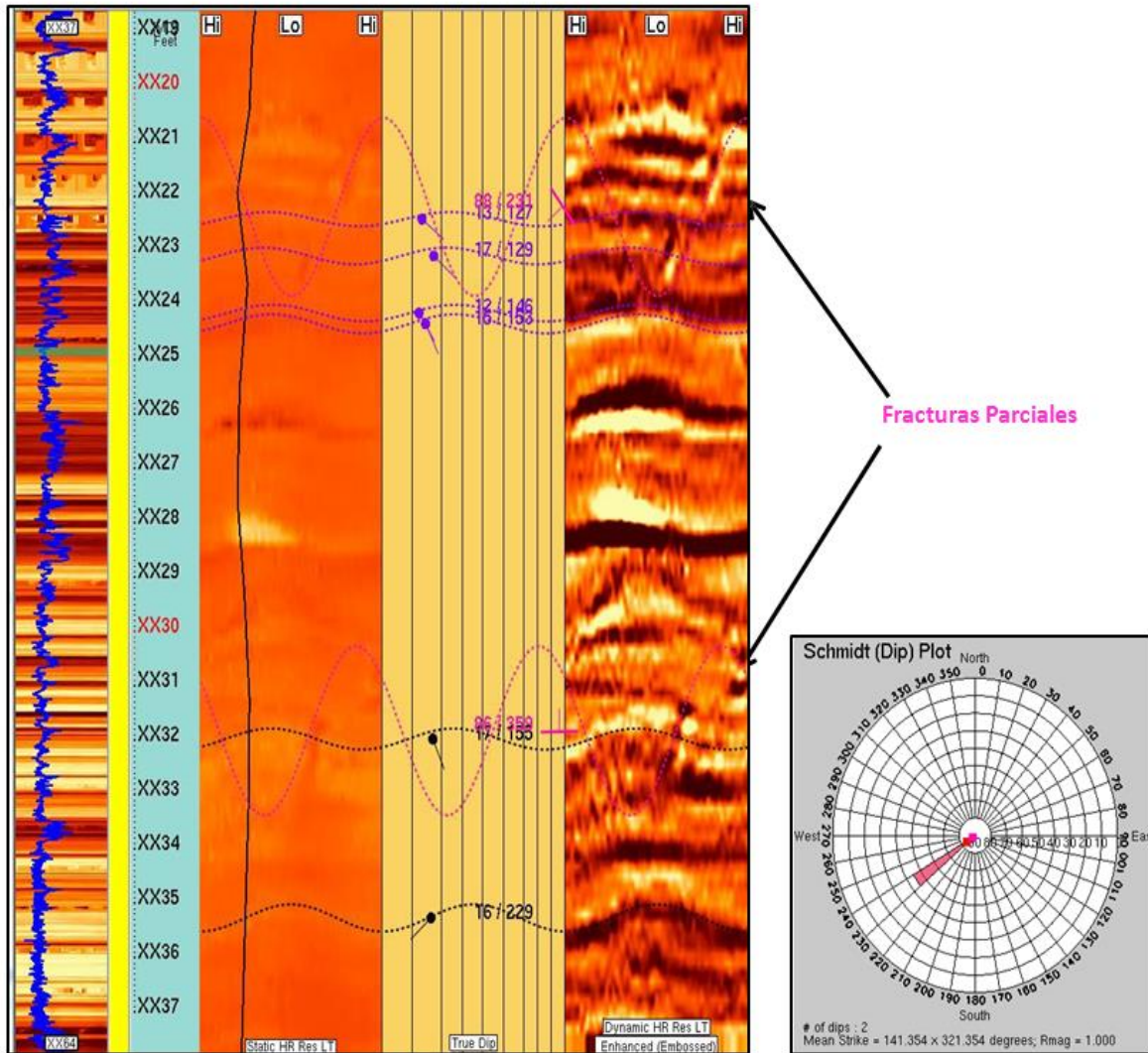


Figura 166. Fracturas parciales en un tramo de la Fm. Honda, con su dirección preferencial de buzamiento.

FRACTURAS PARCIALES FORMACIO HONDA							
Depth	True M	True Azi	DipType	Strike Azi	Strike Azi2	Dip Direction	
1530.25	83.46	21.02	Partial Fracture	111.02	291.02	NNE	
1530.96	72.76	247.94	Partial Fracture	157.94	337.94	WSW	
1897.81	89.26	297.02	Partial Fracture	27.02	207.02	WNW	
2033.47	58.5	201.49	Partial Fracture	111.49	291.49	SSW	
2086.2	52.36	290.64	Partial Fracture	20.64	200.64	WNW	
2090.24	49.8	293.84	Partial Fracture	23.84	203.84	WNW	
2132.51	83.55	228.1	Partial Fracture	138.1	318.1	SW	
2171.29	81.87	231.1	Partial Fracture	141.1	321.1	WSW	
2192.65	87.57	239.1	Partial Fracture	149.1	329.1	WSW	
2242.19	87.65	230.96	Partial Fracture	140.96	320.96	WSW	
2251.83	85.78	359.17	Partial Fracture	89.17	269.17	N	
2327.44	84.82	263.23	Partial Fracture	173.23	353.23	W	
2354.34	88.51	241.21	Partial Fracture	151.21	331.21	WSW	
2355.69	87.9	52.41	Partial Fracture	142.41	322.41	ENE	
2360.27	70.3	324.95	Partial Fracture	54.95	234.95	NNW	
2364.21	81.24	55.51	Partial Fracture	145.51	325.51	ENE	
2368.48	84.82	210.2	Partial Fracture	120.2	300.2	SSW	
2408.71	59.67	88.55	Partial Fracture	178.55	358.55	E	
2526.83	84.74	121.09	Partial Fracture	31.09	211.09	ESE	
2527.38	72.8	162.8	Partial Fracture	72.8	252.8	SSE	
2681.17	65.01	256.36	Partial Fracture	166.36	346.36	W	
2735.12	86.77	221.02	Partial Fracture	131.02	311.02	SW	
2880.06	89.77	44.3	Partial Fracture	134.3	314.3	NE	
3106.24	46.81	152.15	Partial Fracture	62.15	242.15	SSE	
3107.97	52.44	128.3	Partial Fracture	38.3	218.3	ESE	
3237.04	89.24	20.46	Partial Fracture	110.46	290.46	NNE	
3238.92	85.46	2.6	Partial Fracture	92.6	272.6	N	
3243.46	69.32	322.29	Partial Fracture	52.29	232.29	NNW	
3303.82	46.71	134.34	Partial Fracture	44.34	224.34	SE	
3304.82	57.42	111.43	Partial Fracture	21.43	201.43	ESE	
3305.45	63.58	99.67	Partial Fracture	9.67	189.67	E	
3409.17	61.65	20.27	Partial Fracture	110.27	290.27	NNE	
3410.22	68.84	36.71	Partial Fracture	126.71	306.71	NNE	
3433.81	85.85	60.86	Partial Fracture	150.86	330.86	ENE	
3497.48	75.11	96.73	Partial Fracture	6.73	186.73	E	
3501.08	74.53	41.66	Partial Fracture	131.66	311.66	NE	
3504.71	81.07	39.84	Partial Fracture	129.84	309.84	NNE	
3520.92	38.91	107.19	Partial Fracture	17.19	197.19	ESE	
3525.59	42.46	54.89	Partial Fracture	144.89	324.89	ENE	
3547.77	82.82	1.78	Partial Fracture	91.78	271.78	N	
3555.44	9.25	221.99	Partial Fracture	131.99	311.99	SW	
3555.59	71.25	321.98	Partial Fracture	51.98	231.98	NNW	
3557.5	62.94	94.52	Partial Fracture	4.52	184.52	E	
3558.08	62.2	92.68	Partial Fracture	2.68	182.68	E	
3578.46	86.66	55.3	Partial Fracture	145.3	325.3	ENE	
3654.37	40.87	128.32	Partial Fracture	38.32	218.32	ESE	
3661	42.32	103.68	Partial Fracture	13.68	193.68	E	

Tabla 8. Fracturas Parciales. Dirección y Buzamiento. Fm. Honda

9.1.2.4 Breakouts.

Como evidencia del esfuerzo in-situ se identificó breakout dentro de una zona más arcillosa en el intervalo de Fm Honda, que nos sugiere una dirección del esfuerzo mínimo horizontal de $\langle 20^\circ - 210^\circ \rangle$ (NE-SW). El derrumbe aparece como un rasgo lineal en la pared del pozo, No se interpretaron Fracturas Inducidas.

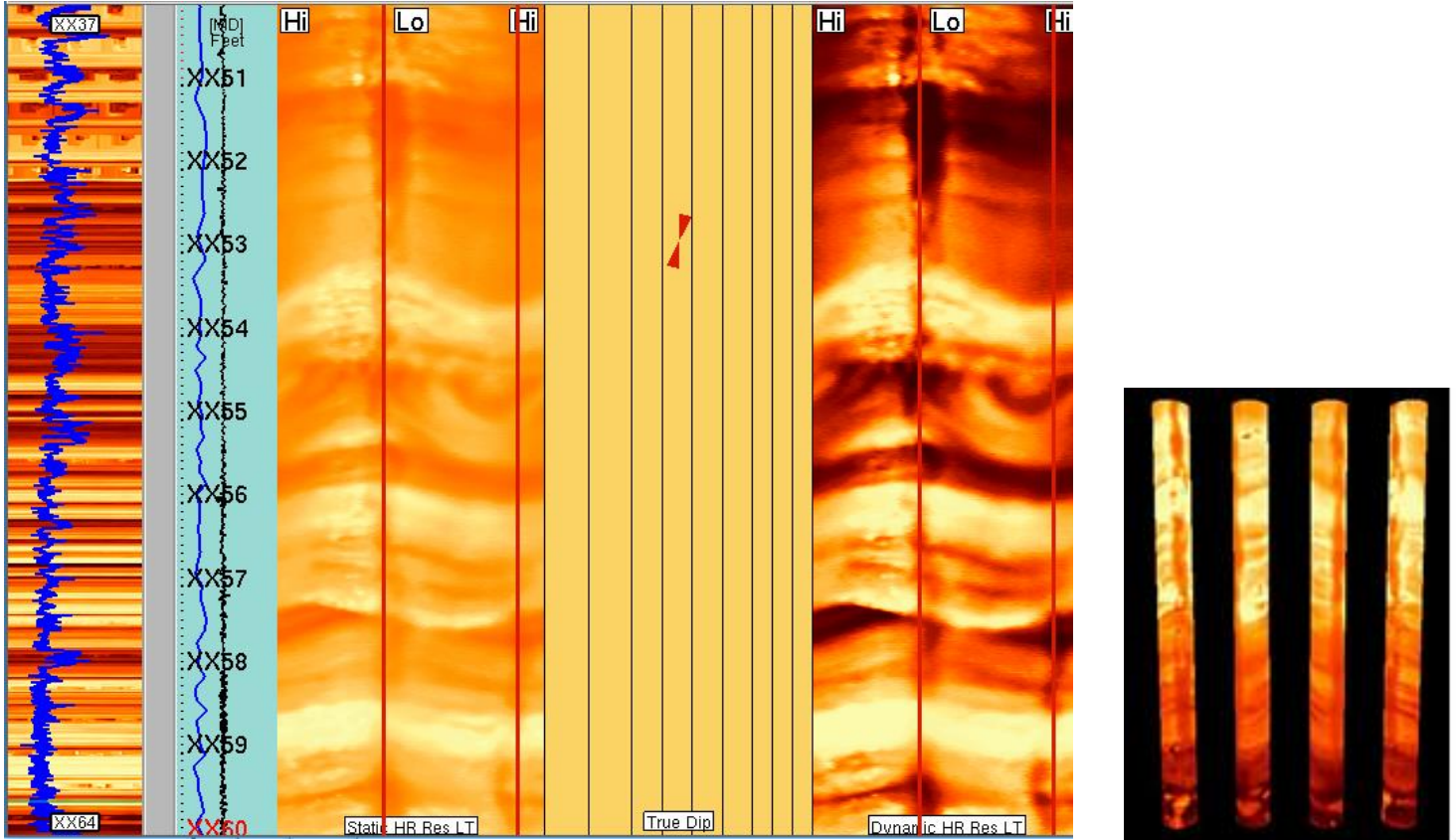
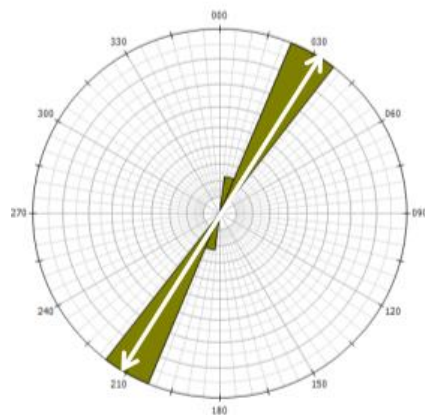


Figura 167. Breakout en un tramo de la Fm. Honda, con su dirección preferencial de buzamiento.



$\sigma_h \text{ min}$
Rumbo Promedio: $20^\circ/210^\circ$
Dirección Dominante: NE-SW

9.1.2.5 Análisis estructural general

Se analizan los diferentes tipos de fracturas naturales teniendo en cuenta su distribución en la vertical, así como el azimut de rumbo y buzamiento. Los rasgos estructurales identificados y clasificados en este trabajo se encuentran en la figura 168. Esta figura muestra la cantidad, ubicación y dirección preferencial de cada clase de rasgos estructurales identificados para el intervalo registrado, en la formación Honda.

De forma general, las fracturas naturales se encuentran orientadas principalmente en el rumbo~ NNE-SSE, sin embargo, la gran mayoría no tienen dirección preferencial. Las fracturas con mayor abundancia son fracturas naturales parciales (n=54). Se observa las fracturas naturales, en todo el intervalo perforado de la formación, que corresponde a los intervalos de Honda

No se identificaron fallas a lo largo del intervalo.

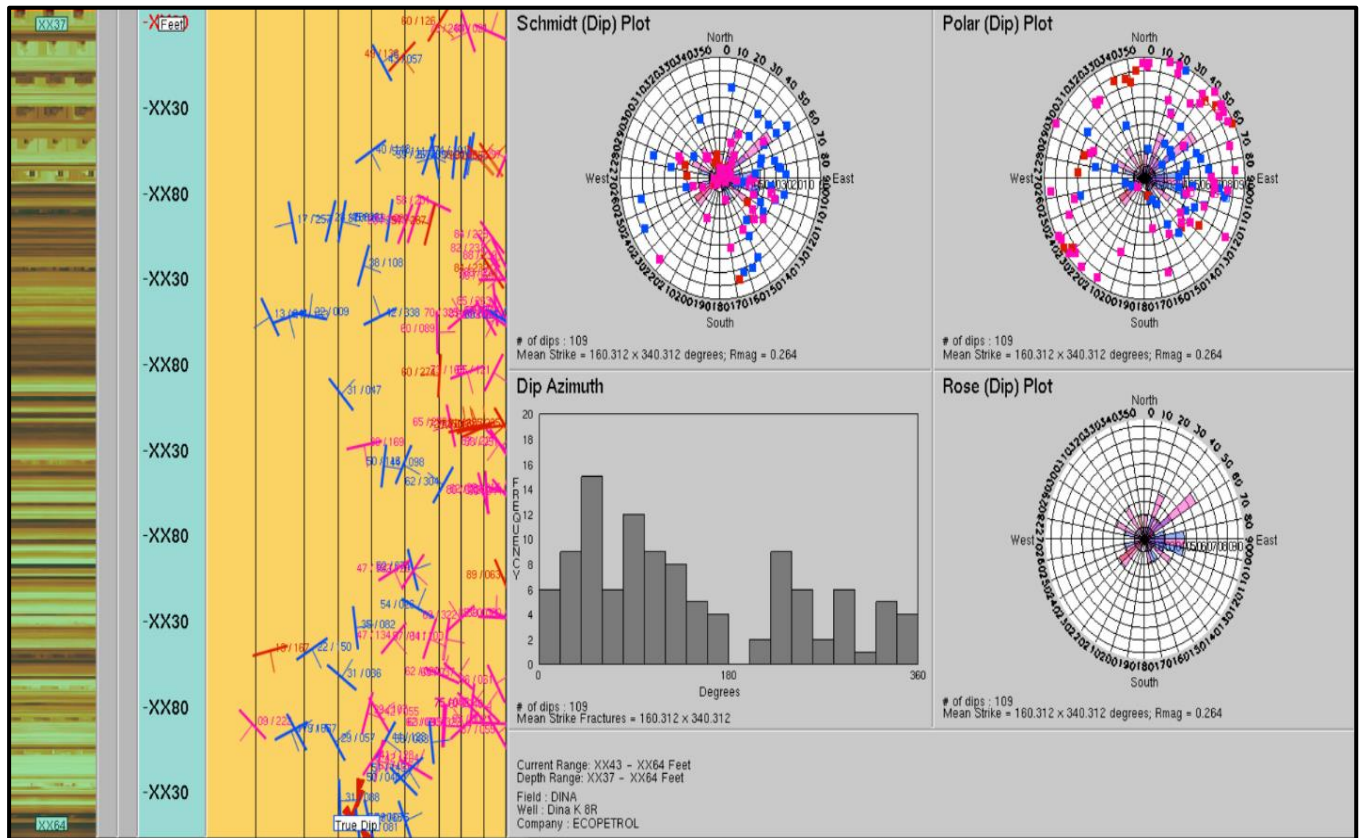


Figura 168. Estadística Estructural general Grupo Honda en el intervalo registrado, identificación de fracturas y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento.

9.1.3 Análisis estructural y fracturas en la Formación Monserrate

9.1.3.1 Fracturas Abiertas

Fueron identificadas 144 fracturas abiertas su dirección de buzamiento preferencial fue hacia el WSW-NW con un azimut promedio de 191 grados.

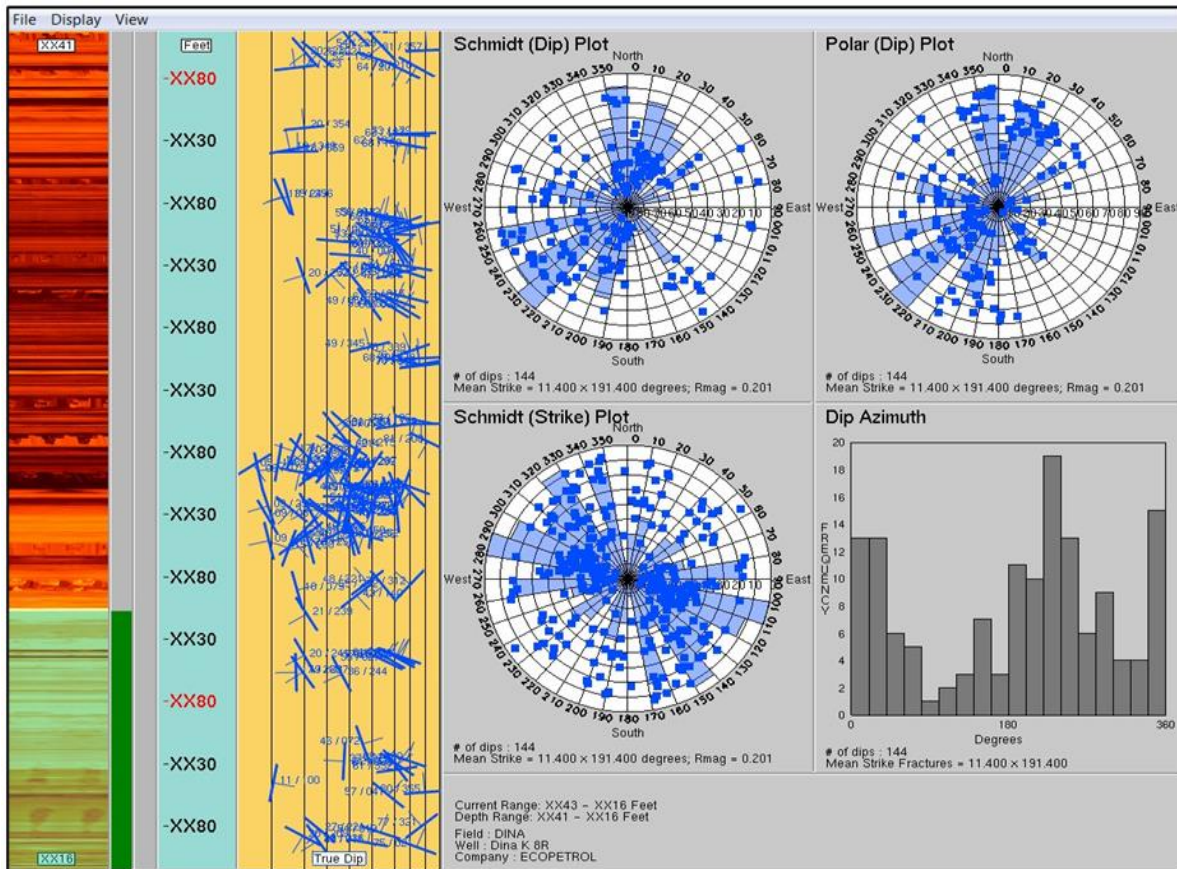


Figura 169. Estadística Estructural Fm. Monserrate en el intervalo registrado, identificación de fracturas abiertas y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento.

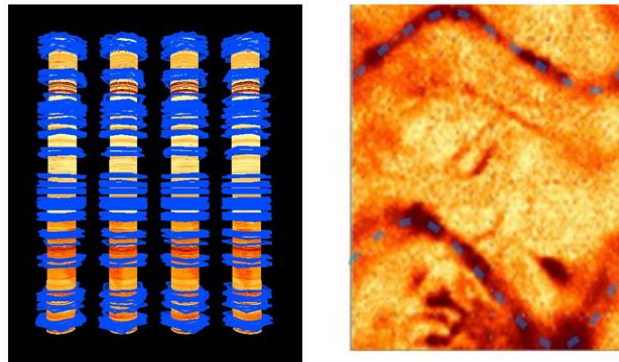


Figura 170. Fracturas Abiertas 3D.

Fracturas Abiertas en un intervalo de la Fm. Monserrate.

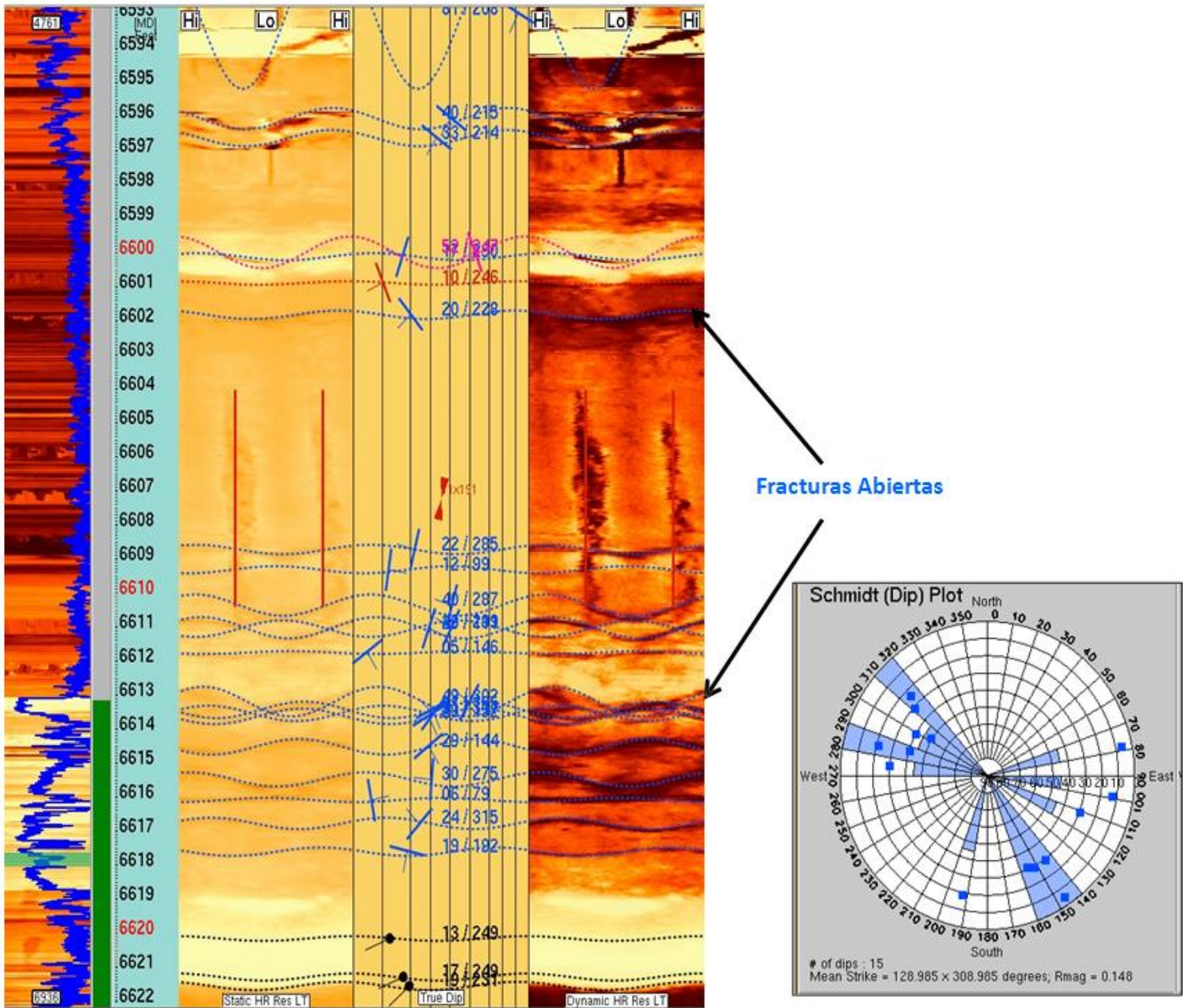


Figura 171. Fracturas abiertas en un tramo de la Fm. Monserrate, con su dirección preferencial de buzamiento.

FRACTURAS ABIERTAS FM. MONSERRATE						
Depth	True Mag	True Azi	DipType	Strike A	Strike Azi	Dip Director
6261.2085	23.87	263.02	Open Fracture	173.02	353.02	W
6261.4312	24.34	290.93	Open Fracture	20.93	200.93	WNW
6263.4517	36.82	232.26	Open Fracture	142.26	322.26	WSW
6264.542	42.32	226.56	Open Fracture	136.56	316.56	SW
6275.0732	53.82	228.64	Open Fracture	138.64	318.64	SW
6278.002	80.82	357.23	Open Fracture	87.23	267.23	N
6280.9658	20.44	230.45	Open Fracture	140.45	320.45	WSW
6282.1187	25.53	221.25	Open Fracture	131.25	311.25	SW
6286.0439	51.97	199.44	Open Fracture	109.44	289.44	SSW
6291.9448	17.21	353.01	Open Fracture	83.01	263.01	N
6292.4868	74.11	210.42	Open Fracture	120.42	300.42	SSW
6294.5142	64.1	207.37	Open Fracture	117.37	297.37	SSW
6340.1982	20.04	354.02	Open Fracture	84.02	264.02	N
6345.8892	73.47	178.68	Open Fracture	88.68	268.68	S
6347.1602	69.39	182.55	Open Fracture	92.55	272.55	S
6353.4795	62.07	192.78	Open Fracture	102.78	282.78	S
6355.1255	67.61	190.36	Open Fracture	100.36	280.36	S
6357.6626	15.64	348.92	Open Fracture	78.92	258.92	N
6359.2109	18.12	358.81	Open Fracture	88.81	268.81	N
6395.9819	13.17	247.09	Open Fracture	157.09	337.09	WSW
6396.2251	14.84	255.72	Open Fracture	165.72	345.72	W
6410.5767	55.5	11.64	Open Fracture	101.64	281.64	N
6411.3594	53.07	17.01	Open Fracture	107.01	287.01	NNE
6414.5527	59.63	13.76	Open Fracture	103.76	283.76	N
6416.4727	64.95	339.75	Open Fracture	69.75	249.75	NNW
6419.5454	75.66	170.77	Open Fracture	80.77	260.77	S
6419.5771	69.32	347.21	Open Fracture	77.21	257.21	N
6422.3354	67.68	343.65	Open Fracture	73.65	253.65	NNW
6424.1558	50.95	31.04	Open Fracture	121.04	301.04	NNE
6425.5786	60.29	1.48	Open Fracture	91.48	271.48	N
6428.0723	52.83	7.55	Open Fracture	97.55	277.55	N
6430.9839	34.58	5.46	Open Fracture	95.46	275.46	N
6435.4194	63.55	50.07	Open Fracture	140.07	320.07	ENE
6436.0229	61.08	239.12	Open Fracture	149.12	329.12	WSW
6436.3354	60.35	61.93	Open Fracture	151.93	331.93	ENE
6442.2959	40.19	4.4	Open Fracture	94.4	274.4	N
6451.8726	71.25	3.78	Open Fracture	99.78	279.78	N
6454.5391	54.87	20.03	Open Fracture	110.03	290.03	NNE
6455.6226	67.5	18.75	Open Fracture	108.75	288.75	NNE
6457.0391	61	345.98	Open Fracture	75.98	255.98	N
6458.8389	32.13	137.89	Open Fracture	47.89	227.89	SE
6459.4429	19.52	251.74	Open Fracture	161.74	341.74	WSW
6461.3726	42.17	53.63	Open Fracture	143.63	323.63	ENE
6476.4414	69.14	14.87	Open Fracture	104.87	284.87	N
6478.6812	61.15	21.84	Open Fracture	111.84	291.84	NNE
6481.9517	49.15	55.68	Open Fracture	145.68	325.68	ENE
6483.8726	58.69	33.36	Open Fracture	123.36	303.36	NNE
6484.8242	65.6	32.7	Open Fracture	122.7	302.7	NNE
6515.9727	48.79	345.42	Open Fracture	75.42	255.42	N
6519.2163	70.05	339.39	Open Fracture	69.39	249.39	NNW
6525.1621	75.81	356.5	Open Fracture	86.5	266.5	N
6527.8926	67.78	10.64	Open Fracture	100.64	280.64	N
6529.9517	76.46	349.38	Open Fracture	79.38	259.38	N
6531.0342	76.54	353	Open Fracture	83	263	N
6575.8789	73.5	192.29	Open Fracture	102.29	282.29	S
6579.0493	77.27	179.17	Open Fracture	89.17	269.17	S
6579.2012	60.83	351.25	Open Fracture	81.25	261.25	N
6579.6768	38.36	223.57	Open Fracture	133.57	313.57	SW
6580.5098	34.15	52.83	Open Fracture	142.83	322.83	ENE
6592.9644	81.49	207.83	Open Fracture	117.83	297.83	SSW
6630.8306	51.48	185.49	Open Fracture	95.49	275.49	S
6631.2681	44	200.16	Open Fracture	110.16	290.16	SSW
6631.4766	49.04	194.53	Open Fracture	104.53	284.53	S
6631.6294	60.32	250.17	Open Fracture	160.17	340.17	WSW
6633.8203	70.28	227.27	Open Fracture	137.27	317.27	SW
6635.1396	42.44	238.46	Open Fracture	148.46	328.46	WSW
6635.6777	57.24	252.14	Open Fracture	162.14	342.14	WSW
6637.4834	37.52	181.86	Open Fracture	91.86	271.86	S
6639.5498	50.81	292.25	Open Fracture	22.25	202.25	WNW
6643.9512	51	203.95	Open Fracture	113.95	293.95	SSW
6644.4512	8.83	252.61	Open Fracture	162.61	342.61	WSW
6646.0933	36.14	281.32	Open Fracture	11.32	191.32	W
6646.2456	38.8	281.5	Open Fracture	11.5	191.5	W
6646.4404	38.96	276.42	Open Fracture	6.42	186.42	W
6647.5376	16.1	220.97	Open Fracture	130.97	310.97	SW
6647.8706	22.12	241.71	Open Fracture	151.71	331.71	WSW
6648.6484	26.76	216.82	Open Fracture	126.82	306.82	SSW
6648.8291	28.52	221.58	Open Fracture	131.58	311.58	SW
6650.1763	60.99	265.15	Open Fracture	175.15	355.15	W
6651.3882	39.9	223.55	Open Fracture	133.55	313.55	SW
6651.9819	40.33	232.65	Open Fracture	142.65	322.65	WSW
6652.6626	9.11	61.26	Open Fracture	151.26	331.26	ENE
6663.0303	49.2	275.88	Open Fracture	5.88	185.88	W
6665.1284	19.86	132.27	Open Fracture	42.27	222.27	SE
6665.9888	35.55	149.59	Open Fracture	59.59	239.59	SSE
6667.5015	21.55	140.56	Open Fracture	50.56	230.56	SSE
6668.1436	46.01	195.99	Open Fracture	105.99	285.99	SSW
6668.1558	41.27	252.06	Open Fracture	162.06	342.06	WSW
6669.0713	39.99	258.01	Open Fracture	168.01	348.01	W
6672.2563	9.07	256.94	Open Fracture	166.94	346.94	W
6673.9692	17.48	141.06	Open Fracture	51.06	231.06	SSE
6675.6558	21.91	256.16	Open Fracture	166.16	346.16	W
6677.7583	15.17	289.55	Open Fracture	19.55	199.55	WNW

Tabla 9. Fracturas Abiertas. Dirección y Buzamiento. Fm. Monserrate.

9.1.3.2 Fracturas Cerradas

Monserate se identificaron 7 fracturas cerradas con una dirección de buzamiento al WSW-NE, sin embargo, se puede observar que estas no tienen una dirección de buzamiento preferencial.

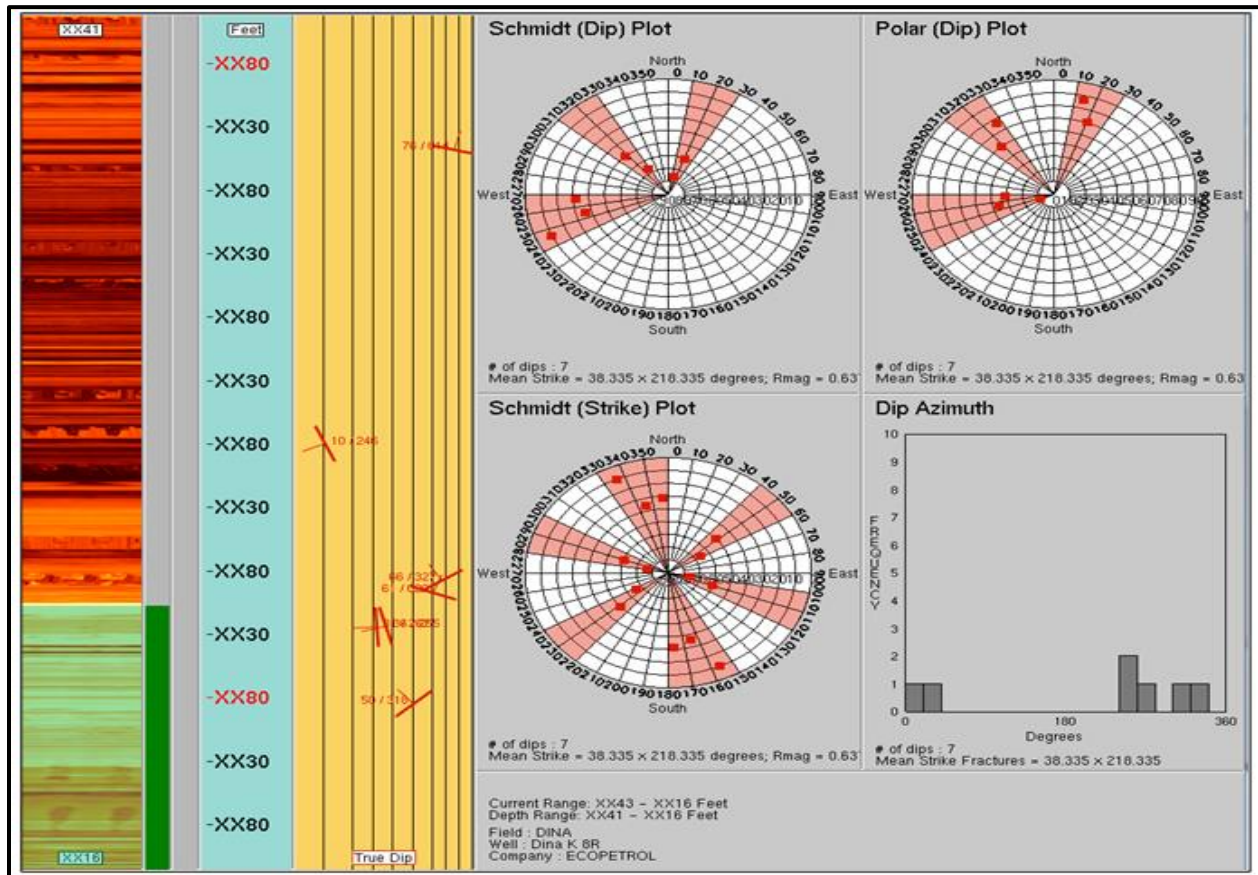


Figura 172. Estadística Estructural Fm. Monserrate en el intervalo registrado, identificación de fracturas cerradas y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento

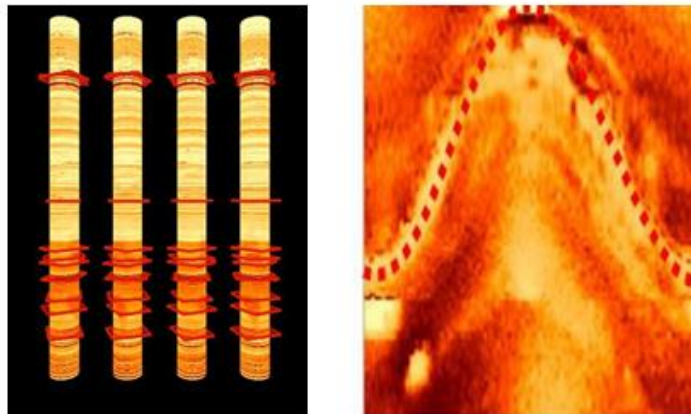


Figura 173. Fracturas cerradas 3D

Fracturas Cerradas en un intervalo de la Fm. Monserrate.

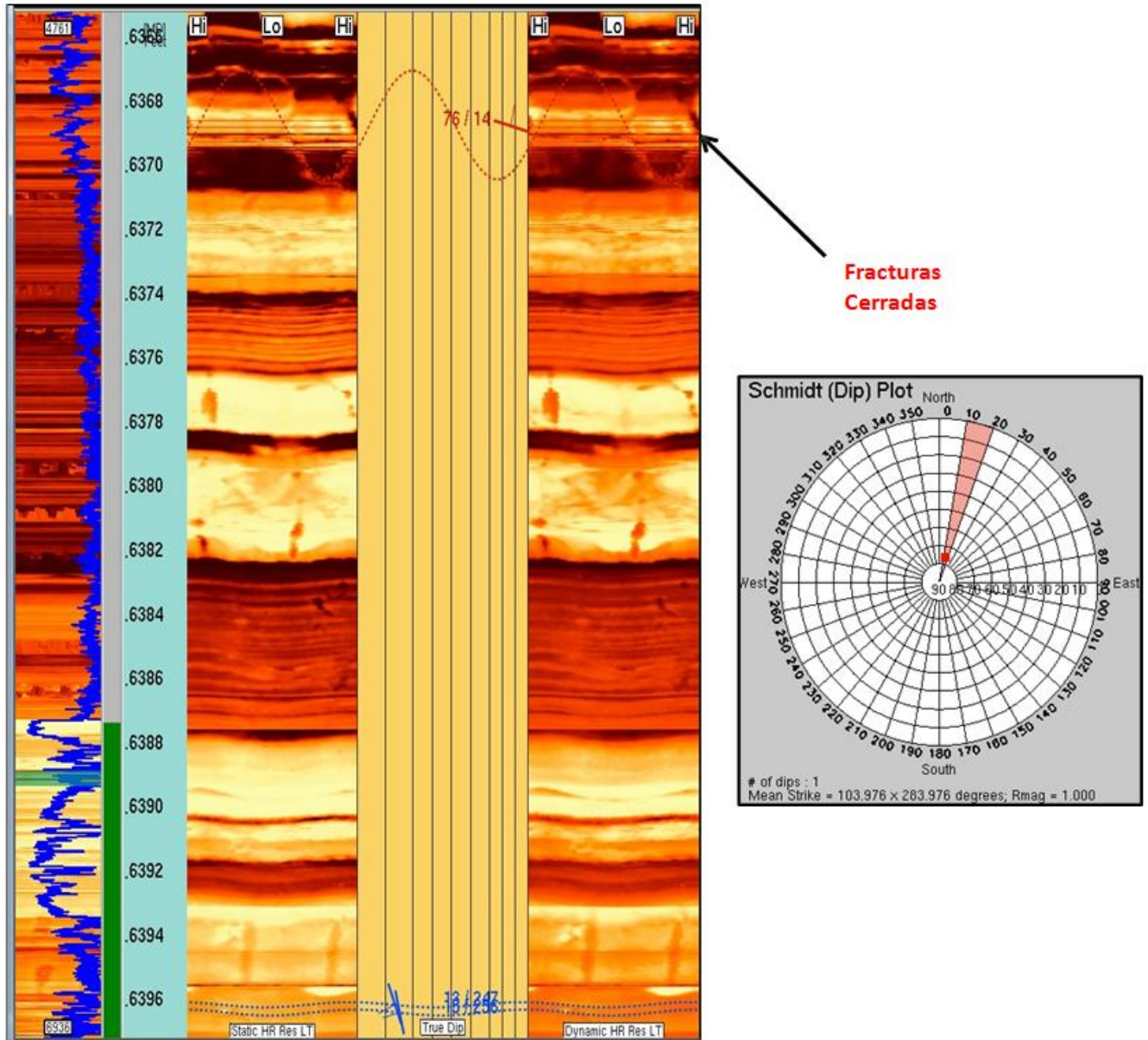


Figura 174. Fracturas cerradas en un tramo de la Fm. Monserrate, con su dirección preferencial de buzamiento.

FRACTURAS CERRADAS FM. MONSERRATE						
Depth	True Mag	True Azi	Dip Type	Strike A	Strike A	Dip Direction
6368.5571	76.26	13.98	Closed Fracture	103.98	283.98	N
6600.8789	10	246.18	Closed Fracture	156.18	336.18	WSW
6708.062	66.41	327.13	Closed Fracture	57.13	237.13	NNW
6717.7393	60.53	20.18	Closed Fracture	110.18	290.18	NNE
6744.7954	35.99	254.71	Closed Fracture	164.71	344.71	WSW
6745.2329	31.44	266.55	Closed Fracture	176.55	356.55	W
6805.3223	50.02	318.26	Closed Fracture	48.26	228.26	NW

Tabla 10. Fracturas Cerradas. Dirección y Buzamiento. Fm. Monserrate.

9.1.3.3 Fracturas Parciales

Se identificaron 72 fracturas de este tipo con dirección NE-S, con un azimut de 264 grados, sin embargo, se puede apreciar que estas no tienen una dirección de buzamiento preferencial.

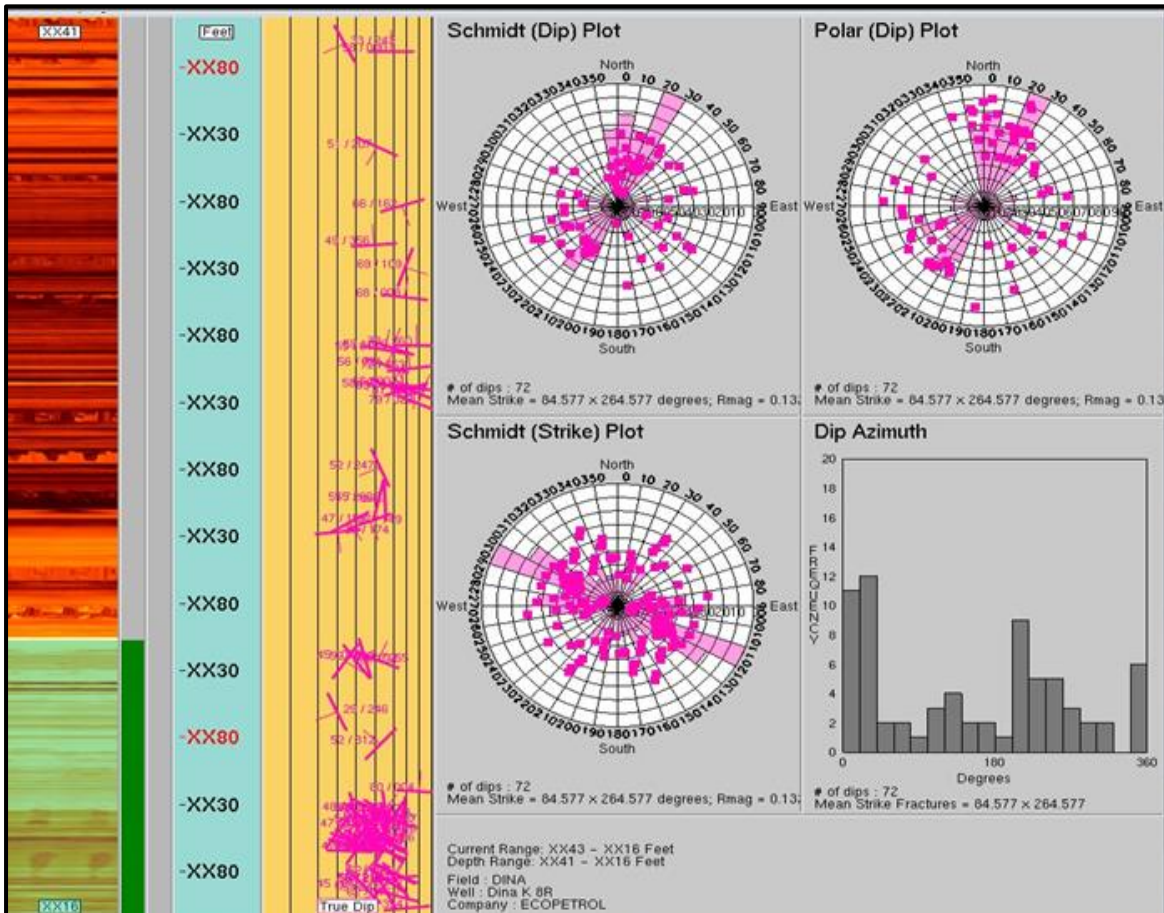


Figura 175. Estadística Estructural Fm. Monserrate en el intervalo registrado, identificación de fracturas parciales y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento.

Fracturas Parciales en un intervalo de la Fm. Monserrate.

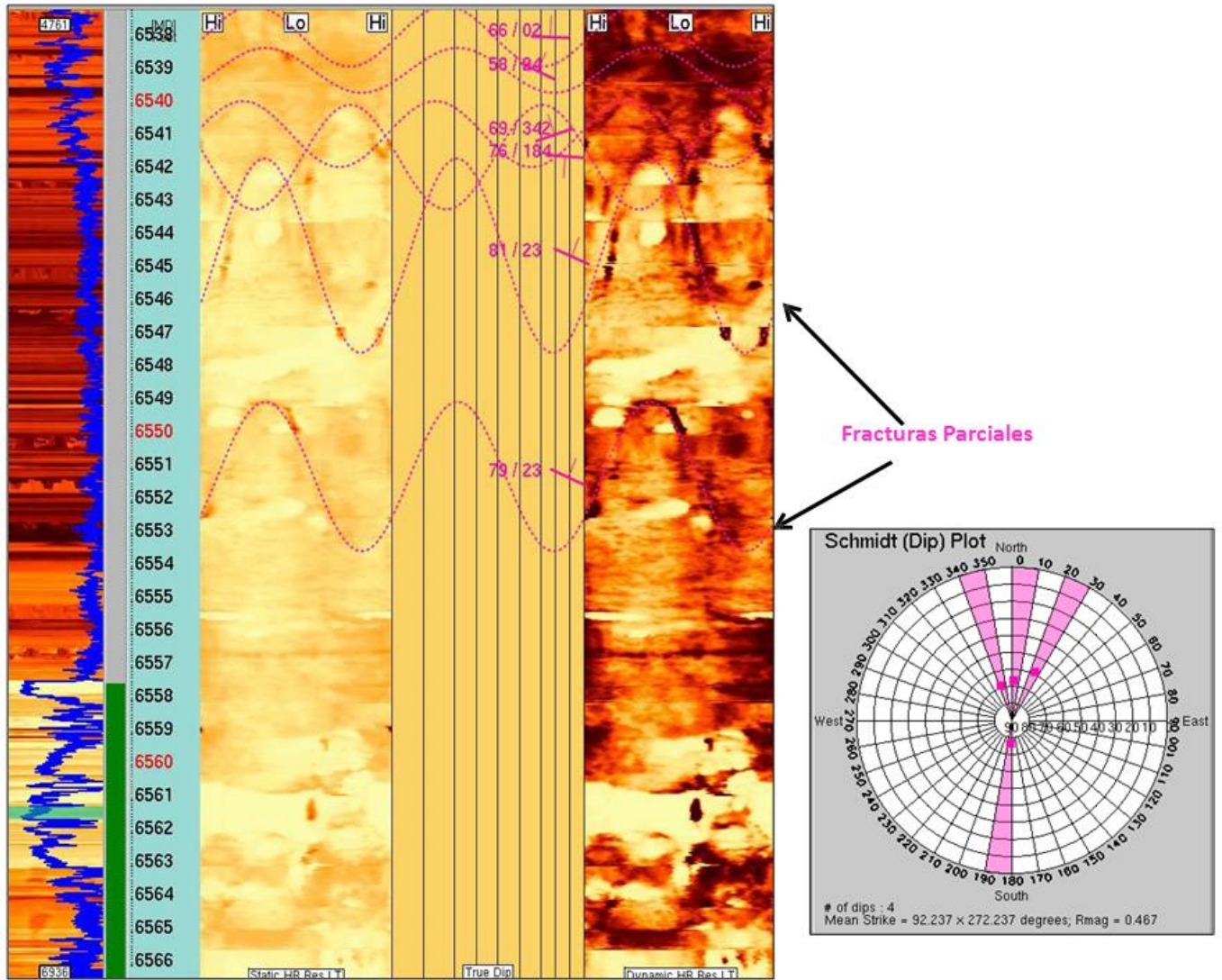


Figura 176. Fracturas parciales en un tramo de la Fm. Monserrate, con su dirección preferencial de buzamiento.

FRACTURAS PARCIALES FM. MONSERRATE								
Depth	True Mag	True Azi	DipType	Strike Azi	Strike Azi	Dip Direction		
6283.6685	33.39	243.43	Partial Fracture	153.43	333.43	WSW		
6288.6187	58.34	0.04	Partial Fracture	90.04	270.04	N		
6360.8804	50.67	206.74	Partial Fracture	116.74	296.74	SSW		
6404.8804	66.38	162.05	Partial Fracture	72.05	252.05	SSE		
6432.938	49.31	355.74	Partial Fracture	85.74	265.74	N		
6450.6616	69.31	109.12	Partial Fracture	19.12	199.12	ESE		
6471.9536	68.46	7.55	Partial Fracture	97.55	277.55	N		
6508.002	77.64	359.97	Partial Fracture	89.97	269.97	N		
6509.7554	59.08	19.71	Partial Fracture	109.71	289.71	NNE		
6511.2764	55.15	11.05	Partial Fracture	101.05	281.05	N		
6522.9111	56.28	20.95	Partial Fracture	110.95	290.95	NNE		
6525.2158	72.44	352.75	Partial Fracture	82.75	262.75	N		
6537.8892	66.28	1.95	Partial Fracture	91.95	271.95	N		
6538.9204	58.48	24.42	Partial Fracture	114.42	294.42	NNE		
6540.8481	68.72	342.42	Partial Fracture	72.42	252.42	NNW		
6541.5454	76.37	184.16	Partial Fracture	94.16	274.16	S		
6544.5244	81.15	22.7	Partial Fracture	112.7	292.7	NNE		
6551.2051	78.82	23.49	Partial Fracture	113.49	293.49	NNE		
6599.978	52.11	247.19	Partial Fracture	157.19	337.19	WSW		
6623.7466	51.21	282.73	Partial Fracture	12.73	192.73	W		
6624.2119	54.65	267.68	Partial Fracture	177.68	357.68	W		
6640.292	47.35	158.9	Partial Fracture	68.9	248.9	SSE		
6640.292	47.35	158.9	Partial Fracture	68.9	248.9	SSE		
6641.1567	36.65	149.16	Partial Fracture	59.16	239.16	SSE		
6648.292	30.3	173.61	Partial Fracture	83.61	263.61	S		
6742.0093	45.06	74.85	Partial Fracture	164.85	344.85	ENE		
6742.9009	51.7	23.29	Partial Fracture	113.29	293.29	NNE		
6743.9653	40.52	54.66	Partial Fracture	144.66	324.66	ENE		
6744.6484	34.6	123.71	Partial Fracture	33.71	213.71	ESE		
6782.2495	29.38	245.88	Partial Fracture	155.88	335.88	WSW		
6805.5308	52.43	311.55	Partial Fracture	41.55	221.55	NW		
6840.7095	79.62	4.1	Partial Fracture	94.1	274.1	N		
6855.4341	48.22	210.81	Partial Fracture	120.81	300.81	SSW		
6855.8555	54.17	36.28	Partial Fracture	126.28	306.28	NNE		
6856.1284	55.83	82.95	Partial Fracture	172.95	352.95	E		
6857.0176	39.51	78.13	Partial Fracture	168.13	348.13	E		
6860.1367	66.96	272.87	Partial Fracture	2.87	182.87	W		
6860.626	42.41	220.9	Partial Fracture	130.9	310.9	SW		
6862.3276	59.41	118.71	Partial Fracture	28.71	208.71	ESE		
6862.478	61.07	19.98	Partial Fracture	109.98	289.98	NNE		
6863.8149	43.14	233.17	Partial Fracture	143.17	323.17	WSW		
6864.2085	44.78	256.62	Partial Fracture	166.62	346.62	W		
6864.6948	54.2	261.55	Partial Fracture	171.55	351.55	W		
6865.7363	62.46	287.2	Partial Fracture	17.2	197.2	WNW		
6866.998	55.76	105.72	Partial Fracture	15.72	195.72	ESE		
6867.5186	46.98	136.12	Partial Fracture	46.12	226.12	SE		
6871.0059	44.45	120.15	Partial Fracture	30.15	210.15	ESE		
6877.3228	54.37	34.94	Partial Fracture	124.94	304.94	NNE		
6877.4106	38.87	33.94	Partial Fracture	123.94	303.94	NNE		
6877.8042	43.69	35.62	Partial Fracture	125.62	305.62	NNE		
6878.0591	37.66	24.86	Partial Fracture	114.86	294.86	NNE		
6878.5264	57.17	220.1	Partial Fracture	130.1	310.1	SW		
6878.9087	57.09	219.25	Partial Fracture	129.25	309.25	SSW		
6879.4756	55.38	204.8	Partial Fracture	114.8	294.8	SSW		
6880.48	37.16	15.92	Partial Fracture	105.92	285.92	NNE		
6882.522	40.53	301.37	Partial Fracture	31.37	211.37	WNW		
6883.9526	47.37	7.4	Partial Fracture	97.4	277.4	N		
6884.3555	54.18	213.58	Partial Fracture	123.58	303.58	SSW		
6885.1538	55.42	221.12	Partial Fracture	131.12	311.12	SW		
6885.2119	36.56	2.19	Partial Fracture	92.19	272.19	N		
6885.4199	54.22	205.83	Partial Fracture	115.83	295.83	SSW		
6885.8252	54.18	204.97	Partial Fracture	114.97	294.97	SSW		
6902.1284	60.73	29.52	Partial Fracture	119.52	299.52	NNE		
6902.4639	62.45	25.95	Partial Fracture	115.95	295.95	NNE		
6905.6958	60.53	352.37	Partial Fracture	82.37	262.37	N		
6907.7231	60.37	236.8	Partial Fracture	146.8	326.8	WSW		
6908.3022	56.17	217.67	Partial Fracture	127.67	307.67	SSW		
6908.9272	56.69	215.91	Partial Fracture	125.91	305.91	SSW		
6912.832	45.17	48.85	Partial Fracture	138.85	318.85	NE		
6914.9883	54.74	243.19	Partial Fracture	153.19	333.19	WSW		
6918.5835	61.69	16.18	Partial Fracture	106.18	286.18	NNE		
6927.7759	70.25	354.26	Partial Fracture	84.26	264.26	N		

Tabla 11. Fracturas Parciales. Dirección y Buzamiento. Fm. Monserrate.

9.1.3.4. Microfallas

Fue posible identificar microfallas con sentido NNE-SE con un azimuth de 355 grados. Estas microfallas fueron identificadas por el fracturamiento constante en una zona específica, por los cambios de la dirección de buzamiento en los planos de falla, por el truncamiento de capas, entre otras.

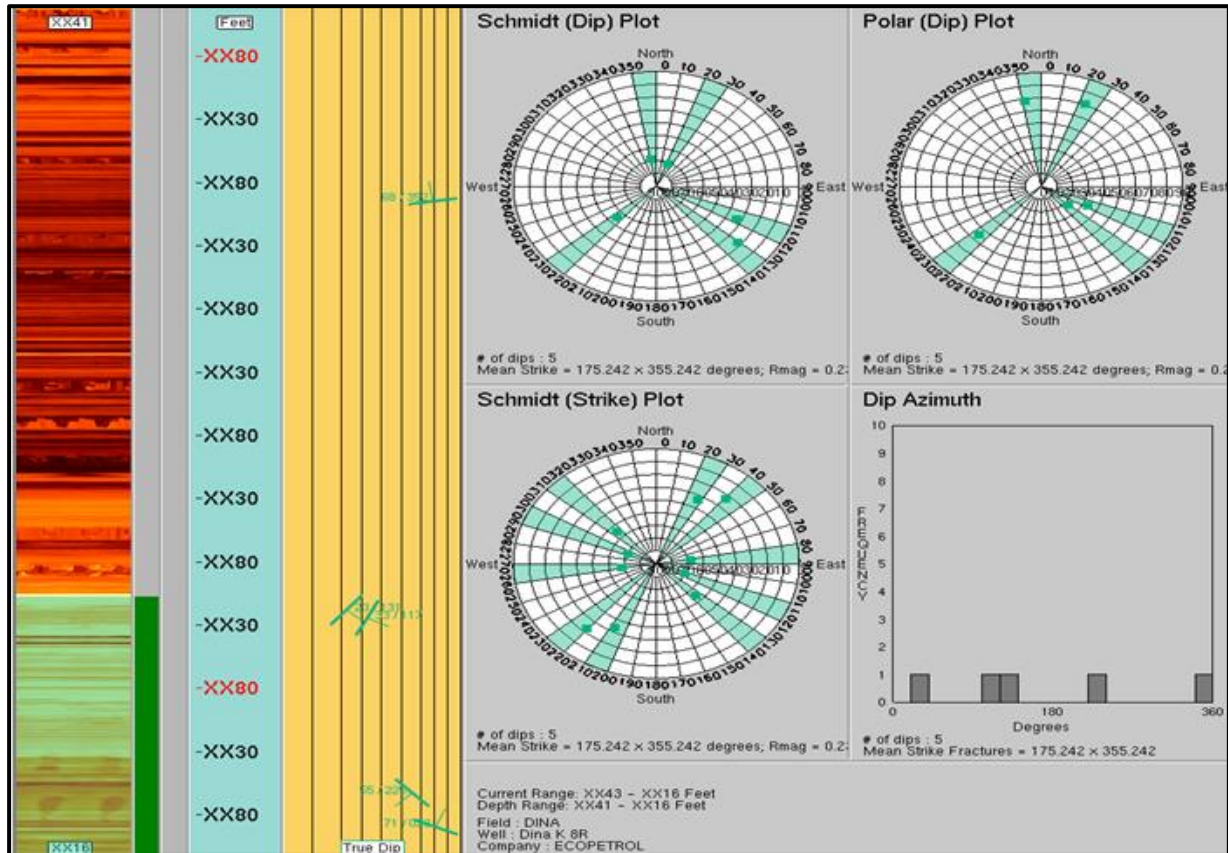


Figura 177. Estadística Estructural Fm. Monserrate en el intervalo registrado, identificación de fallas y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento.

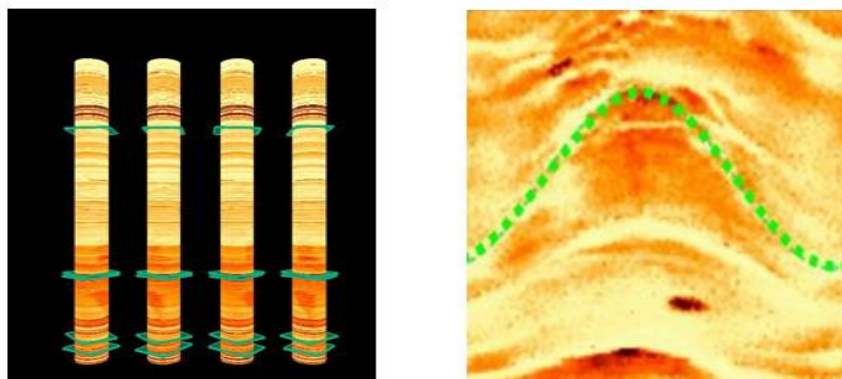


Figura 178. Microfallas 3D.

Microfalla identificada en un intervalo de la Fm. Monserrate.

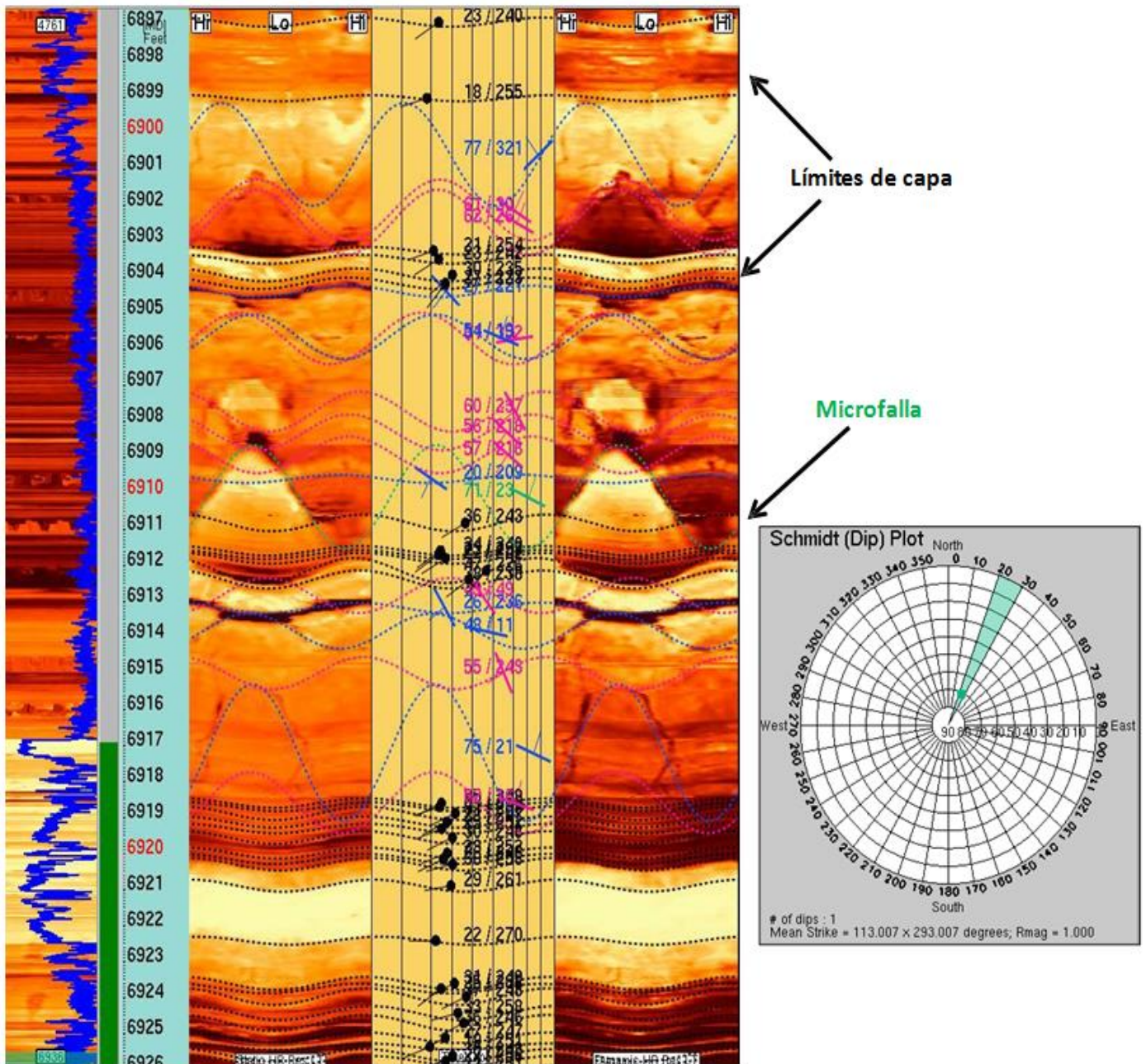


Figura 179. Falla en un tramo de la Fm. Monserrate, con su dirección preferencial de buzamiento.

MICROFALLAS FM. MONSERRATE							
Depth	True Mag	True Azi	DipType	Strike Azi	Strike Azi	Dip Direction	
6415.3247	68.3	351.53	Fault	81.53	261.53	N	
6739.438	22.81	130.73	Fault	40.73	220.73	SE	
6745.6392	33.27	117.18	Fault	27.18	207.18	ESE	
6884.0889	54.99	225.41	Fault	135.41	315.41	SW	
6910.0918	70.91	23.01	Fault	113.01	293.01	NNE	

Tabla 12. Fallas. Dirección y Buzamiento. Fm. Monserrate.

9.1.3.5 Breakouts

Como evidencia del esfuerzo in-situ se identificó breakout dentro de una zona más arcillosa en el intervalo de Fm. Monserrate, que nos sugiere una dirección del esfuerzo mínimo horizontal de $< 30^\circ/210^\circ >$ (NE-SW). El derrumbe aparece como un rasgo lineal en la pared del pozo, No se interpretaron Fracturas Inducidas.

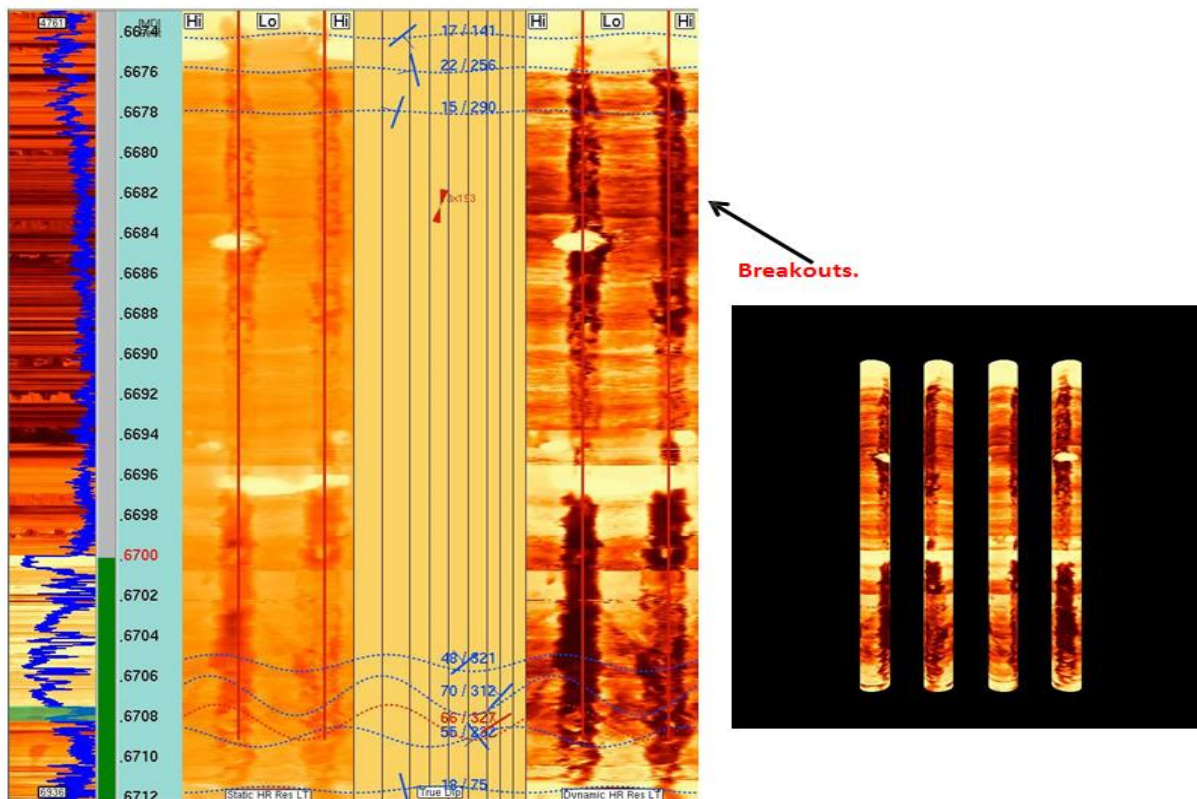
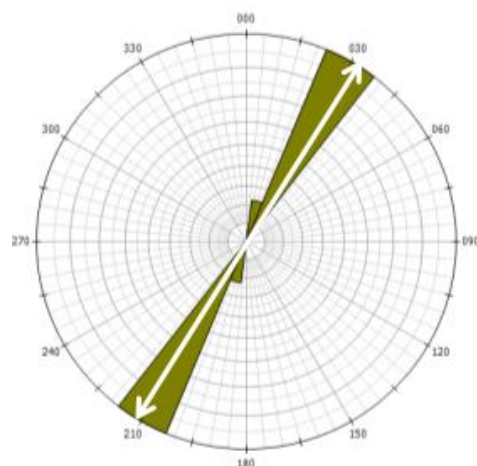


Figura 180. Breakout en un tramo de la Fm. Monserrate, con su dirección preferencial de buzamiento.



σ_h min
Rumbo Promedio:
 $30^\circ/210^\circ$
Dirección Dominante:
 NE-SW

9.1.3.6 Análisis estructural general

Se analizan los diferentes tipos de fracturas naturales teniendo en cuenta su distribución en la vertical, así como el azimut de rumbo y buzamiento. Los rasgos estructurales identificados y clasificados en la Fm. Monserrate se encuentran en la figura 181. Esta figura muestra la cantidad, ubicación y dirección preferencial de cada clase de rasgos estructurales identificados para el intervalo registrado.

De forma general, las fracturas naturales se encuentran orientadas principalmente en el rumbo~ SSW-NE, sin embargo, la gran mayoría no tienen dirección preferencial, Las fracturas con mayor abundancia son fracturas naturales abiertas (n=144). Se observa las fracturas naturales, en todo el intervalo perforado de la formación.

Se identificaron 5 microfallas de tipo inverso a lo largo del intervalo.

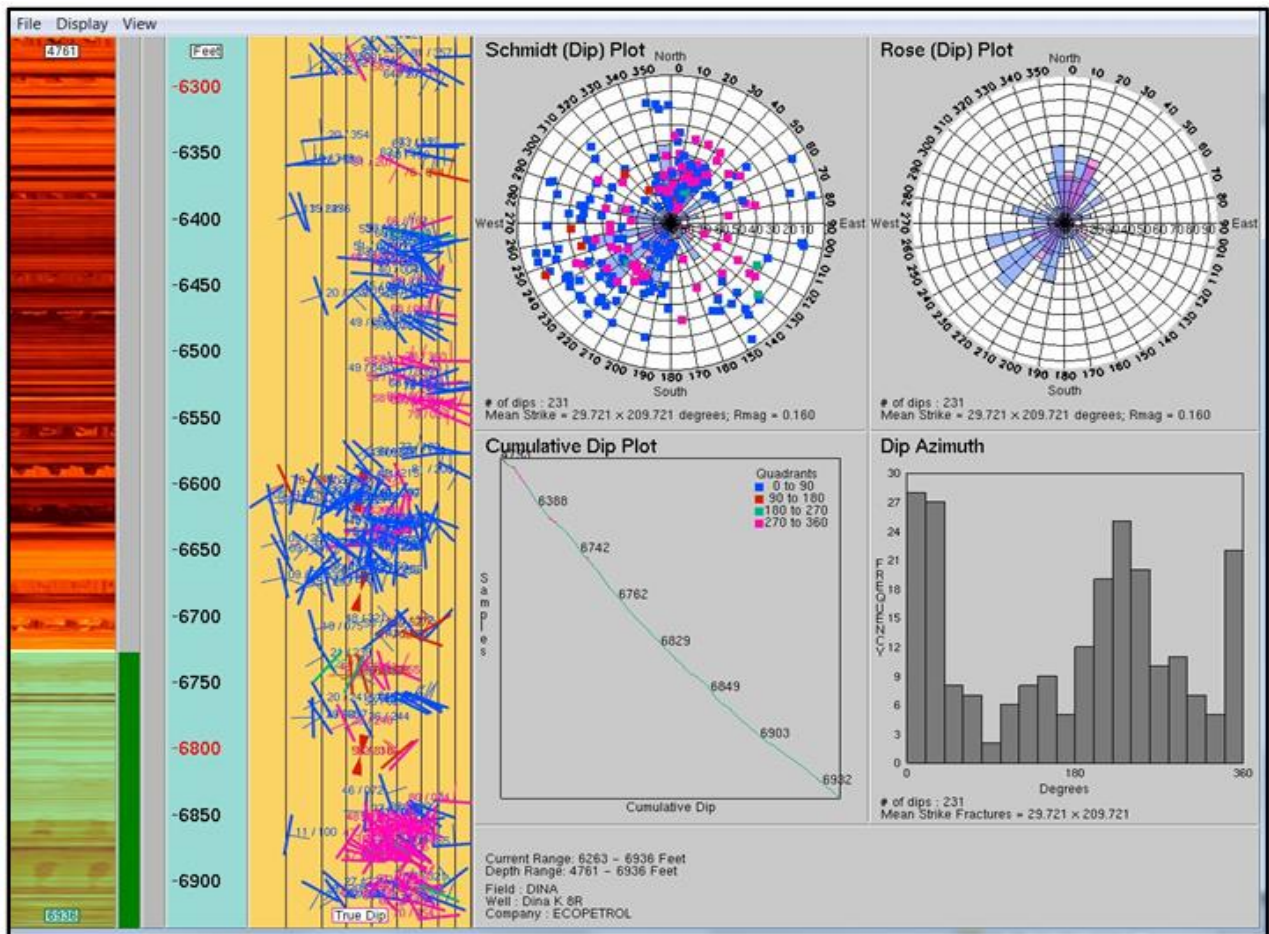


Figura 181. Estadística Estructural general Fm. Monserrate en el intervalo registrado, identificación de fracturas y fallas, diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento.

9.2 Análisis Sedimentológico Formación Honda

Los registros de imágenes de pozos muestran información de alta resolución sobre las variaciones en la micro resistividad a lo largo de la pared del pozo. Estas variaciones se pueden interpretar en términos de estructuras sedimentarias y tipos de litofacies, pero para esto se necesita la calibración de un Core o en su defecto utilizar registros eléctricos (gamma ray, densidad y neutrón), para poder lograr un resultado acertado. Este capítulo aborda la metodología de la interpretación de la imagen del pozo como una apertura a una breve descripción de asociaciones de facies fluviales vistas a lo largo de la Formación Honda, todo esto con el fin de entender el entorno depositacional de esta formación y así mismo lograr detectar la dirección de transporte final del sistema fluvial en el cual se depositó.

Como se mencionó anteriormente las imágenes de pozo muestran variaciones en la conductividad eléctrica que revelan estructuras sedimentarias y atributos direccionales (Dirección y Buzamiento), que son útiles a la hora de establecer relaciones estratigráficas con las estructuras sedimentarias y firmas litológicas de la formación, (Ramirez D, 2015). Esto ha facilitado el reconocimiento de facies y asociación de facies para un mejor entendimiento del ambiente de acumulación.

En las imágenes de Borehole que se obtuvieron en el pozo perforado, las capas se reconocieron como planos que cortaban el pozo y aparecían con un patrón sinusoidal a lo largo de toda la imagen, los dips de las capas se picaron manualmente y se clasificaron en laminaciones, límites de capas, estratificación cruzada, estratificación deformada, superficies de erosión e inconformidades y los tipos de fractura se clasificaron en fracturas abiertas, cerradas, parciales, fallas y breakouts.

El objetivo principal detrás de todo esto era identificar los planos de las capas para diferenciar las arenas de las lutitas y dividir las capas de arena en diferentes facies para revelar el entorno en el que fueron depositados, para lograr esto se examinaron las imágenes micro resistivas, los patrones de inmersión y otros registros de pozo (master log) y el Core obtenido de la formación.

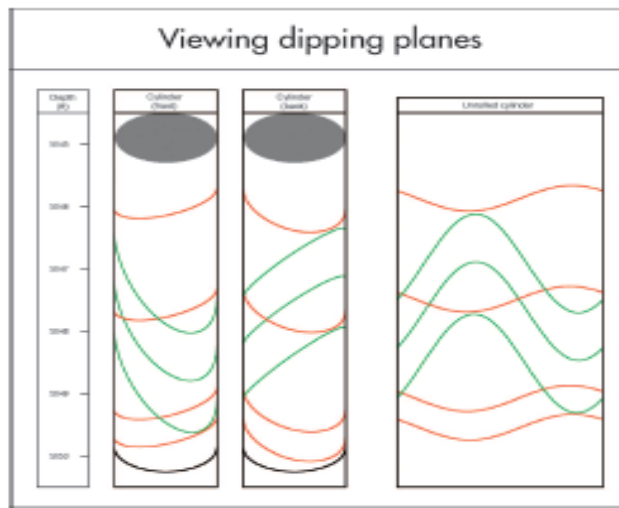


Figura 182. Las características planas que cortan una sección cilíndrica del pozo aparecen como ondas sinusoidales en una pantalla convencional de cilindros desenrollados. Aquí, las características rojas representan las capas y la característica verde representa fracturas. Tomada de (Bukzac,2010)

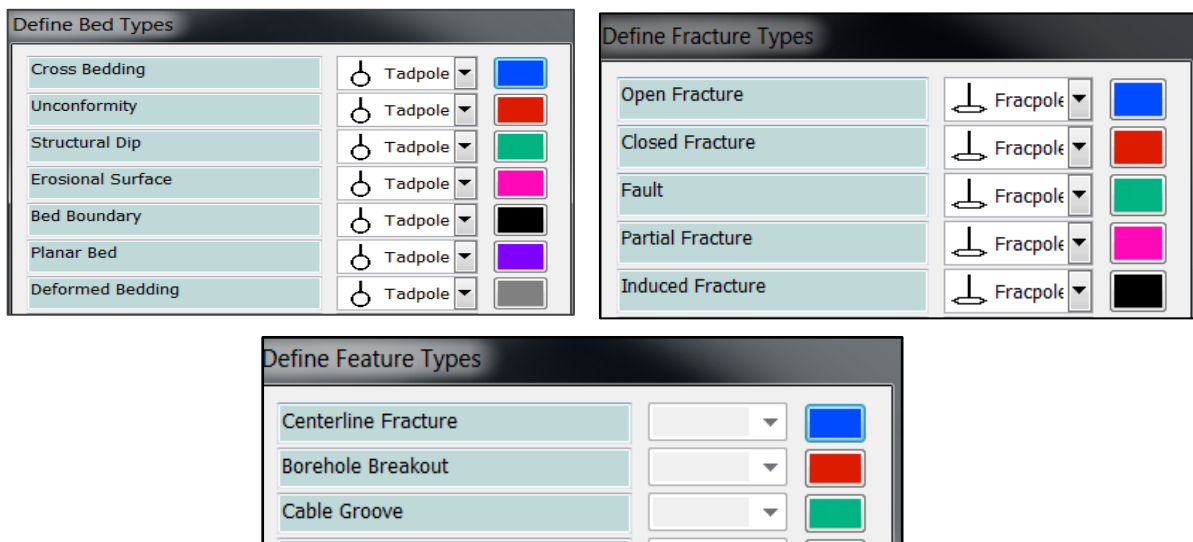


Figura 183. Categorías que fueron identificadas en las imágenes de resistividad, basada en los criterios del capítulo anterior.

Esta clasificación se hizo según los criterios y parámetros de interpretación de capas y fracturas teniendo en cuenta los criterios del Atlas para la interpretación de imágenes de pozo de la AAPG (2009) además de una serie de documentos internos que se describen en la sección de bibliografía. La nomenclatura básica de interpretación se presenta en la

(Fig.183). Los criterios de interpretación se explicaron en el capítulo anterior de manera sucinta.

Ahora bien, la litología se determinó usando la columna construida en tiempo real durante la perforación, esta se construye usando registros que involucran todas las mediciones de pozo abierto (densidad, porosidad, factor fotoeléctrico, rayos gamma y resistividad) medidas por las herramientas LWD de Sperry Halliburton.

A Continuación, se muestra el análisis de las estructuras sedimentarias que se pudieron obtener en la formación con las imágenes micro resistivas obtenidas con la herramienta AFR (Azimuthal Focused Resistivity).

9.2.1 Análisis general en el Fm. Honda.

Se interpretaron 2565 estructuras sedimentarias a lo largo de Honda, la dirección preferencial de las capas SE con un azimut promedio de 141 grados.

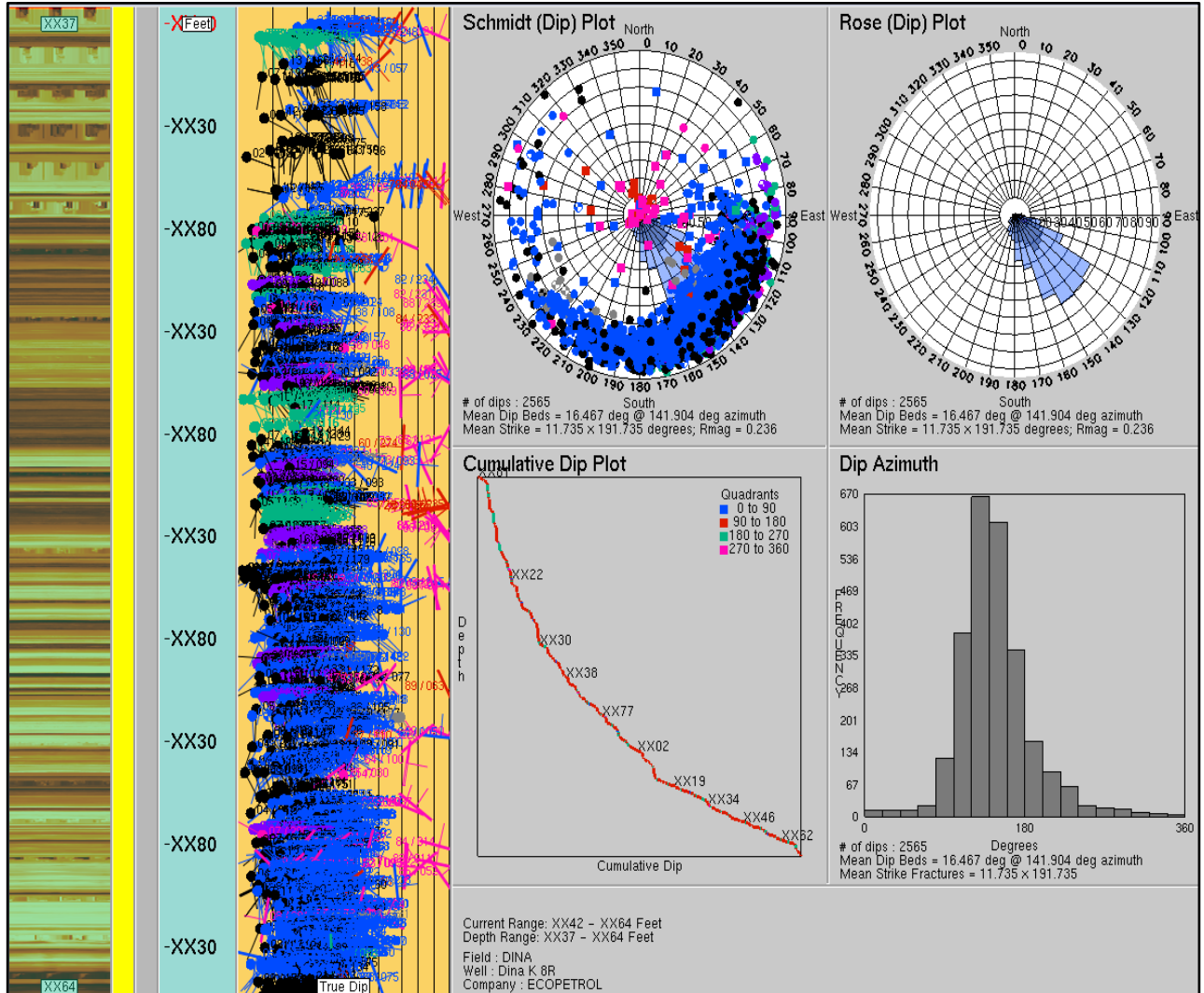


Figura 184. Análisis Estructural y Sedimentológico Fm. Honda.

9.2.2 Limites de Capas

Se interpretaron 639 límites de capa a lo largo de Honda, la dirección de buzamiento preferencial de las capas es hacia el SE y en menor proporción hacia SW, El azimut promedio de las capas es de 144 grados.

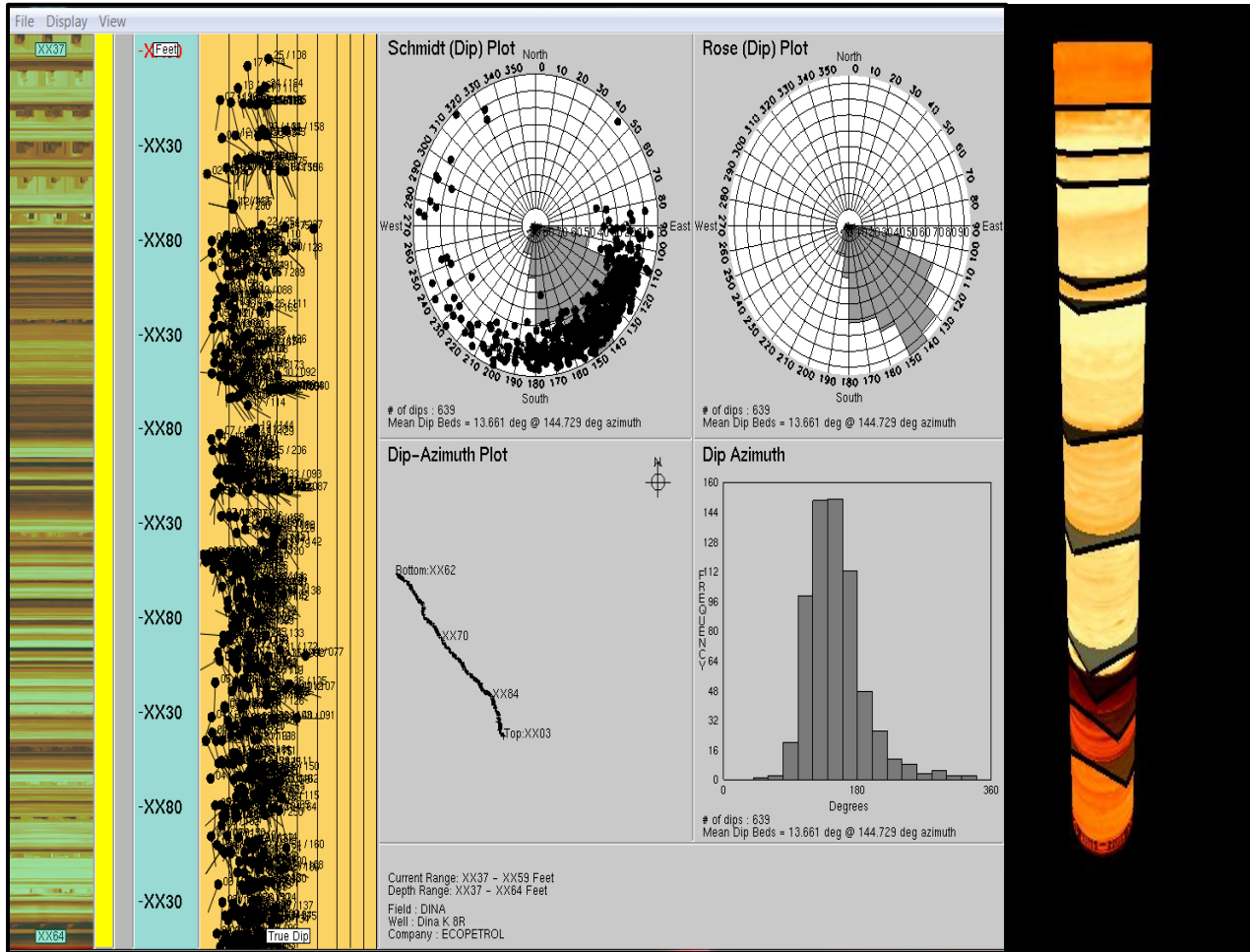


Figura 185. Estadística Limites de capas Fm. Honda interpretadas en el intervalo registrado, identificación de patrones de buzamiento y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento de las capas.

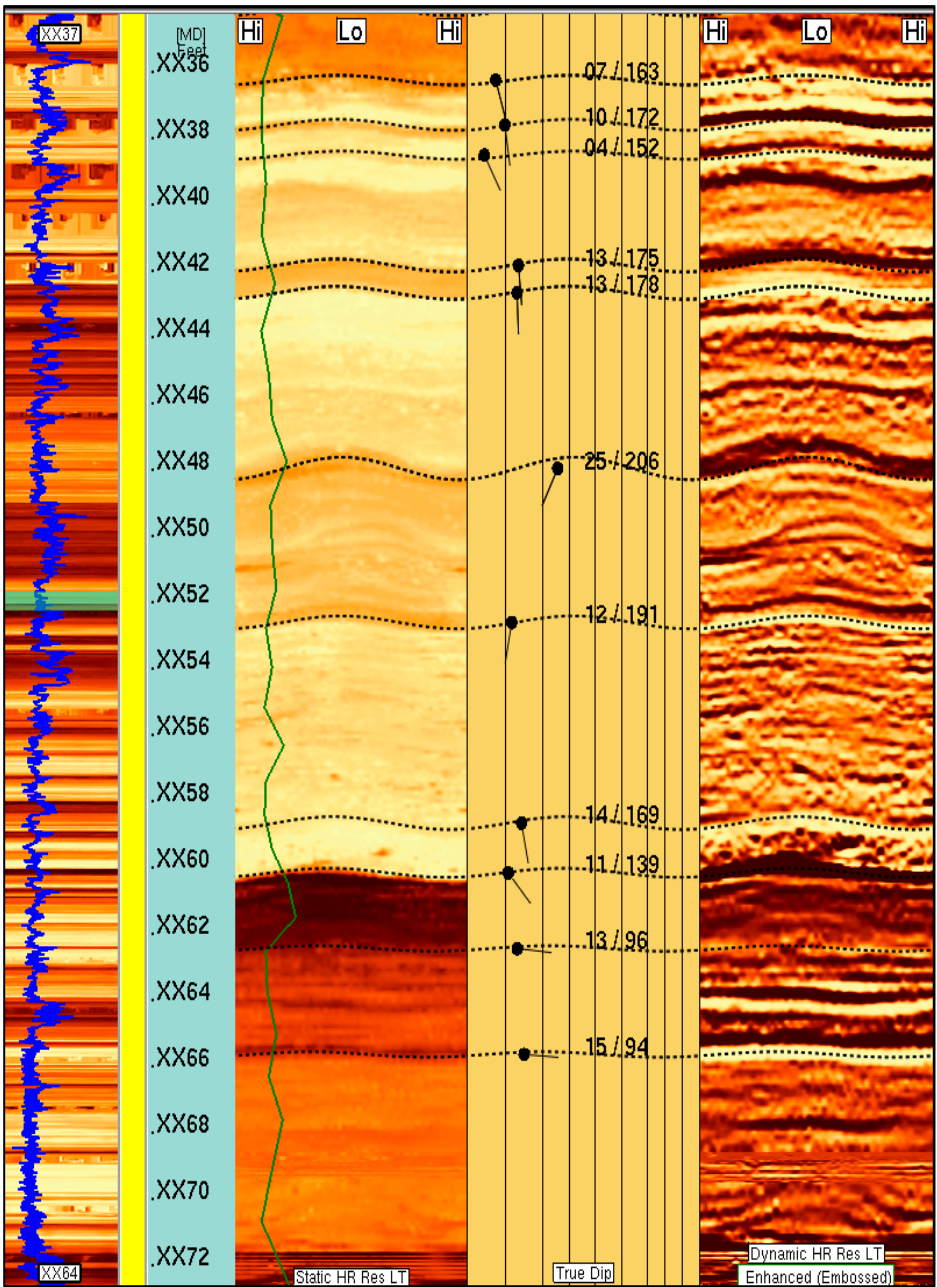


Figura 187. Límites de capa en un tramo de Fm Honda.



Figura 186. Límites de Capa Core.

9.2.3 Estratificación cruzada

Se identificaron 1449 estructuras con estratificación cruzada estas con un buzamiento preferencial entre SE y en menor proporción hacia el SW, aunque se aprecian algunas estructuras con buzamiento hacia el NW ahora bien el azimut promedio es 143 grados.

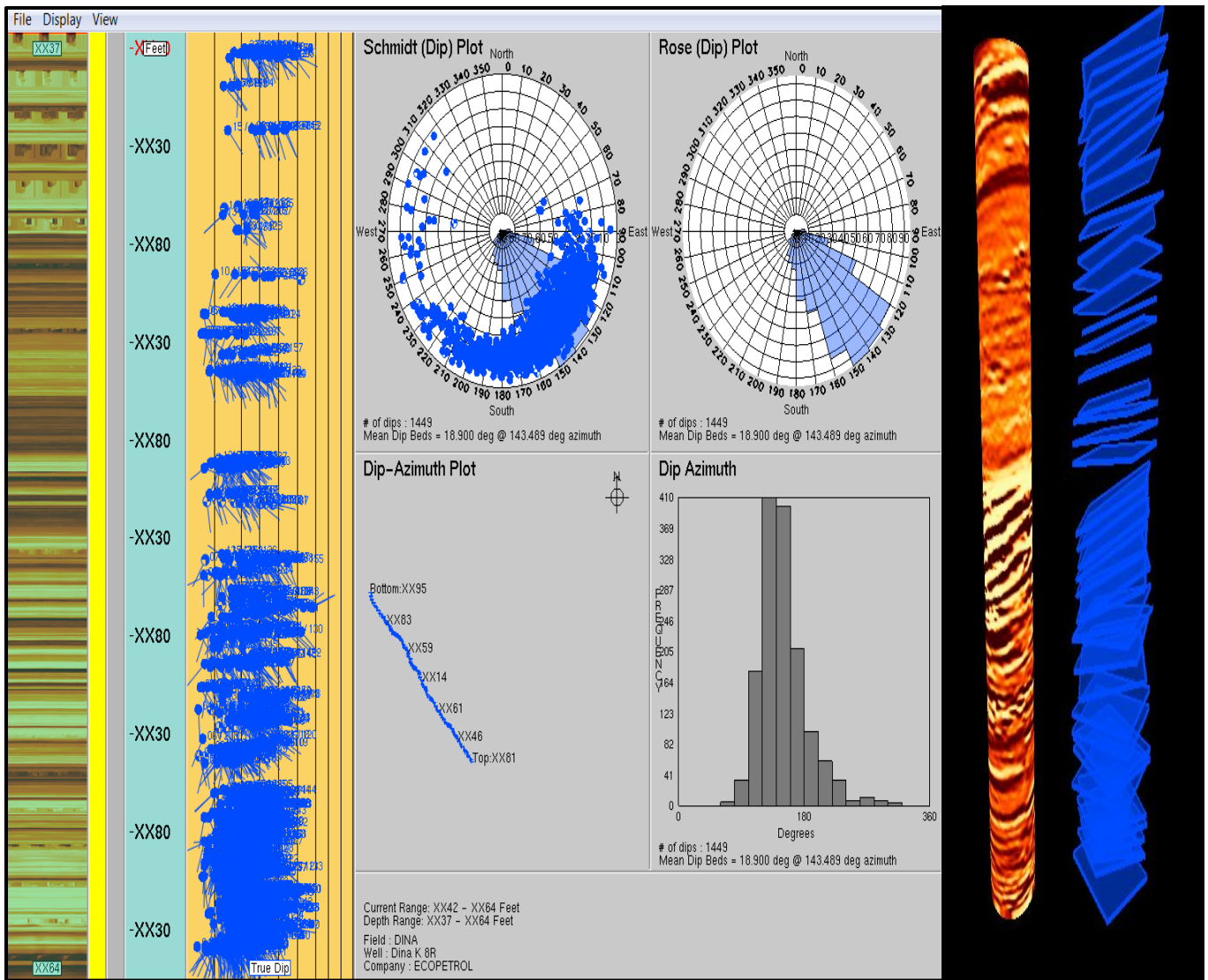


Figura 188. Estadística Estratificación Cruzada Fm. Honda interpretadas en el intervalo registrado, identificación de patrones de buzamiento y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento de las capas.

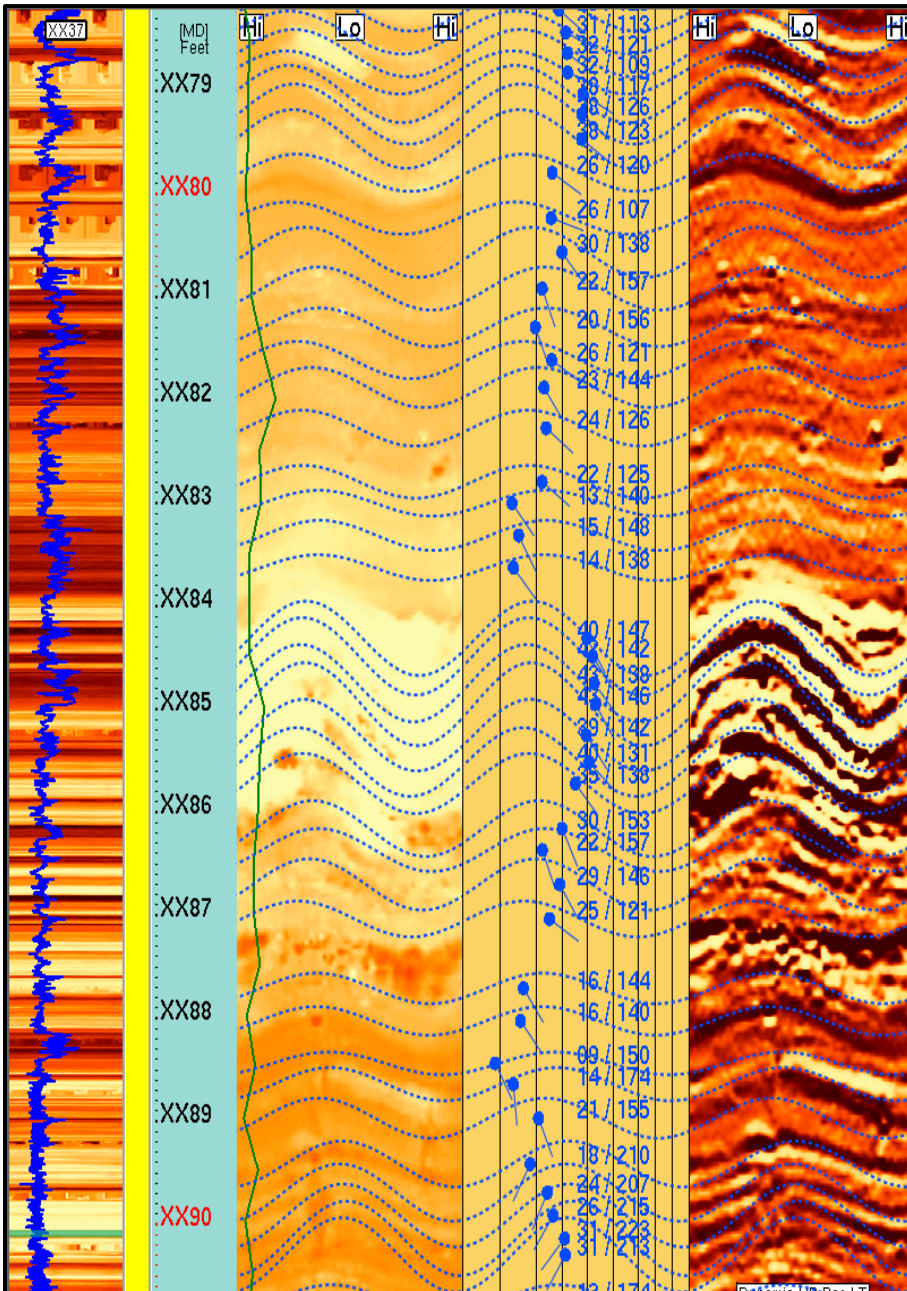


Figura 190. Estratificación cruzada en un tramo de Fm Honda.

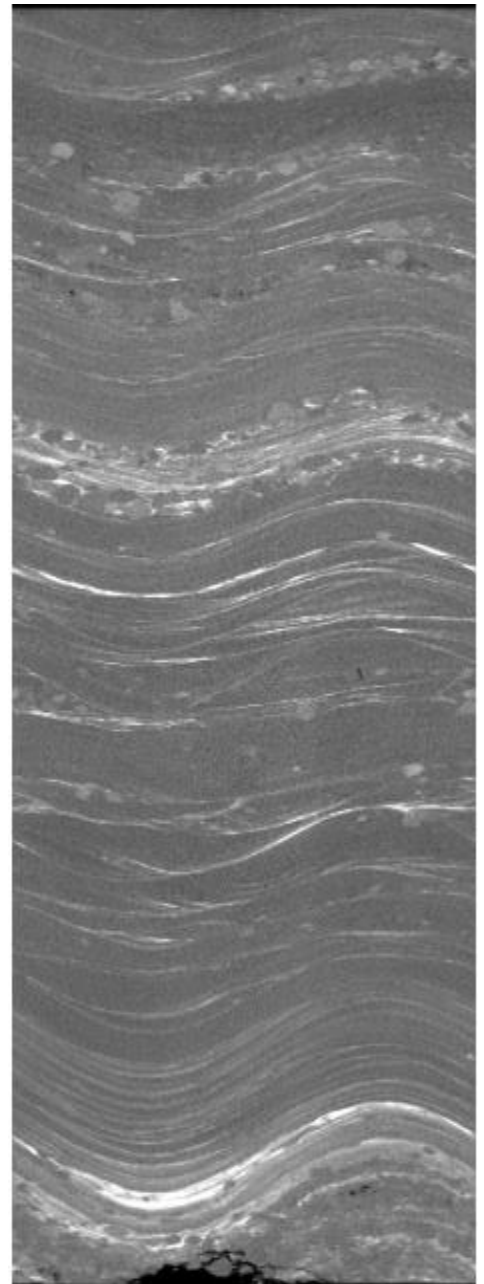


Figura 189. Estratificación cruzada Core.

9.2.4 Laminaciones

Fueron identificadas 148 laminaciones en capas de arena con una dirección de buzamiento preferencial hacia el SE con un azimut promedio de 118 grados.

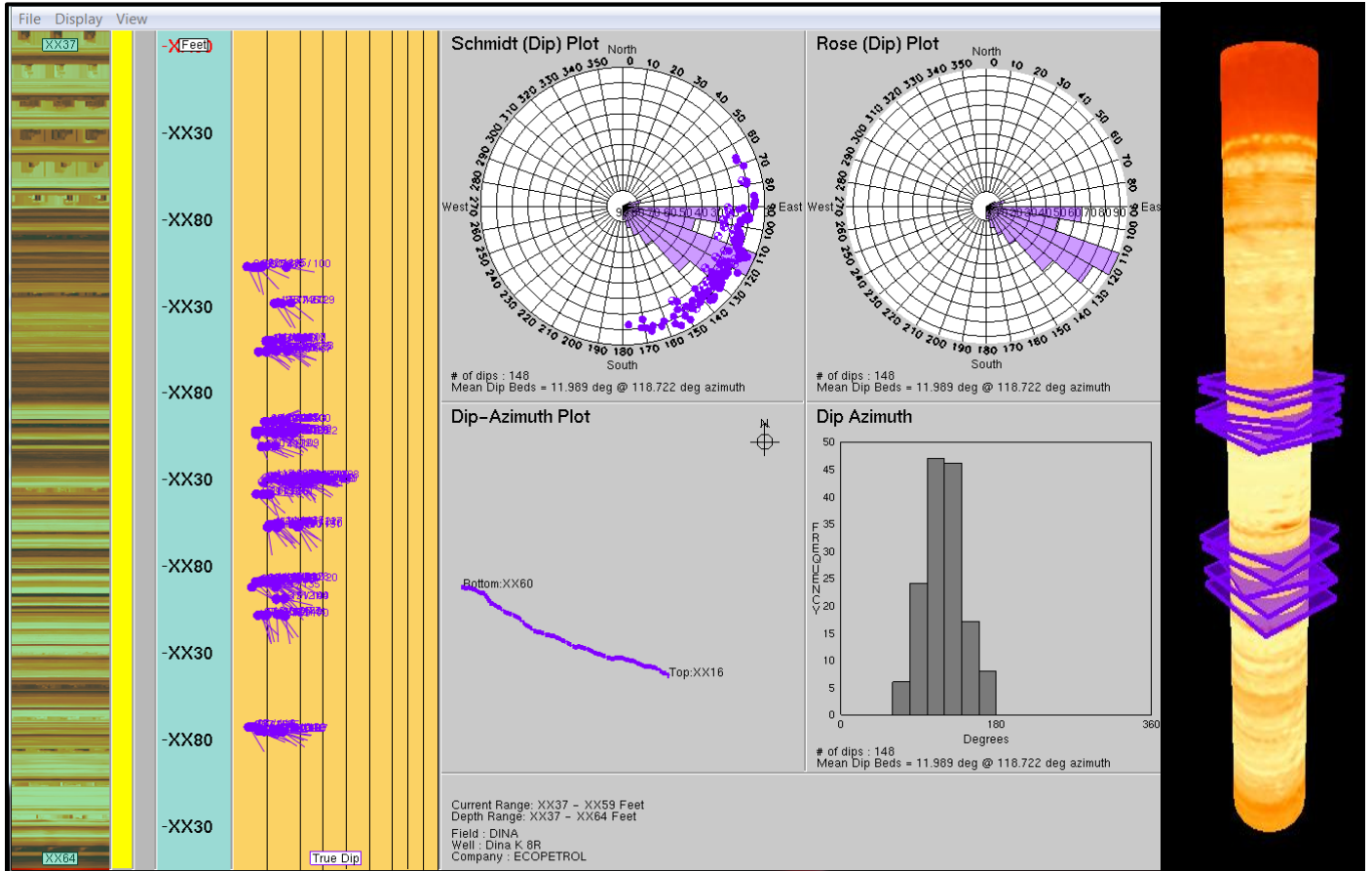


Figura 191. Estadística Laminaciones Fm. Honda interpretadas en el intervalo registrado, identificación de patrones de buzamiento y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento de las capas.

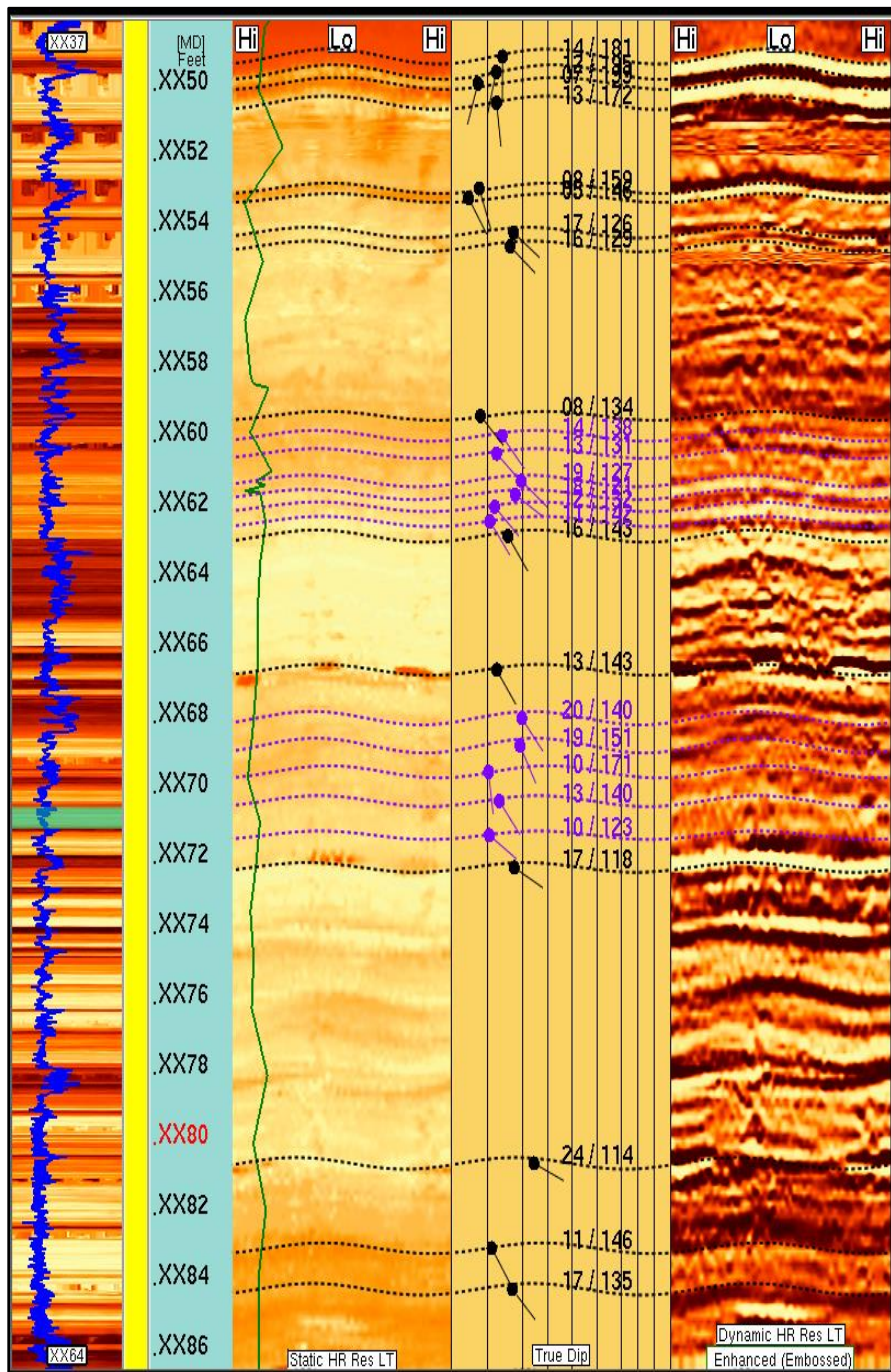


Figura 192. Laminaciones en un tramo de Fm Honda.

9.2.5 Superficies Erosivas

Se analizaron superficies de erosión, generalmente con geometría irregular que en algunos casos se acompañaron con intraclástos. Estas superficies tienen una dirección de buzamiento preferencial hacia el SE, aunque se tienen superficies de erosión buzando hacia el N. Las superficies que lograron identificarse fueron 13 con un azimut promedio de 87 grados.

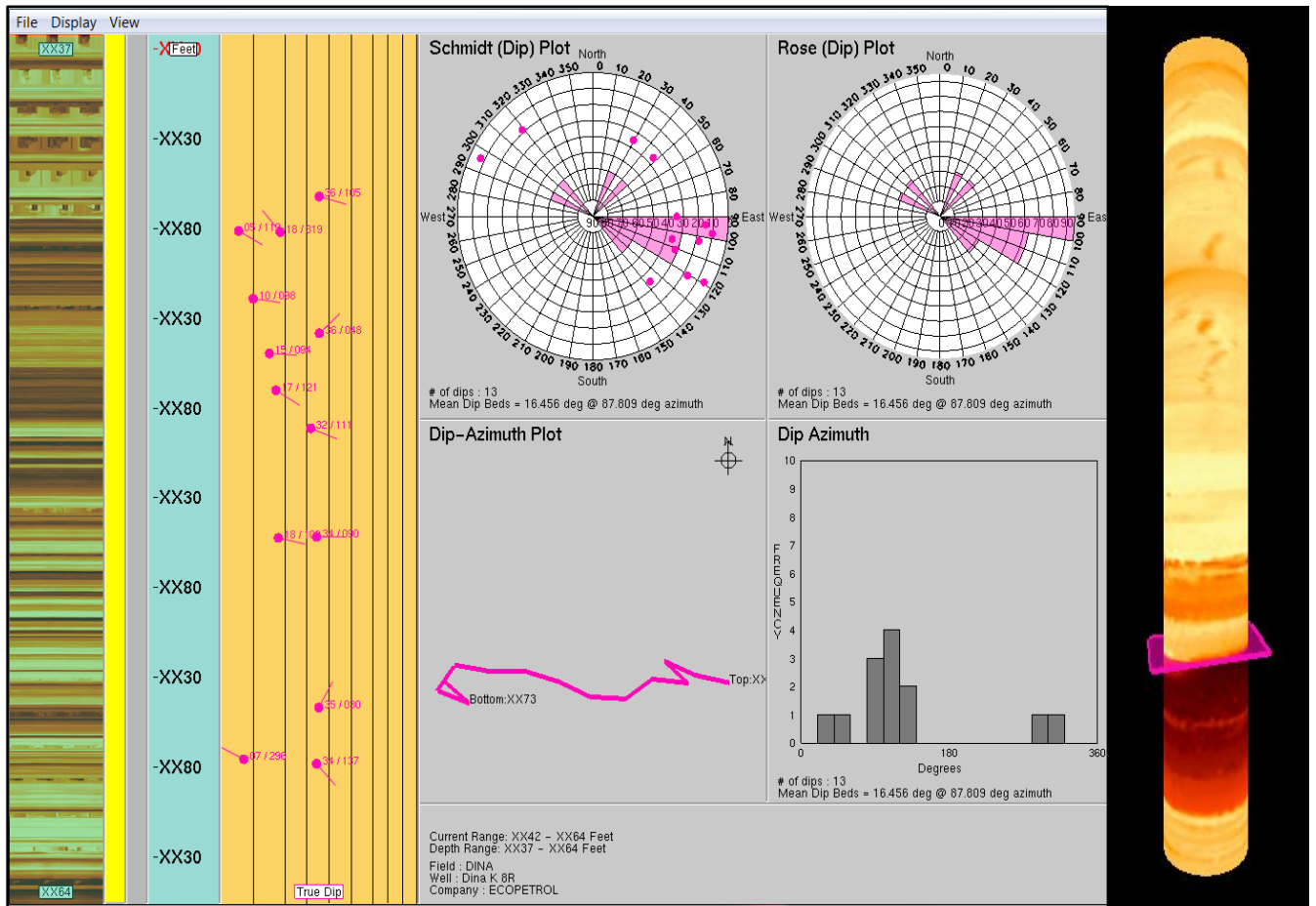


Figura 194. Estadística Superficies erosivas Fm. Honda interpretadas en el intervalo registrado, identificación de patrones de buzamiento y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento de las capas.

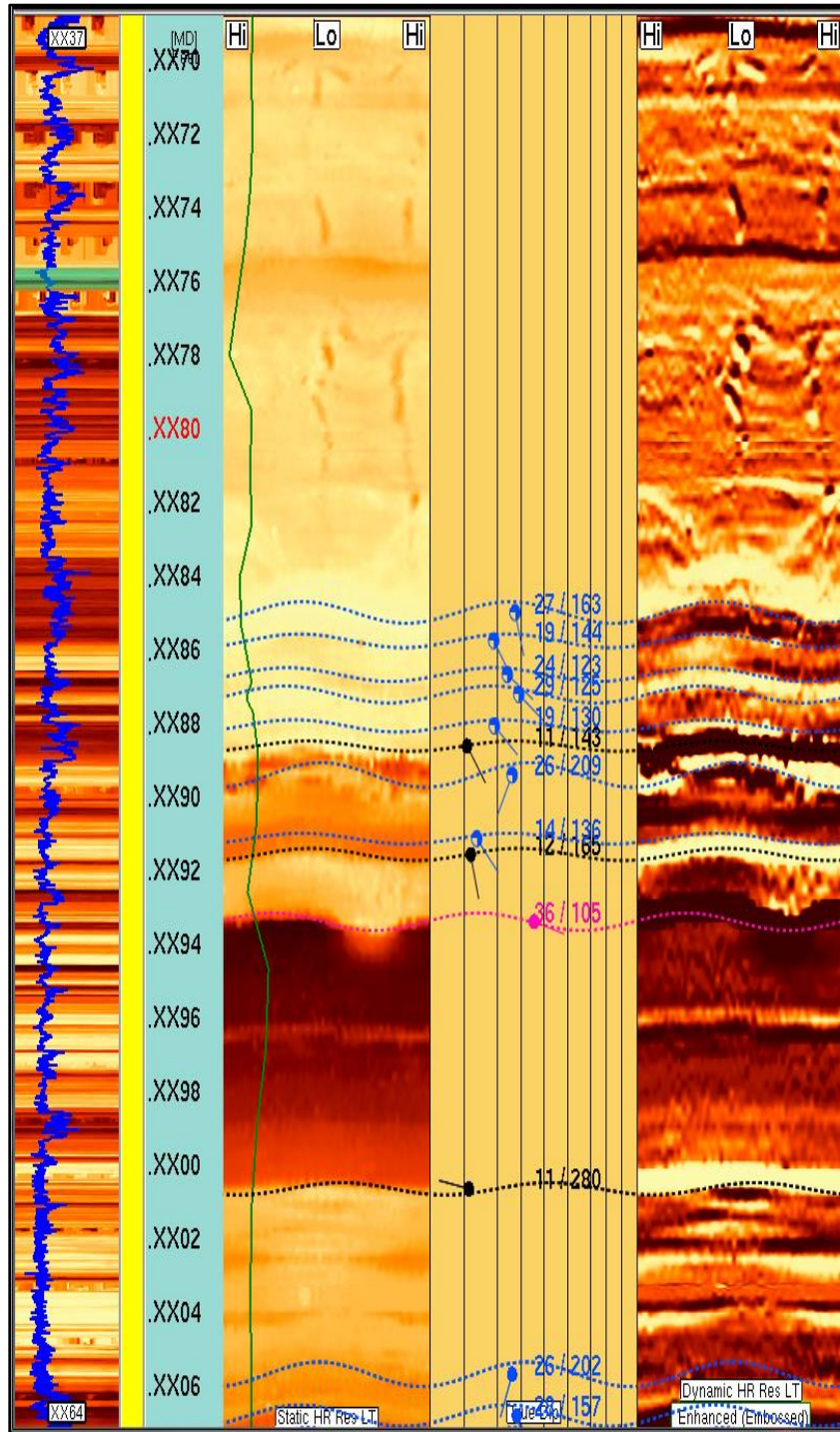


Figura 195. Superficies erosivas en un tramo de Fm Honda.

9.2.6 Capas Deformadas

Las capas deformadas que se identificaron a lo largo de Honda fueron 35 capas, estas con un buzamiento preferencial EWE-SSW con un azimut promedio de capas de 183 grados.

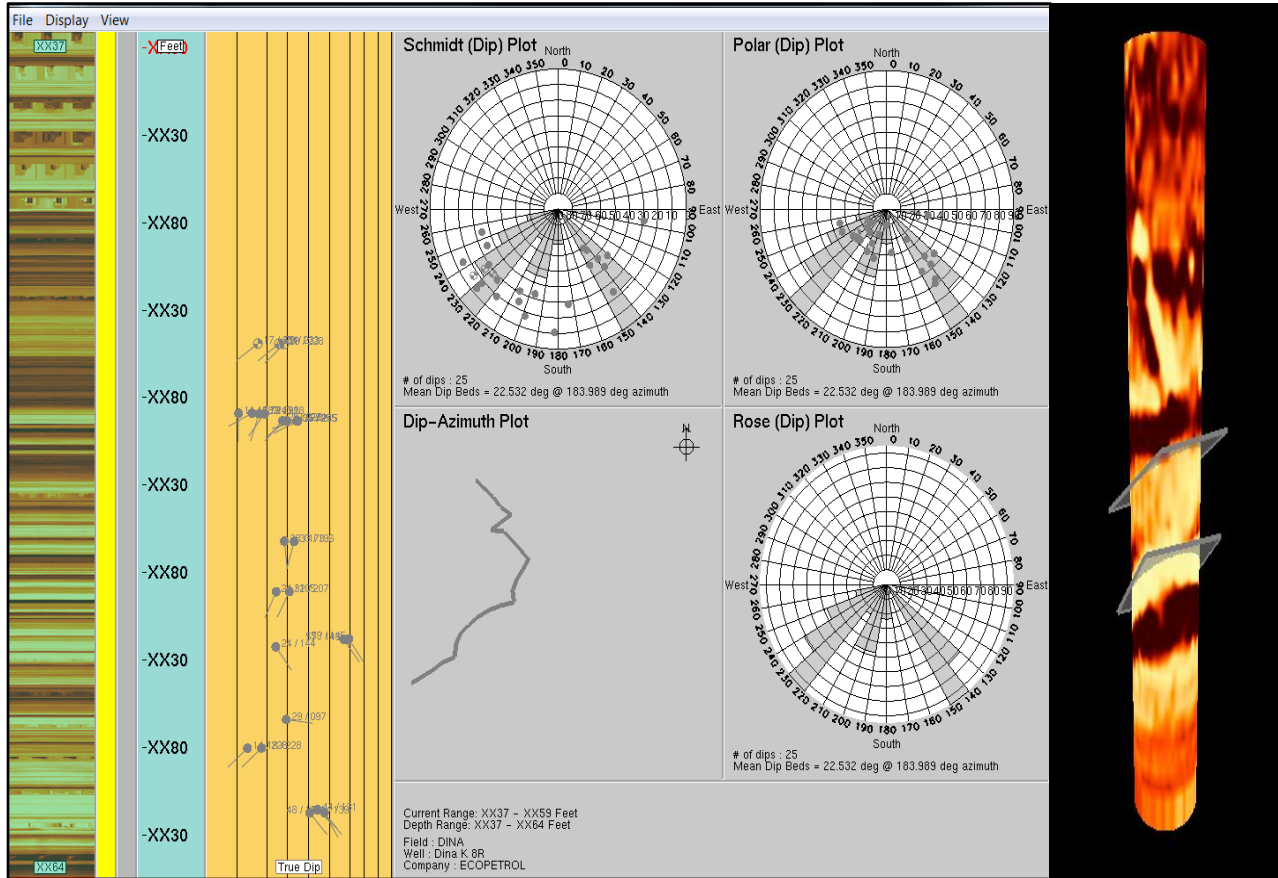


Figura 196. Estadística Capas deformadas Fm. Honda interpretadas en el intervalo registrado, identificación de patrones de buzamiento y diagrama de rosas mostrando dirección preferencial de buzamiento de las capas

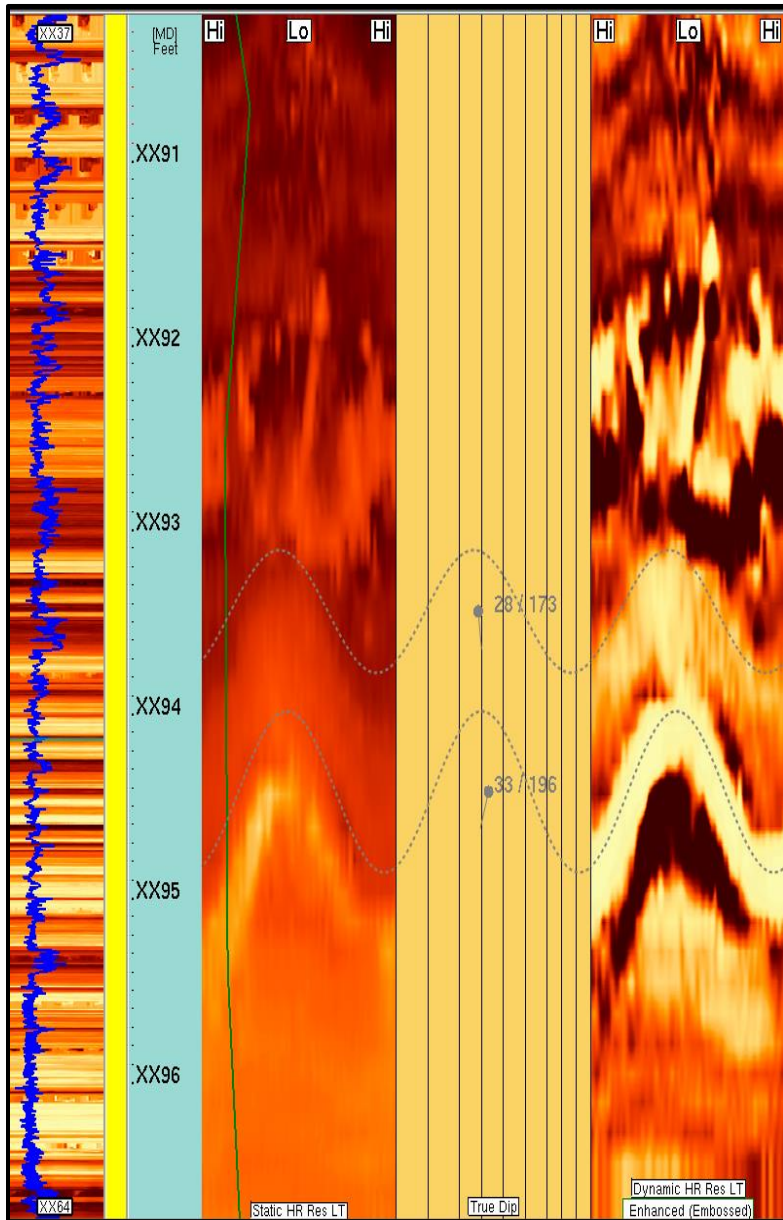


Figura 197. Capas deformadas en un tramo de Fm Honda.

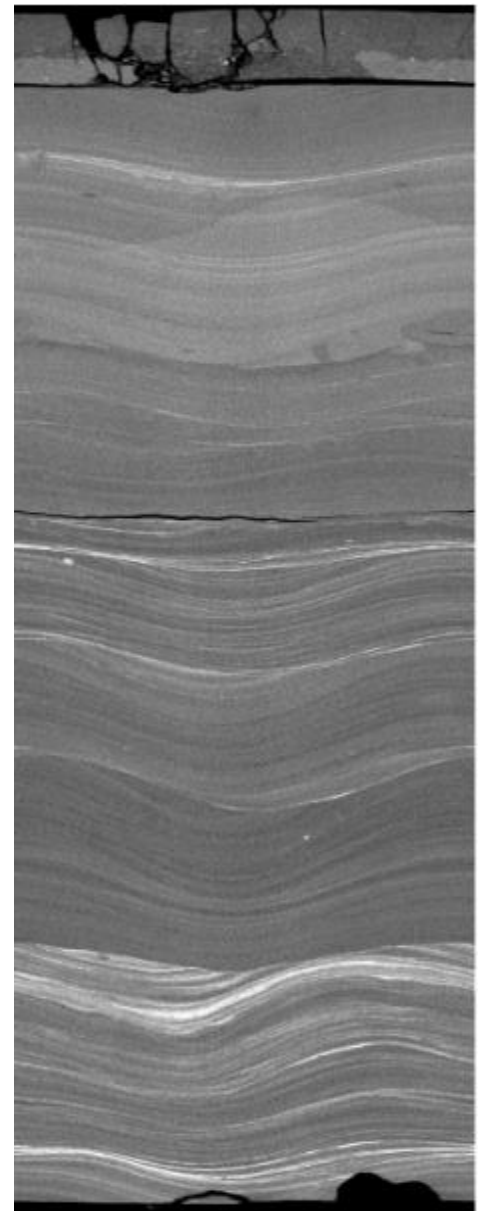


Figura 198. Capas deformadas, Core.

9.2.7 Buzamientos estructurales Fm. Honda

El buzamiento estructural o capas planas se asocia con la depositación de niveles finogranulares en ambientes de sedimentación de baja energía donde el material se acomoda bajo condiciones de suspensión formando laminas planas horizontales respecto al relieve; por efecto de procesos posteriores que pueden ser tectónicos o diageneticos, por ende, las capas se deforman, cambiando su disposición inicial. Los diferentes niveles de lutita se interpretan indirectamente combinando los análisis del registro de imágenes resistivas y los perfiles de rayos Gamma y resistividad tomados durante la perforación. (Sue Gómez C, 2016).

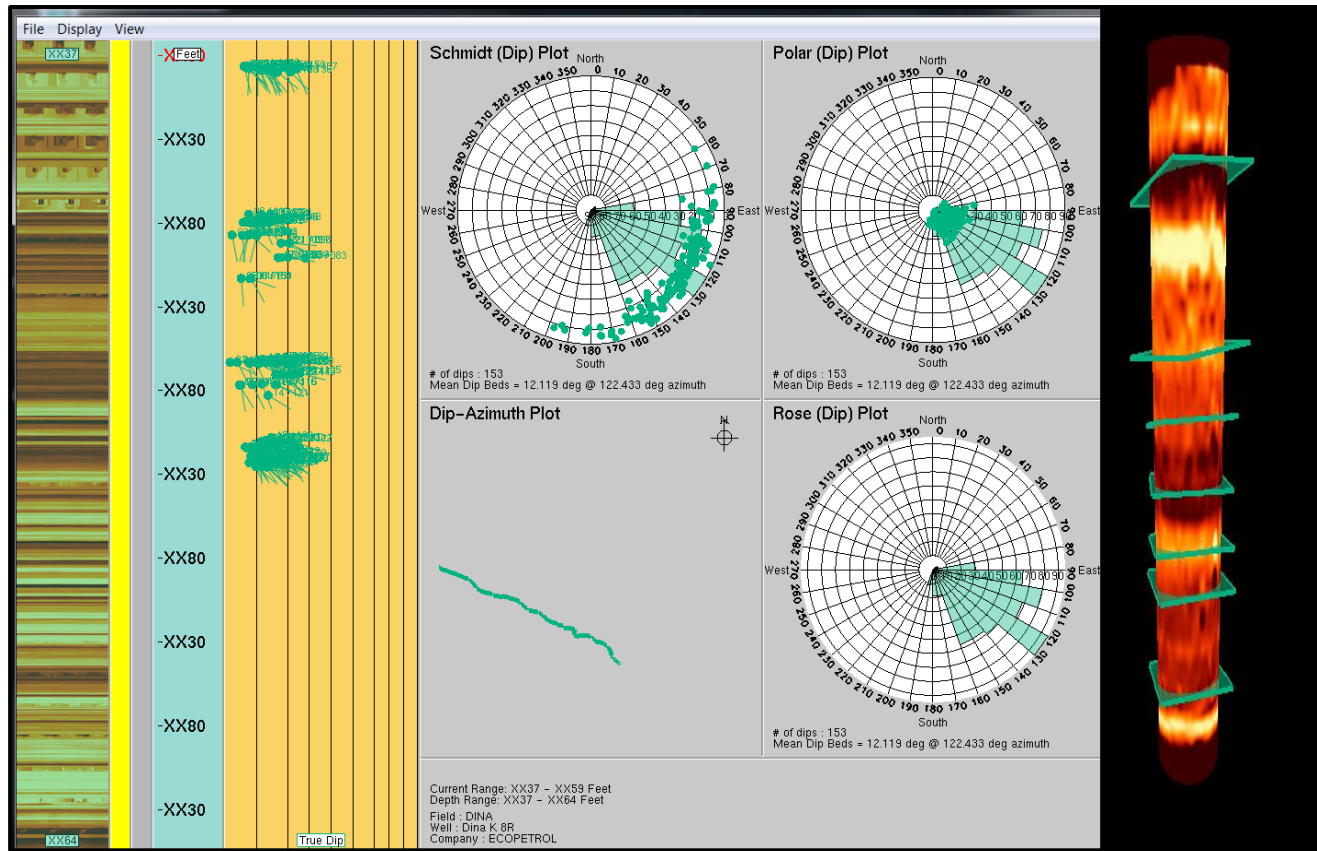


Figura 199. Distribución del buzamiento estructural en las lutitas del tope y base.

De forma general se interpreta una estructura casi plana con buzamiento muy suave. En la lutita buza hacia el SE (122°) con una inclinación máxima de 12.1°

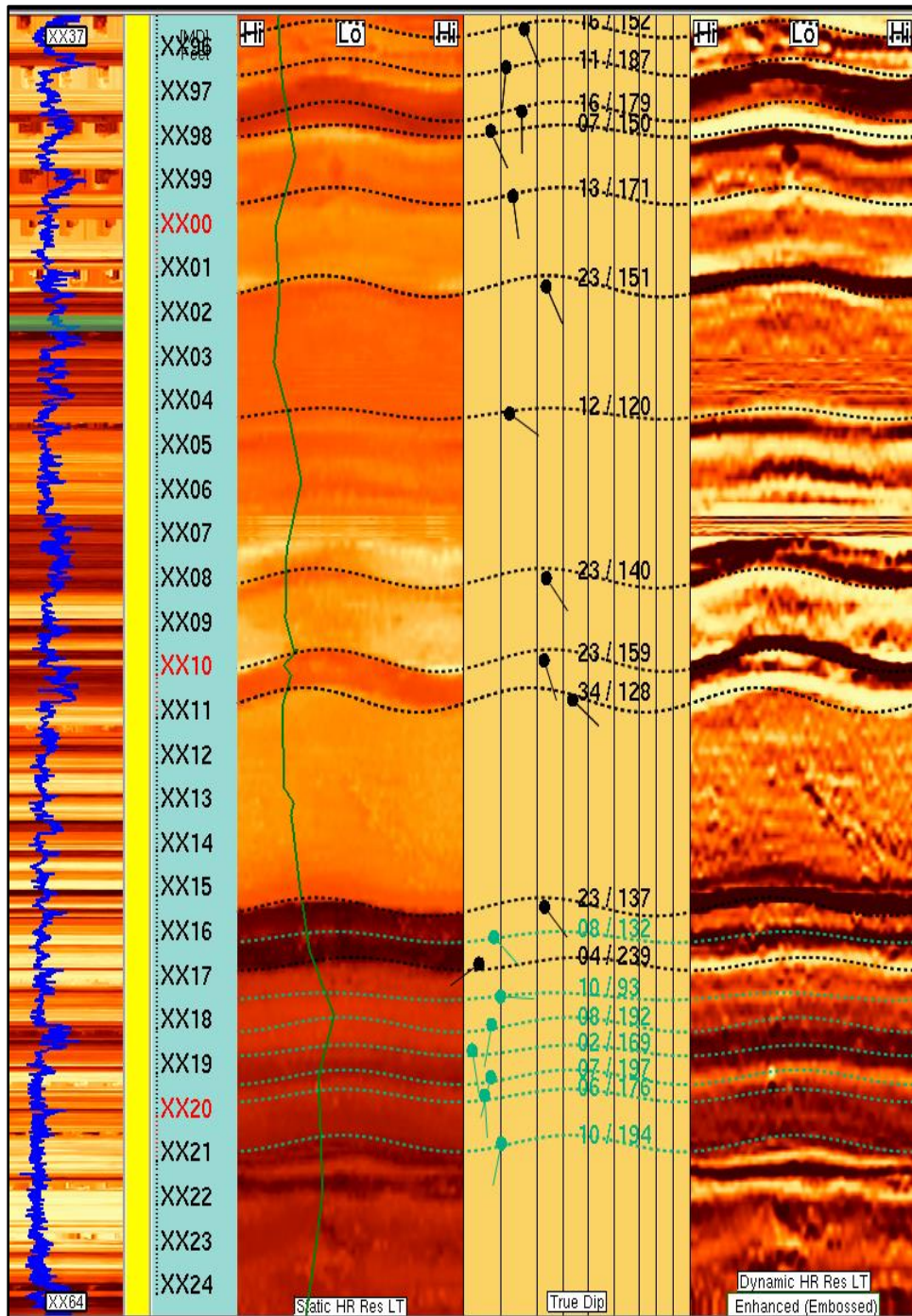


Figura 200. Estructurales en un tramo de lutitas en Fm. Honda.

9.3 Análisis Ambientes Deposición Fm. Honda

La interpretación general del registro estratigráfico que se realizó sobre el Grupo Honda de origen fluvial se basó en tres tipos de datos: Núcleos, imágenes de pozo y registros de pozo abierto. La combinación del núcleo y las imágenes de pozo usadas en esta interpretación permitieron analizar diversas estructuras sedimentarias, texturas y litologías en la secuencia estratigráfica. El estudio de registros de imágenes de pozos arrojó información esencial para la interpretación detallada de las facies fluviales y el establecimiento de tendencias depositacionales de la formación.

Fue común observar a lo largo de la Formación Honda areniscas laminadas, areniscas con estratificación cruzada, material arcilloso y lutitas. Las superficies de erosión y de reactivación fueron analizadas también a lo largo de esta formación.

Durante el Mioceno Medio se dio un importante pulso de la Cordillera Oriental “Macizo de Garzón” mientras que el levantamiento de la Cordillera Central continuó (Carrillo, 1994). Durante estos sucesos de levantamiento, se acumularon conglomerados poligenicos, areniscas líticas, areniscas arcillosas y arcillas. Estos sedimentos pertenecen al Grupo Honda que se acumularon en sistemas de acumulación de ríos meandricos a llanuras de inundación (Van Houten y Travis, 1968; Wellman, 1970; Van der Wiel A. , 1991). A continuación, se realizará una identificación de facies y posterior asociación para poder corroborar el ambiente de acumulación de Honda en el pozo estudiado y así verificar si efectivamente Honda tiene depósitos fluviales, es decir materiales depositados por ríos que se componen de limo, arena, arcilla y grava, y posiblemente materia orgánica.

PERIOD	EPOCH	AGE	PICKS (Ma)	THICKNESS (meters)	UNITS	LITHOLOGY	ENVIRONMENT	
QUATERNARY	HOLOCENE	0.01					Meandering to braided rivers	
		0.01						
	PLEISTOCENE	0.01 - 0.02			Rec. depos.	Alluvial deposits, fans, terraces, colluvium.		
		0.02 - 0.03		4000	Mesa Fm.	Polymictic conglomerates with muddy sandstones and sandy mudstones.		
	PLIOCENE	0.3						
		0.3 - 0.5						
	NEOGENE	MIOCENE	7.2					
			7.2 - 11.6					
		Eocene	11.6		3000	Honda Gr.		Lithic arenites and sublitharenites with polymictic conglomerates and massive claystones. Are also common sandy mudstones and wackas. Vertebrates fossils.
			11.6 - 13.8					
13.8 - 16.0								
16.0 - 20.4								
OLIGOCENO	20.4							
	20.4 - 23.0							

Figura 201. Grupo Honda. Ambiente, litología, y periodo. Tomada de (Roncancio y Martínez, 2011)

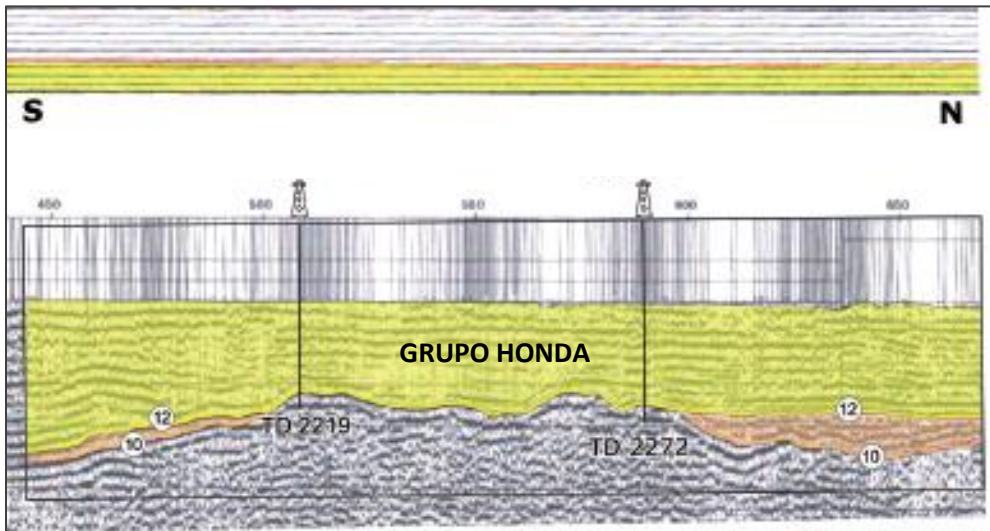


Figura 202. Unidades estratigráficas Tomado de: (Cediel, 1998)

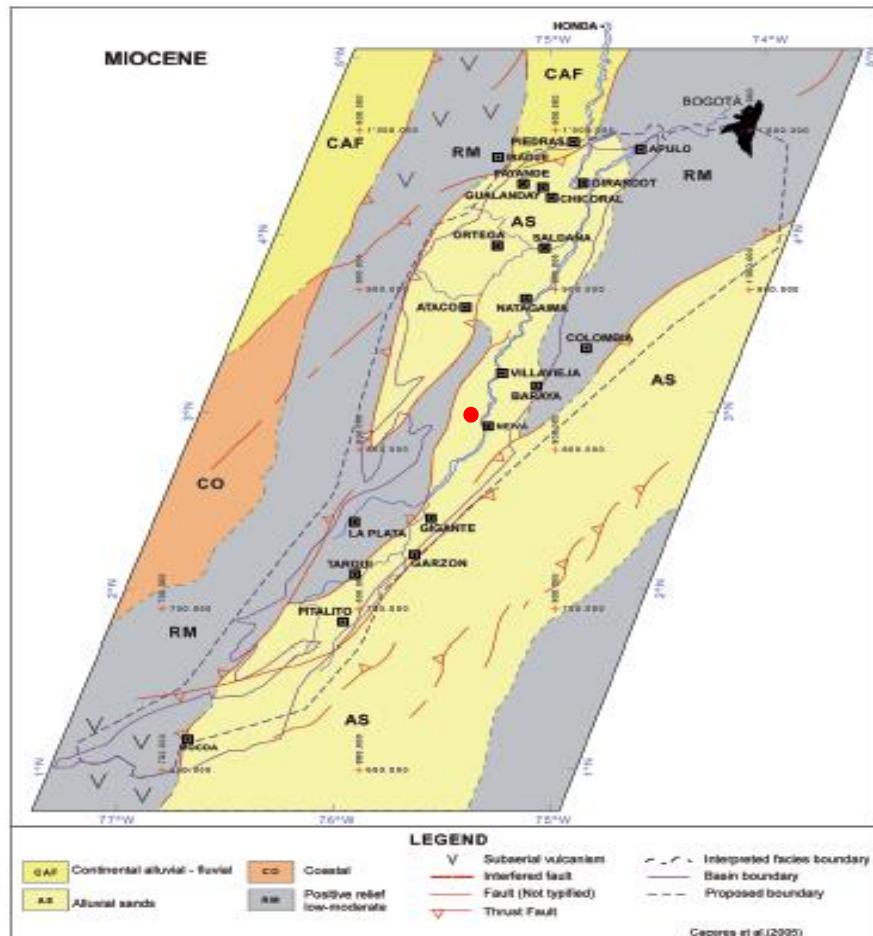


Figura 203. Distribución de facies del Mioceno Editado de (Cáceres et al., 2005).

Litología Identificada Master log.

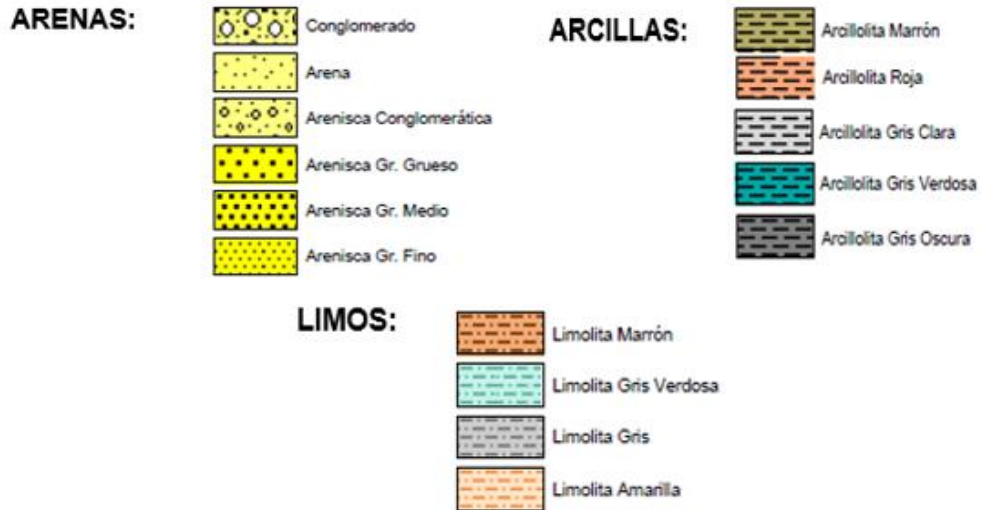


Figura 204. Litología identificada en el master log Formación Honda.

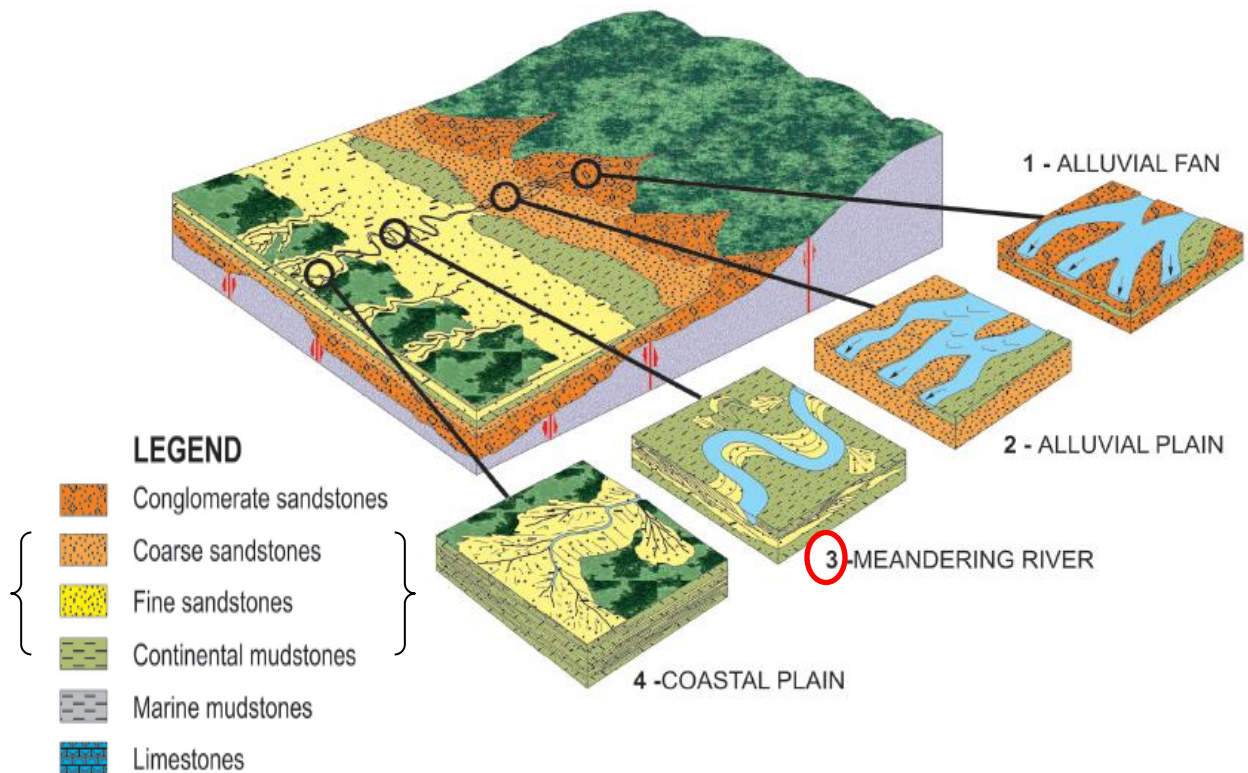


Figura 205. Entorno de depósito esquemático del grupo Honda, en la región de la subcuenca de Neiva editado de Tomada de: (Flórez y Carrillo, 1994).

Las litofacies fueron identificadas con: el Masterlog, los registros eléctricos Gamma Ray, Densidad y Pef (Factor foto eléctrico), junto con el Core. (La tabla que contiene las litofacies puede ser encontrada en los anexos).

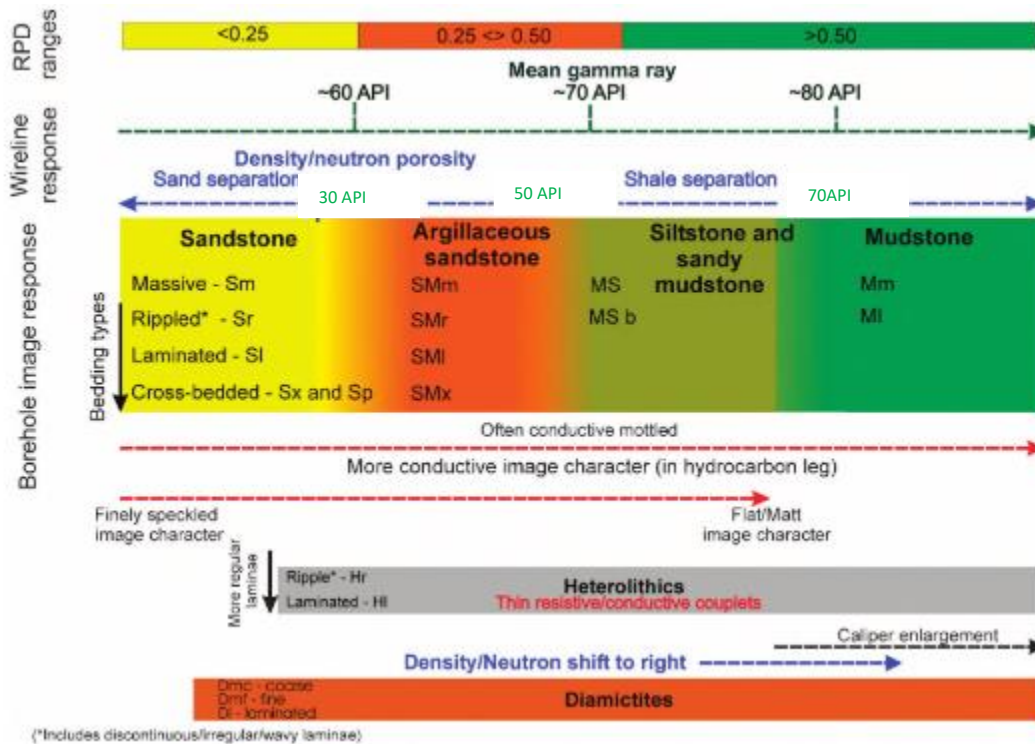


Figura 206. Esquema de facies de imagen de pozo que muestra 18 tipos de facies clásticas inicialmente reconocidos. RPD = diferencia de porosidad relativa (ver texto); Sx y Sp = arenisca plana y arenisca plana cruzada, respectivamente. Editado de: Samantray, et al. 2010

A continuación, se mostrarán las tablas que fueron usadas para identificar la litología.

DENSIDAD	
LITOLOGIA	g/cm ³
Arenas Sucias	2.7
Arenas Limpias	2.3-2.65
Arcillas	1.9-2.7 (F= Compactación)
Calizas	2.71
Dolomita	2.87

Tabla 13. Densidad

FACTOR FOTOELECTRICO	
LITOLOGIA	Pef
Arenas Sucias	2.7
Arenas Limpias	1.81
Arcillas	2.5-4.0
Calizas	5.08
Dolomita	3.14

Tabla 14. Tabla factor foto eléctrico

9.3.1 Sistemas Fluviales: Ambientes de Depositación

El análisis de facies y la asociación que se llevó a cabo en el grupo Honda permitió entender el sistema de depositación continental y así confirmar el entorno fluvial en el cual se acumuló.

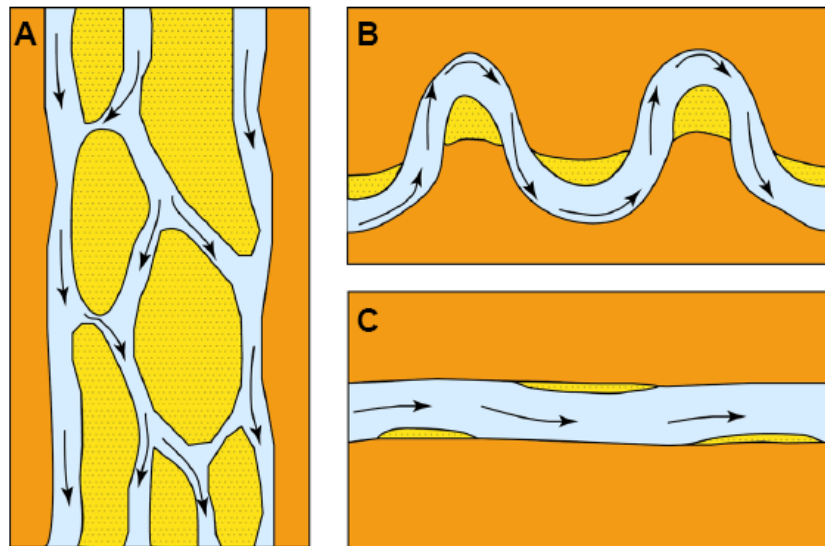
Los sistemas fluviales son conductos de transporte de sedimentos y sitios de acumulación, gran parte de los sedimentos se conservan bajo ciertas condiciones para formar parte del registro sedimentario (Boggs, 2009), por lo que es fundamental reconocer y comprender los depósitos de los antiguos sistemas fluviales para entender los reservorios petrolíferos. Tales depósitos contienen variedades de sedimentos que son originados por ríos, corrientes y procesos asociados a flujos de gravedad que pueden asignarse a uno de los tres sistemas ambientales generales: Abanicos fluviales, ríos trezados y ríos meandriformes. (Sierra G. M., 2013)

Antes de entrar en detalle en los resultados obtenidos durante la interpretación del Grupo Honda en el pozo estudiado es importante recordar en que consiste el sistema fluvial haciendo énfasis en sistemas de ríos y que se espera encontrar en cada uno de estos para poder correlacionar los resultados con cada tipo de ambiente.

9.3.2 Sistemas de Ríos

Se han reconocido tres tipos principales de ríos: Trezados, rectos y meandros, (Fig.207). Miall 2016, señala que los ríos se pueden describir en términos de sinuosidad y número de canales donde los ríos trezados presentan baja sinuosidad y múltiples canales mientras que los ríos meandriformes presentan alta sinuosidad y un solo canal. Boggs 2009, sugiere que los factores que influyen en la sinuosidad del canal y trezado se deben a factores como: variabilidad y magnitud de la descarga de la corriente, pendiente, tamaño del grano del sedimento, irregularidades del lecho, cantidad y tipo de carga de sedimento y estabilidad de los bancos del canal, sin embargo, las causas exactas de trezado y el meandro siguen siendo temas que se siguen aún debatiendo,

ya que las diferentes clases de patrones no se excluyen mutuamente, muchos ríos combinan la sinuosidad y trenzado en distintos tramos del río.



A: Braided (low sinuosity, multi-channel stream)
B: Meandering (high sinuosity, single channel stream)
C: Straight (low sinuosity, single channel stream)

Figura 207. Tipos principales de ríos. Tomado de: (Miall, 2016)

Meandering (High Sinuosity)



Braided (Low Sinuosity)



Figura 208. Ríos Meandriiformes y trenzados. Tomado de: Samantray, et al. 2010.

Procesos de transporte de sedimentos en ríos

9.3.3 Sistemas de Ríos Trenzados

Son ríos que se distinguen por su baja sinuosidad, tienen varios canales que son separados por barras o islas pequeñas. Hay dos tipos de clases de ríos trezados, los de gravas que se dan en áreas que tienen alto relieve y tienen poca extensión que normalmente gradan corrientes abajo por disminución de tamaño de grano a ríos trezados arenosos, estos últimos son más comunes que los ríos trezados de grava (Miall, 2016).

Los ríos trezados tienen mejor desarrollo en los alcances montañosos, en las llanuras glaciales de lavado y en las zonas más distales de los abanicos fluviales, en todas estas áreas los sedimentos son bastantes y la descarga de agua es abundante por ende se produce una sobrecarga de sedimentos que producen una rápida acumulación. Cant, (1982), sugiere que el trezado se origina debido a grandes fluctuaciones y descargas rápidas de los ríos con sedimentos gruesos. La acumulación de la carga de lecho muy grueso da origen a la formación de barras de mitad de canal, por lo tanto, cuando hay periodos de grandes descargas la corriente se restringe por los sedimentos gruesos de la carga del lecho que originan las barras, esta formación constante de barras y canales forman el sistema trezado de canales y barras sobre el lecho de corriente (Boggs S. , 2006).

Los ríos trezados se transforman en ríos meandriformes cuando el tamaño de sus sedimentos y el gradiente de río disminuyen. Los procesos de acumulación de los ríos trezados son similares al de los abanicos, por ende, es complejo distinguir las facies que forman estos dos ambientes, en especial en la zona de transición entre los ríos trezados y los abanicos. Estos ríos básicamente se identifican por sus barras que pueden clasificarse en tres tipos: 1. Barras laterales; 2. Barras longitudinales; 3. Barras Transversales, (Miall, 2016).

Las barras longitudinales se encuentran en la mitad del canal y se originan cuando los sedimentos más gruesos de la carga se depositan en el momento que la corriente disminuye, estas barras crecen en longitud y altura a medida que las partículas finas quedan atrapadas en las aberturas del depósito original, el material grueso se acumula a lo largo del eje central y en el fondo de la barra. Las estructuras internas de las barras longitudinales son caracterizadas por estratificación masiva y en algunos casos ligeramente horizontal, lo que indica el transporte y depositación en condiciones de régimen de flujo superior, por otro lado, las barras transversales se orientan en forma transversal a la dirección del flujo, estas se originan cuando hay altos flujos por ultimo las barras laterales son largas y se desarrollan en áreas de baja energía a lo largo de los lados del canal, están generalmente unidas a los bancos o márgenes (Boggs S. , 2006).

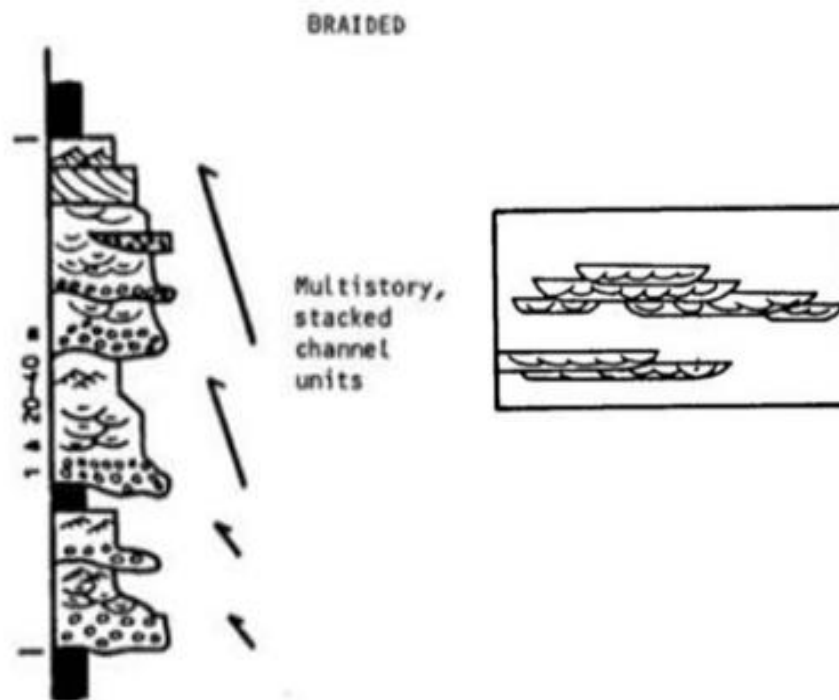


Figura 209. Columna estratigráfica ríos trenzados, Múltiples Canales.
Tomado de (Sierra G. M., 2013).

Ya que en los sistemas de ríos trenzados predomina el alto flujo, los sedimentos que se acumulan allí son gravas y arenas, el lodo es nulo en estos sistemas. Las barras longitudinales tienen mezclas de gravas o gravas y arenas y presentan estratificación plana a poca estratificación cruzada esta última se desarrolla más que todo en

secuencias arenosas, ahora bien, las barras transversales y laterales generalmente son más arenosas y muestran estratificación cruzada, la dirección de la estratificación cruzada es variable pero generalmente va en dirección del flujo (Boggs S. , 2006). Cant (1982), señala que los depósitos de los ríos trenzados de gravas y arenas migran lateralmente complejos depósitos de canal y barras tipo sabanas o cuñas. Esta migración lateral combinada con la agradación da como resultado arenas o conglomerados con shales delgados intercalados. Los sistemas de paleocorrientes en los sedimentos de este tipo de ríos son de tipo unimodal.

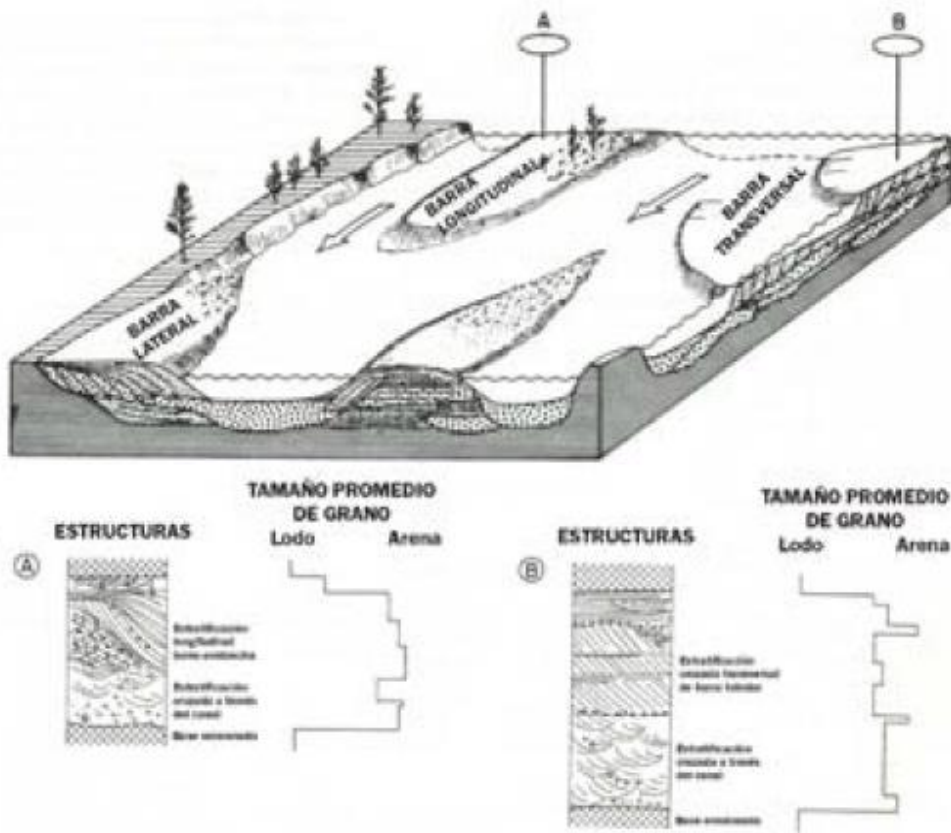


Figura 210. Registro de deposición barras longitudinales y transversales de ríos trenzados. Tomado de (Sierra, 2013).

9.3.3.1 Facies ríos trenzados

Los depósitos de estos ríos son variables y están relacionados al tamaño de sedimentos transportados, a la profundidad del canal y la cantidad o variación de descarga del flujo.

Muchos de estos depósitos se generan por acreción lateral parecido a las barras laterales y otros se forman por acreción vertical en los topes de las barras y en los fondos de los canales, (Boggs S. , 2006).

Estos canales se llenan por agradación cuando hay disminución de flujo de corriente, pero cuando hay banca llena los lechos que se forman durante la disminución de la velocidad de la corriente se superponen. Darby et al 1980, señala que los procesos de acumulación generan secuencias verticales de facies que pueden no mostrar cambios en el tamaño de grano o por el contrario pueden mostrar sistemas de disminución de tamaño de granos hacia arriba, por otro lado, Miall 2016, sugiere cuatro modelos de perfiles verticales que se producen bajo condiciones de carga y descarga, en estos modelos se muestran las características de distribución de facies y estructuras sedimentarias que caracterizan los depósitos de los sistemas de ríos trenzados. La sedimentación dentro de los ríos trenzados se da en la porción proximal con los modelos tipo Scott y Donjek y en la planicie distal con las secuencias tipo Platte y Bijou Creek.

En la secuencia tipo Scott predominan sedimentos de gravas que se presentan como depósitos de barra, interestratificados a estos se tienen estratos lenticulares de arena que representan el depósito en canales abandonados o los límites de las barras, este modelo muestra ciclos poco desarrollados y refleja deposición en corrientes proximales de gravas cuando hay descargas altas de los ríos (Boggs S. , 2009), El modelo tipo Donjek muestra ciclos de disminución de tamaño de grano hacia arriba y variable, este modelo sugiere flujos no tan constantes donde la arcilla y el lodo pueden ser acumulados, el porcentaje de grava pueden variar en esta secuencia, la estratificación cruzada plana y cóncava son las estructuras primarias más características de las capas arenosas, este modelo en pocas palabras muestra la acumulación de ríos trenzados con arenas y gravas mezcladas, (Boggs S. , 2006). En las planicies distales las corrientes son distribuidas por canales que se encuentran muy someros, por lo que la arena es el producto más característico de sedimentación en estas áreas debido a que la pendiente y el transporte de las corrientes es mucho más baja en esta área. El modelo tipo Platte no tiene ciclos definidos, aunque muestran algunas sucesiones de disminución de tamaño de grano hacia arriba, presenta los horizontes de arena con estratificación cruzada plana que

representan los sedimentos más abundantes; aunque se dan también horizontes de gravas debido a la formación de barras longitudinales, por último, el modelo tipo Bijou Creek se caracteriza por tener sedimentos de flujo superpuestos que se acumulan durante flujos de corriente en disminución, este modelo representa planicies distantes donde los canales son someros logrando depositar arenas muy finas con laminación horizontal, (Fig.211). (Boggs S. , 2006).

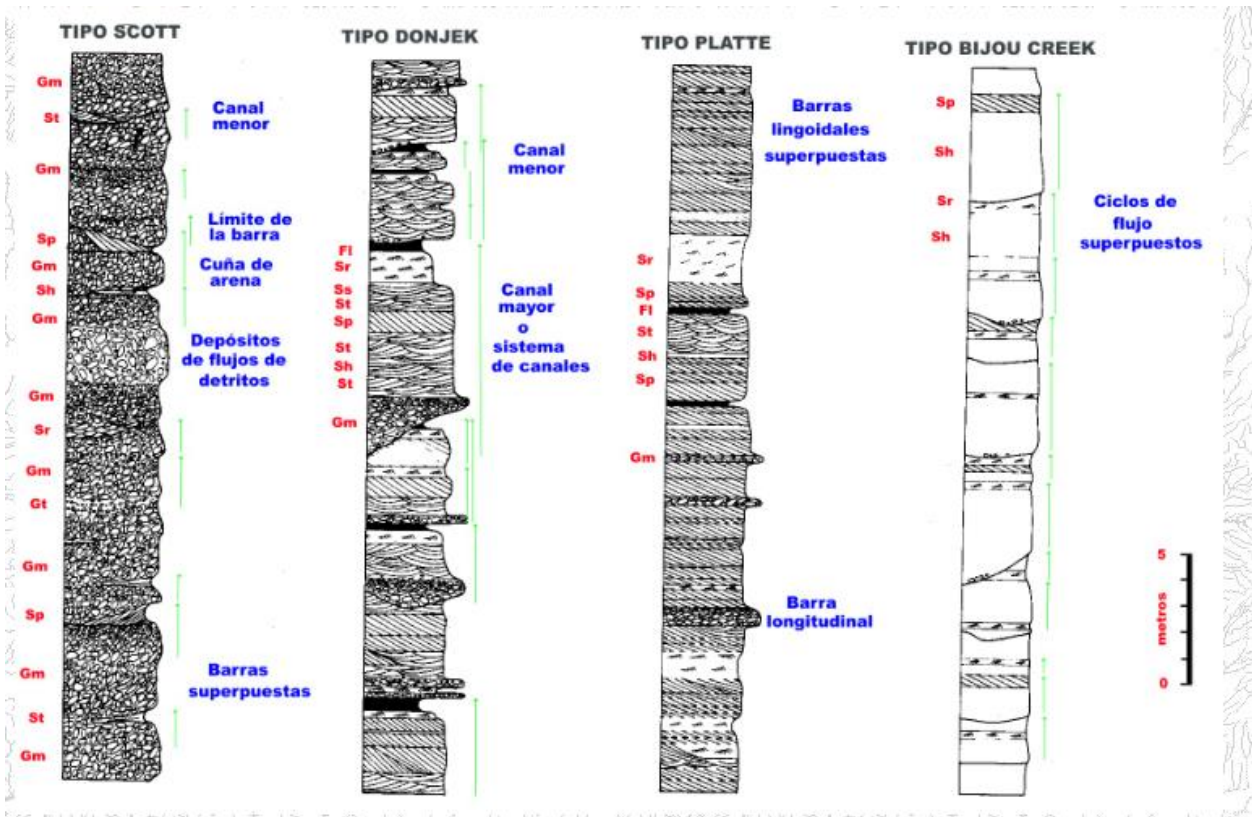


Figura 211. Modelos de perfiles verticales desarrollados bajo diferentes condiciones de carga y descarga ríos trenzados. Tomada de (Sierra, 2013)

Resumen características Ríos Trenzados

- Baja sinuosidad
- Grueso-Fino Hacia Arriba (No está claro)
- Menos Contenido de arcilla
- Canales múltiples



Figura 212. Río trenzado.

9.3.4 Sistema de Ríos Meandriiformes

Los ríos meandriiformes han sido estudiados cuidadosamente y sus modelos depositacionales se conocen mejor que el sistema de ríos trenzados, básicamente estos ríos se caracterizan por estar concentrados en un canal mayor además presenta bancos que son resistentes a la erosión, (Maill, 2016). Estos ríos se diferencian de los ríos trenzados por su mayor sinuosidad, sus bajas gradientes y sus sedimentos más finos, (Miall, 2016). Algunos de estos ríos ocurren como sistemas independientes y otros simplemente son la continuación corriente abajo de los ríos trenzados y son formados cuando las fluctuaciones de las descargas ya no son tan constantes, cuando el sedimento y la pendiente disminuyen notoriamente, generalmente este tipo de ríos desarrollan en su desembocadura sistemas deltaicos de depósito (Cant, 1982)



Figura 213. Rio Meandrico.

Procesos de transporte de sedimentos en ríos meandricos

9.3.4.1 Sistemas de Ríos Meandricos

Los elementos morfológicos de los ríos meandricos cuentan con el canal meandrico principal, los bancos (levees), las (planicies)/llanuras de inundación, las barras que se forman hacia afuera en la curva interior de las sinuosidades meandricas, los lagos laterales, las áreas de desborde, y los meandros que se encuentran abandonados y separados, (Boggs S. , 2006).

Los sedimentos que se acumulan en este sistema de ríos se dan debido al flujo del canal principal y a los periodos de inundación periódica de la planicie.



Figura 214. Componentes de un sistema de ríos meandricos. Tomada de (Sierra, 2013)

Como se mencionó anteriormente el flujo del canal y el aumento del flujo son uno de los agentes responsables de la acumulación y erosión que se da en el sistema de ríos meandricos. Estos aumentos de flujo ocurren periódicamente, cuando el flujo tiene niveles bajos, la corriente tiende a mecerse hacia adelante y hacia atrás a través del canal rozando los bancos en la parte cóncava de los meandros, (Miall, 2016). Por otro lado, cuando el flujo es alto la corriente sigue su camino recto.

Cuando la corriente se desplaza lateralmente se crea un flujo que permite el transporte de sedimentos a través del canal, solo los sedimentos más gruesos se acumulan como depósitos de retraso en las zonas más profundas del canal mientras que otros sedimentos son erodados del banco cóncavo y son transportados lateralmente por medio de la corriente cuando la zona de mayor velocidad de la corriente varía hacia adelante y hacia atrás desde una curva exterior hasta otra, estos se depositan por acreción lateral en la próxima barra corriente abajo, (Cant et al, 1979), ahora bien las inundaciones por encima de los bancos ayudan a la acumulación de limos finos y lodo sobre los bancos y cerca de la corriente, originando barras naturales o bancos. Los sedimentos pueden

acumularse también en las llanuras de inundación y en los lagos laterales, principalmente por acreción vertical. Los bancos al romperse penetran agua con sedimentos suspendidos en la llanura de inundación, estos se depositan rápidamente, a este proceso se le conoce como *crevasse splay*, (Boggs S. , 2009).

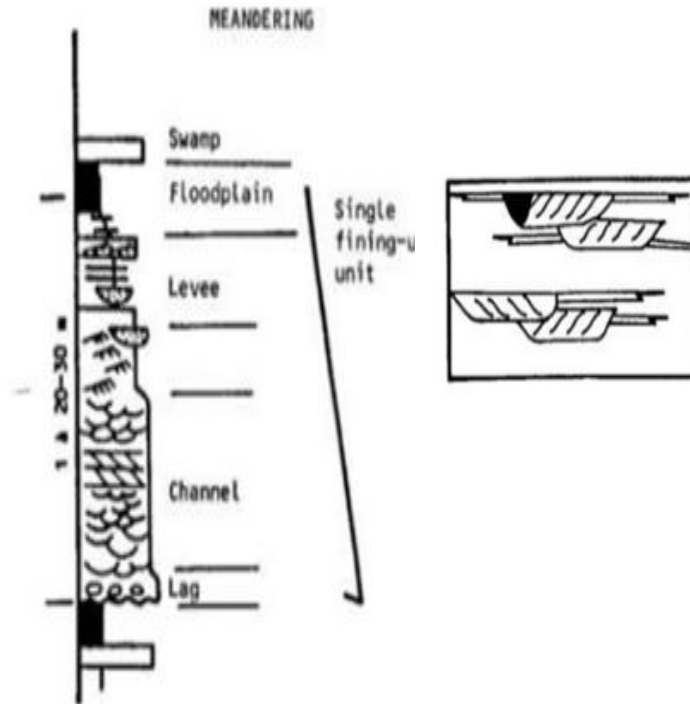


Figura 215. Columna estratigráfica ríos Meandricos.
Tomada de (Sierra, G., 2013)

9.3.4.1 (a) Depósitos

La acumulación de sedimentos en los ríos meandricos se dan en cinco sistemas diferentes: 1. En el canal principal; 2. En las barras; 3. En los bancos naturales; 4. En la llanura de inundación y 5. En los lagos o corte de los meandros. En cada uno de estos ambientes se forman depósitos con estructuras y tamaño de grano características. (Miall, 2016)

9.3.4.1 (b) Sedimentos de canal

Son depósitos de retraso y generalmente son sedimentos de material grueso que el río puede mover únicamente cuando tiene máximas velocidades en el flujo durante estados

de inundación, Walter y Cant 1979, sugieren que estos depósitos generalmente están conformados por gravas gruesas, troncos y pedazos de lodo parcialmente consolidado y erodados de la pared del canal. No es posible distinguir estratificación sin embargo es posible identificar en algunos casos la imbricación de clastos que presentan.

9.3.4.1 (c) Depósitos de Barras de Punta

Estos depósitos se originan en las partes interiores de las curvas del canal a partir de un flujo espiral que se forma en ese punto. Gracias a este flujo, los sedimentos más gruesos se acumulan en la parte inferior de la barra y los sedimentos finos en la parte superior, lo que genera una secuencia de disminución de tamaño de grano hacia arriba de barra de punta (Cant, et al, 1979). La estructura sedimentaria primaria más característica de los depósitos de barras es la estratificación cruzada de arenas gruesas, en pequeñas y grandes escalas. La dirección de buzamiento de estas estratificaciones suele ser variable, sin embargo, tienen buzamientos unidireccionales en la dirección corriente abajo (Boggs S. , 2006).

9.3.4.1 (d) Depósitos de Planicies de Inundación

Están constituidos por sedimentos finos depositados por suspensión a partir de las aguas que alcanzan la planicie adyacente al canal. Estos depósitos tienden a desarrollar poco espesor, de grano fino, comúnmente contienen grandes cantidades de material vegetal así mismo, presentan una bioturbación moderada (Boggs S. , 2006).

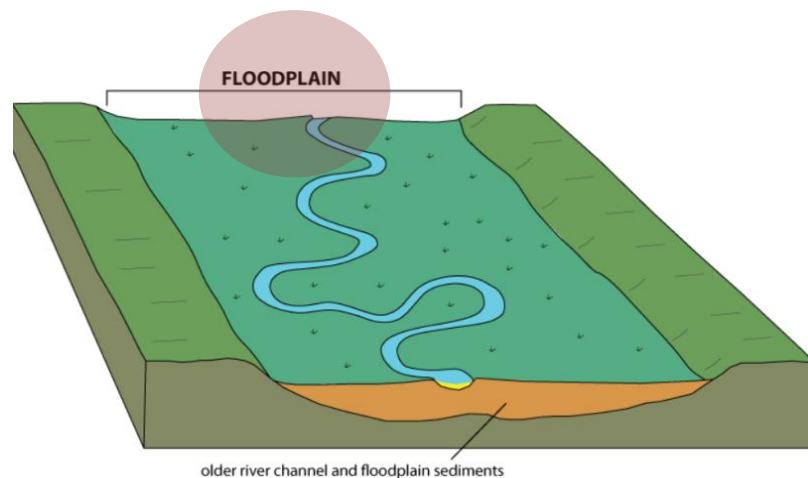


Figura 216. Llanura de inundación. Tomada de (Sierra G, 2013)

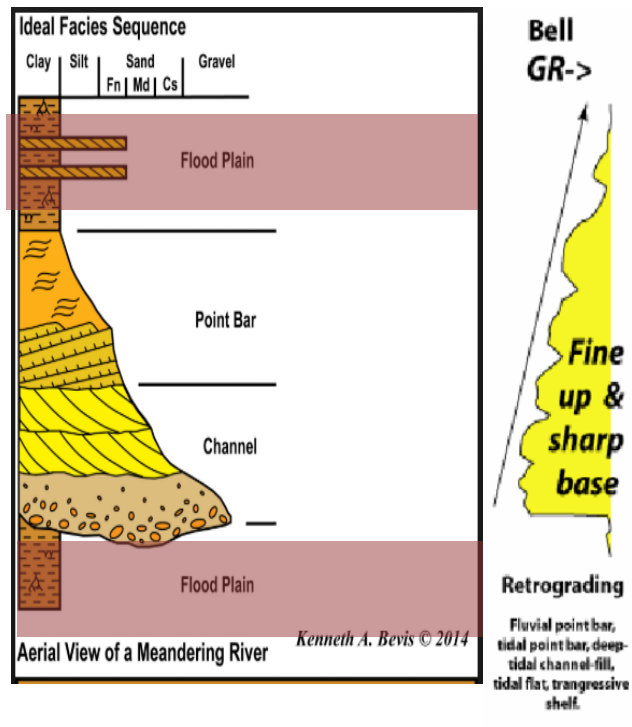


Figura 217. Facies que se esperan en las llanuras de inundación. Tomada de (Ramírez D., 2015).

9.3.4.1 (e) Depósitos de Crevasse Splay

Estos depósitos se pueden dar también en las llanuras de inundación cuando las inundaciones rompen los bancos naturales. La sedimentación de estos depósitos se da por tracción y suspensión cuando el agua con carga gruesa y sedimentos suspendidos se desborda improvistamente sobre la llanura, dando como resultado depósitos gradados similares a las secuencias Bouma de las turbiditas (Cant et al., 1979)

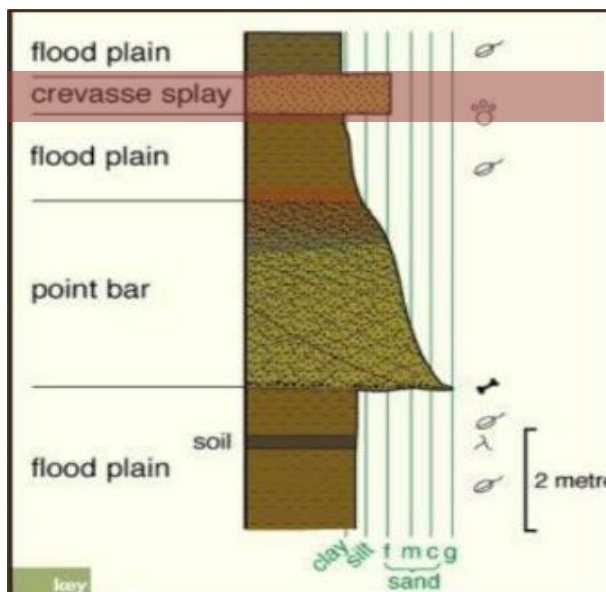


Figura 218. Crevasse splay. Tomada de (Ramírez D., 2015)

Estos depósitos están formados básicamente por limo fino y lodo que se acumulan en los lagos cuando hay periodos de inundación. Estos son laminados y pueden contener restos de plantas, conchas y moluscos (Cant, 1982.)

9.3.4.1 (f) Depósitos de Banco naturales

Estos depósitos se desarrollan en el lado cóncavo de la curva que delimitan los meandros, son el resultado de la pérdida de competencia de las corrientes cuando sobrepasan los bancos. Estos depósitos son de mayor espesor y de grano más grueso cerca de los canales y a medida que se avanzan hacia la planicie de inundación y se hacen más finos. Las estructuras sedimentarias en este sistema consisten en arenas finas con estratificación horizontal y rizaduras de corriente que subyacen bajo lodos laminados (Cant, 1982.).

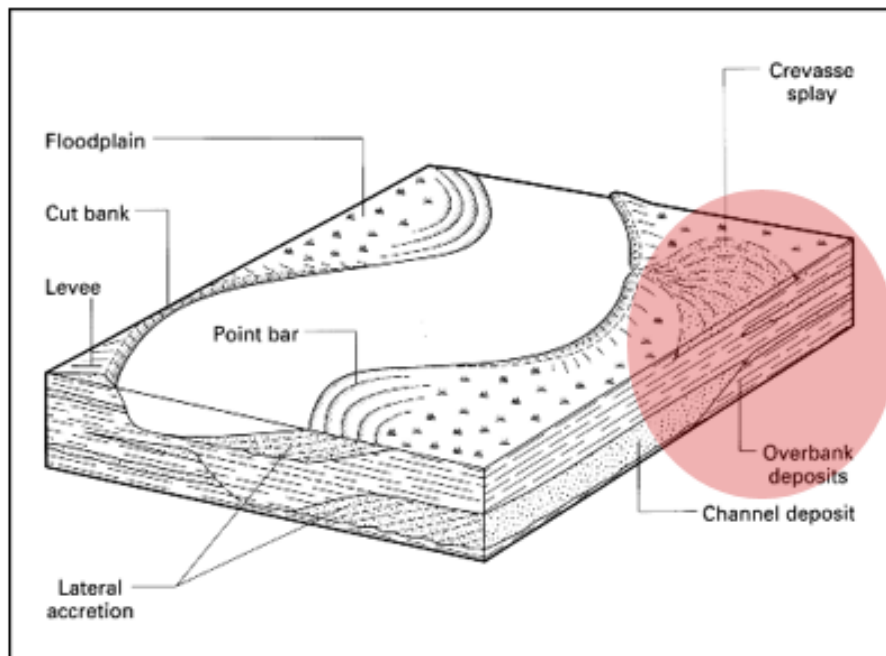


Figura 219. Depósitos de overbank. Tomado de: (Sierra G., 2013).

9.3.4.2 Facies ríos meandricos

La sedimentación dentro de los sistemas de ríos meándriformes se genera coetáneamente en todos los sistemas mencionados con anterioridad, ya sea sobre el canal o sobre la planicie de inundación, (Miall, 2016).

Cuando el canal del río migra por su acción erosiva los ambientes del sistema migran también de manera lateral y los sedimentos depositados en ambientes continuos llegan a superponerse o acumularse verticalmente, como resultado de esta migración, los depósitos gruesos son suprayacidos por secuencias arenosas (depósitos de barra) que disminuyen su tamaño arriba, los cuales a su vez son suprayacidos por lodos y arcillas de los depósitos de planicie e inundación. El modelo que mejor representa lo dicho anteriormente fue sugerido por Allen 1970, el cual consiste en una sucesión que disminuye el tamaño de grano hacia arriba e inicia depósitos de conglomerado que reposa sobre una superficie erosional, (Sierra G. M., 2013). El modelo de Allen ha sido retomado por varios autores que han elaborado cuidadosos estudios sobre este sistema fluvial Cant, 1978 y 1982; Walker y Cant, 1984; Galloway, 1985; Fraser, 1989; Boggs, 1989; entre otros.

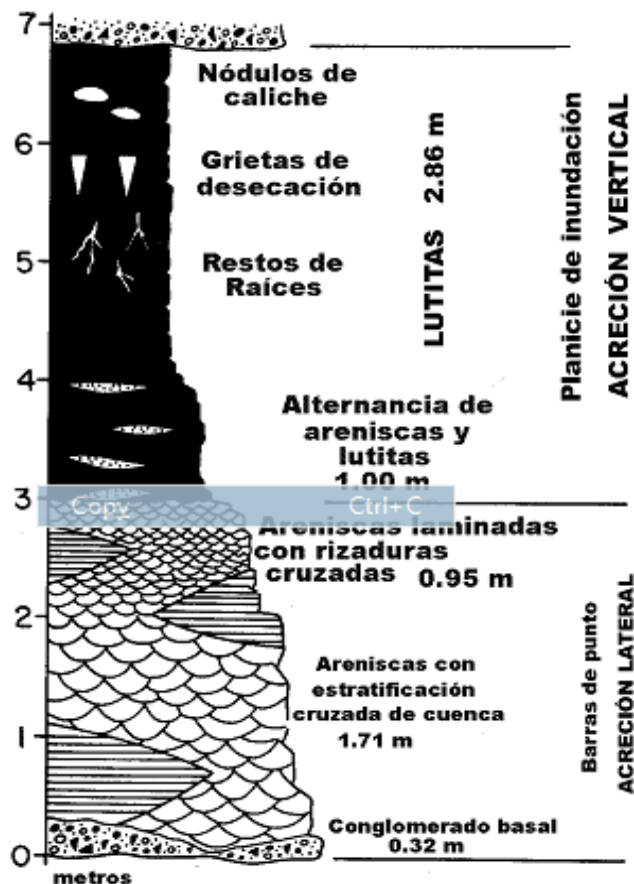


Figura 220. Modelo Río Meandrico. Tomada de: (Sierra G. 2013)

Resumen características Ríos Meandricos:

- Alta sinuosidad y menor números de canales
- Menor Gradiente
- Grano decreciente.
- Mayor contenido de arcilla (Granulometría menores, más limos y arenas fina que arenas gruesas y gravas)
- Canales aislados
- Se generan llanuras de inundación con canales activos y abandonados y

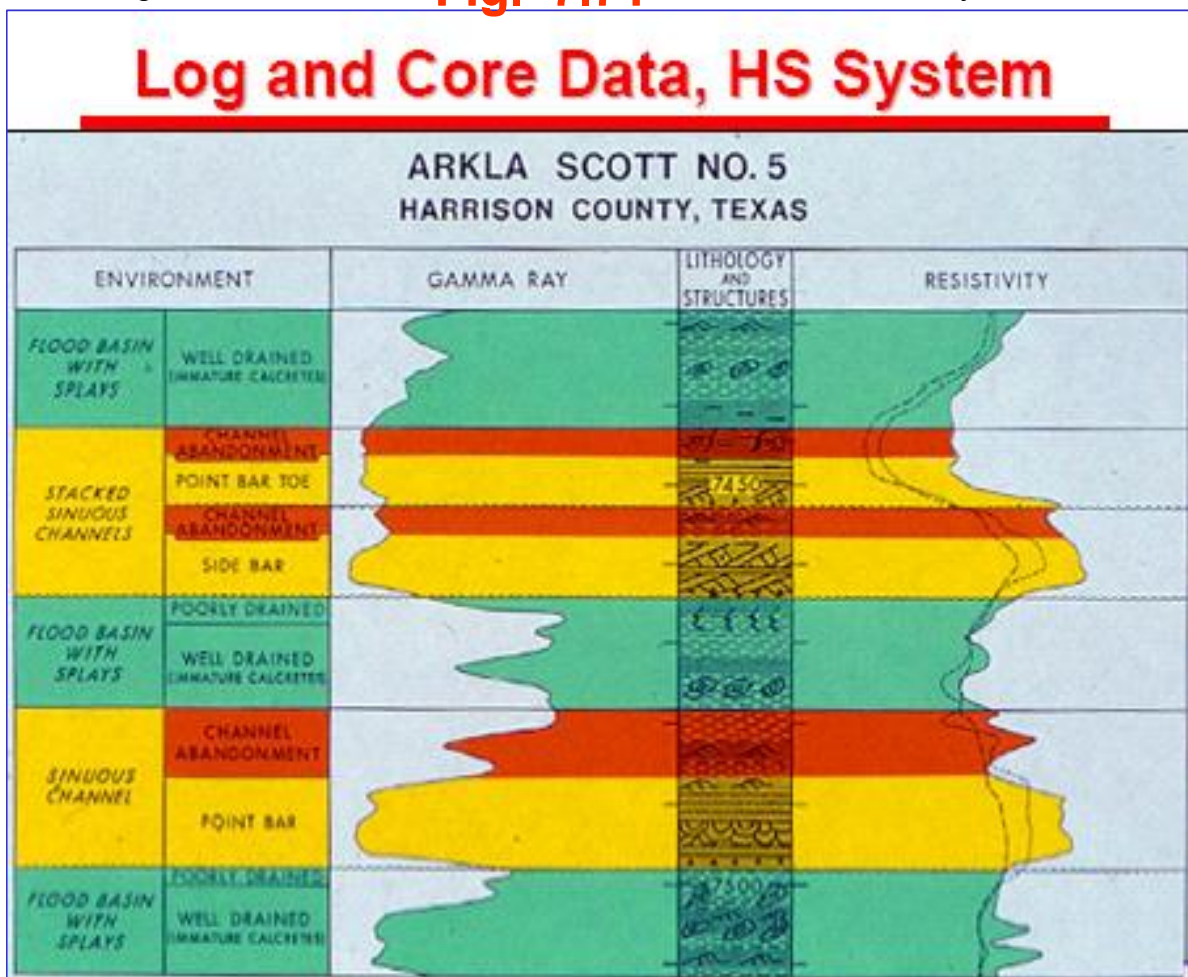


Figura 221. Ambientes, estructuras y respuesta de registros, Tomada de (Galloway y Hobday 1996).

10. Análisis y Resultados Facies y Asociación de facies Grupo Honda pozo Dina K-R

La clave para una buena interpretación ambiental es el análisis de todas las facies en conjunto (Sierra G. M., 2013). Para ello, se establecieron y siguieron criterios para la identificación facies y el entorno de acumulación por medio de imágenes micro resistivas, registros eléctricos, masterlog y el núcleo tomado en Honda.

Shawa (1979), Galloway y Hobday (1996), Rider M (1996) y Scholle y Spearing, (1982) interpretaron las respuestas de las arenas en el registro Gamma Ray en un sistema fluvial con base a esto se utilizó la respuesta del Gamma como un indicador para interpretar el ambiente de acumulación y también para diferenciar litologías entre arenas y lutitas. Galloway y Hobday (1996) presentaron un ejemplo general de la forma de la curva GR en los ambientes de interés.

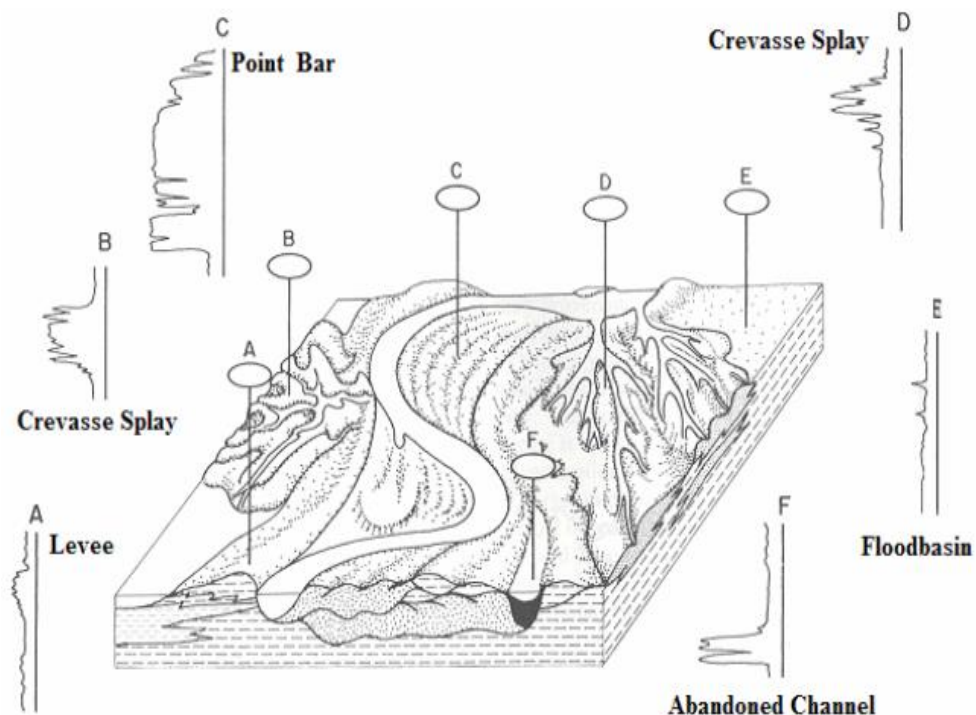


Figura 222. Diagrama esquemático que muestra la firma de la curva GR esperada en diferentes partes de los sistemas fluviales. Tomada de: (Galloway y Hobday 1996).

El objetivo principal de este trabajo fue verificar los ambientes de acumulación del Grupo Honda en la cuenca del Valle Superior del Magdalena en el pozo Dina KR. Un ambiente de Deposición: *“ Es una porción geográficamente limitada que puede ser distinguida de las áreas adyacentes a través de un conjunto de condiciones físicas, químicas y biológicas bajo cuyas condiciones se acumulan los sedimentos”* (Selley, 1970). Estas condiciones permiten identificar el ambiente y determinar las propiedades de los sedimentos que se depositan en este.

La determinación de un ambiente solo es posible a través la descripción de las evidencias dejadas por las condiciones físicas, químicas y biológicas (Facies) en los sedimentos depositados y comparaciones con ambientes previamente definidos. Según Selley (1970), las facies tienen cinco parámetros que la definen: la geometría, la litología, la paleontología, las estructuras sedimentarias y el esquema de las paleocorrientes, en este trabajo fue posible definir la litología y las estructuras sedimentarias a través de las imágenes resistivas obtenidas con la herramienta AFR. Ahora bien, el conocimiento de la secuencia vertical de facies a partir de los registros de pozo y las imágenes de resistividad fue útil para definir los ambientes de depósito de la formación de interés y también para predecir el tipo de secuencia lateral de facies. *“Una secuencia de facies no es más que una serie de facies que pasa gradualmente a otra y que puede estar limitada en la base y techo por un contacto neto u erosivo, o por hiatos en la sedimentación”* (Selley, 1970).

Los ambientes de depositación se definieron con la integración de toda la información disponible de facies y sin duda alguna mediante la utilización de imágenes de pozo que fueron de gran ayuda ya que brindaban elementos diagnósticos con precisión y detalle, que solo son posibles de obtener a partir de los núcleos de perforación (Cores), tales como laminaciones, estratificaciones cruzadas, bioturbación y otras estructuras sedimentarias de escala centimétrica. Las facies resultantes a partir de las imágenes son equivalentes a las obtenidas a partir del análisis de los núcleos y deben ser definidas como litofacies. En este estudio fue útil agrupar las facies estrechamente relacionadas dentro de una asociación de facies o grupo de facies genéticamente relacionadas entre sí, las cuales tienen en conjunto un significado ambiental.

La determinación manual de facies a partir de registros de imágenes se realizó mediante los siguientes parámetros.

- Identificación de la litología a partir de las imágenes, registros de hueco abierto, núcleos de perforación, registro FEL.
- Identificación de las texturas a partir de las imágenes.
- Datos de buzamientos estructurales y estratificaciones cruzadas.
- Rasgos sedimentológicos identificados y clasificados a partir de las imágenes, incluyendo estratificaciones cruzadas y todas las macro formas que la resolución permitía identificar.
- Codificación de cada una de las facies interpretadas.
- Análisis de núcleos.

Se identificaron **12 facies** en todo el grupo Honda durante la interpretación de imágenes a continuación se muestra el esquema de facies identificadas y así mismo la posible asociación de estas mismas para encontrar los ambientes de acumulación presentes en el pozo Dina K-R

Esquema de facies identificadas
Grano Grueso.

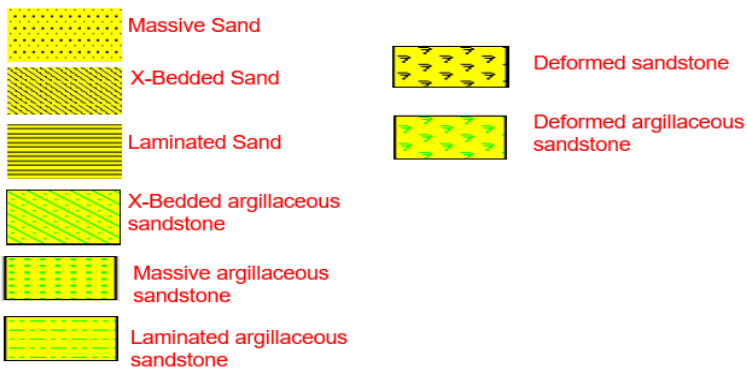


Figura 223. Facies Grano Grueso.

Esquema de facies identificadas
Grano Fino.

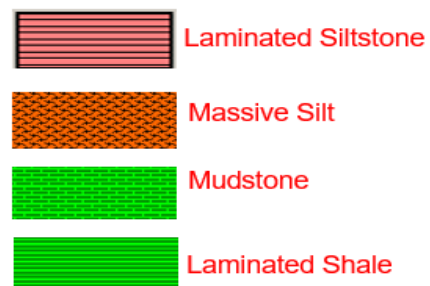


Figura 224. Facies Grano Fino.

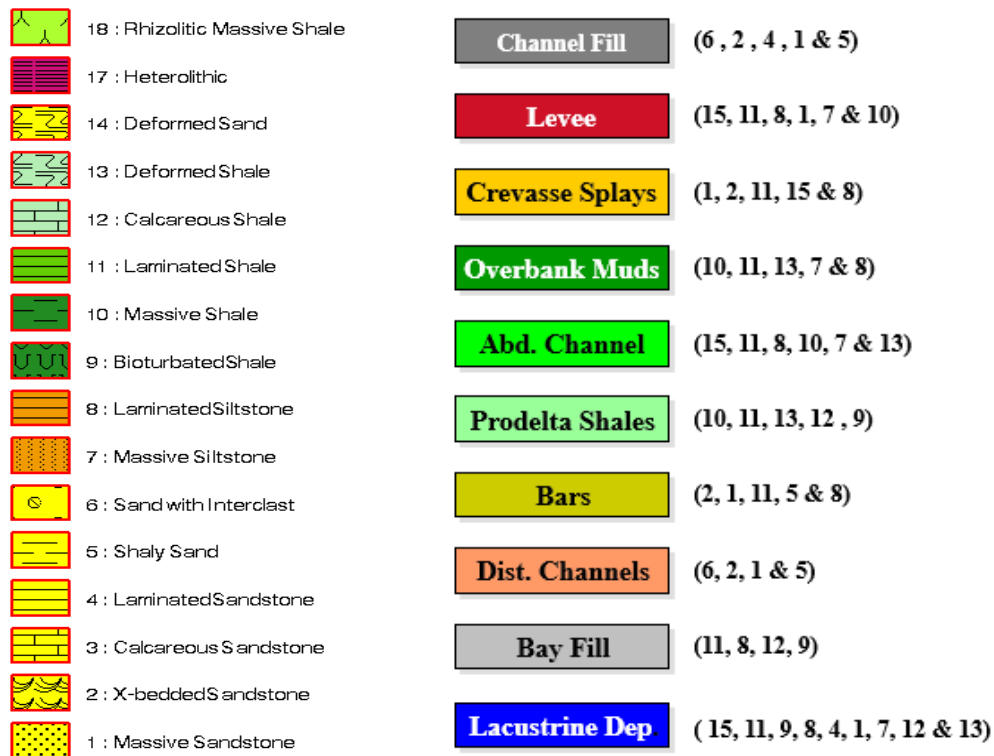


Figura 225. Asociación de facies.

Cada capa de arena se estudió por separado para determinar su depositación en un entorno de acumulación, la respuesta del Gamma Ray, patrones de los dips de los planos de las arenas y los estratos cruzados se estudiaron para determinar las direcciones de acumulación.

Se presentan varios ejemplos de facies en la formación de interés Honda en el pozo DinaK-R que evidentemente corresponden a ambientes de tipo fluvial, en donde predominan facies asociadas a canales, llanuras de inundación, depósitos de crevasse splay y barras. Las arenas generalmente fueron de grano muy fino, algo que nos lleva a pensar en un ambiente de acumulación tranquilo.

Las litofacies fueron definidas en función de sus características litológicas distintivas, que incluían composición, tamaño de grano y estructuras sedimentarias, a continuación, se muestran las facies, junto con las asociaciones de facies y los ambientes que fueron identificados por medio de las imágenes micro resistivas.

Como se dijo anteriormente se identificaron y agruparon doce principales tipos de litofacies que forman las facies de grano fino y las facies de grano grueso, figuras 223 y 224, una vez identificadas se realizó la asociación de facies para encontrar el ambiente de acumulación figura 225, este esquema fue bastante útil a la hora de determinar los tipos de ambientes encontrados en la formación de interés Honda en el pozo DinaK-R. Los tipos de litofacies individuales, sus parámetros de diagnóstico y el modo de formación se resumen a continuación.

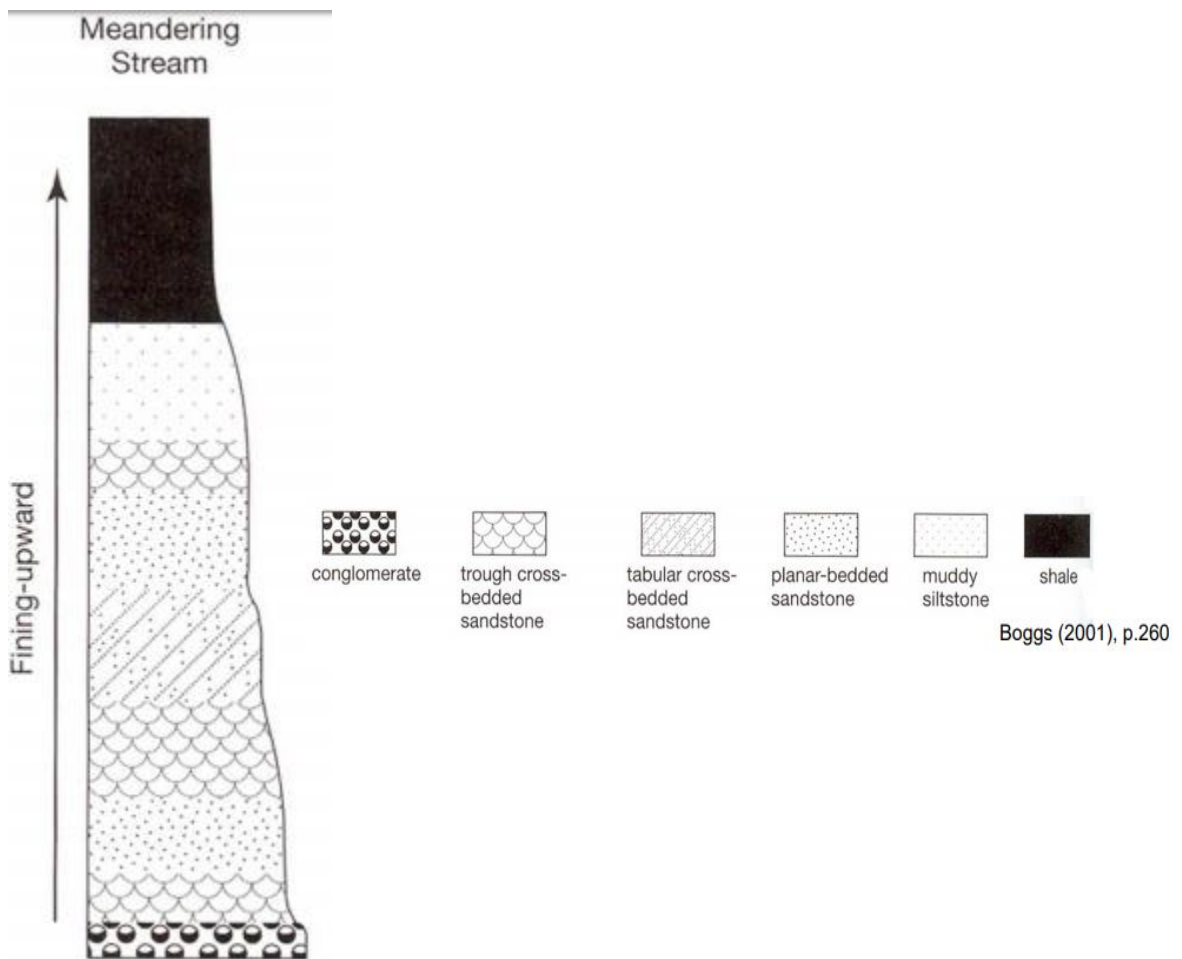


Figura 226. Sucesión de facies ríos meandricos. Tomada de Boggs (2001)

Facies:

- **Laminated Sandstone:** Areniscas de color marrón oscuro a areniscas de color grisáceo. Estratificaciones horizontales paralelas gruesas a muy gruesas con laminación planas internas. Granos de arena de tamaño medio a fino, porosidad moderada. La dirección de buzamiento es hacia el SE. Estas capas pueden ser producto de flujos rápidos de agua poco profundas, en pocas palabras son depósitos de flujos laminares en regímenes de alto flujo.
- **Argillaceous Sandstone Xbed:** Estratificación cruzada de ángulo medio a alto. Incluye secuencias arenosas con tamaños finos. La estratificación es principalmente cruzada planar y en algunos casos se incluyen capas de arena con estratificación cruzada en artesa; la inclinación de los foresets varía entre 10 a 15 grados. La dispersión del azimut de los forestes muestra relativamente poca dispersión en cada set, pero pueden mostrar un rango amplio de variación del azimut dentro de diferentes sets, sin embargo, la mayoría tienen una dirección de buzamiento hacia el SE. Los espesores de los sets varían desde menos de un pie hasta 8 pies de espesor y se asocia con facies (6, 2, 4, 1,5) como se muestra en la figura 181 en ambientes fluviales. Estas facies representan depositación de barras en sistemas de canales que pueden estar dentro de diferentes ambientes desde sistemas fluviales de corrientes trenzados hasta ambientes transicionales y deltaicos distales. La ubicación dentro de los ambientes se determina mediante la asociación con otras facies, en este caso fue posible identificar el ambiente por la recopilación de antecedentes previos de la ubicación geográfica y geológica del pozo, por la litología y el tamaño de los granos que mostraban un ambiente tranquilo de acumulación y por la asociación de otras facies encontradas durante el análisis. Las estructuras sedimentarias como las mencionadas anteriormente estratificaciones cruzadas en artesa y tabular-planar se asocian a corrientes unidireccionales de bajo régimen de flujo, (Harms & Fahnestock, 1965)
- **Massive Argillaceous Sandstone:** Arenas arcillosas masivas con ciertas laminaciones mal conservadas, ángulos de buzamiento relativamente bajos. El tamaño de grano es moderado a mal clasificado que varía desde arena muy fina

hasta arena muy gruesa en muy pocos intervalos. Areniscas de color moteado y areniscas arcillosas que varían de marrón grisáceo a gris blanquecino.

- **Laminated Argillaceous Sandstone:** Arenisca marrón claro a oscuro y arenisca arcillosa. Secuencias delgadas a gruesas, los foresets suelen estar inclinados de con un ángulo inferior a 5 grados. Arenas arcillosas de grano fino a muy fino, bien clasificadas y relativamente porosas.
- **Laminated Siltstone:** Limolitas de color Marrón Grisáceo de ángulo bajo menor a 5 grados y, ocasionalmente alto ángulo con laminación cruzada con los foresets que están invariablemente alineados con arcilla. Se observan granos limosos con granos de arena muy finos. Estas limolitas se forman básicamente por la descarga de material suspendido en condiciones hidrodinámicas que son relativamente estables de baja energía. Esto es común en ambientes como diques naturales, lagos y llanura de inundación.
- **Masive Siltstone:** Limolitas masivas con grietas de desecación. Depósito de inundación o de canales abandonados.
- **Mudstone (Mud):** Lodolitas grises, masivas y sin estructuras sedimentarias.
- **Laminated Claystone:** Lutitas grisáceas y también de tonalidades marrones, Laminación tenue a plana paralela o no visible casi masiva, marcas de raíces.

Basando en el tipo de roca su asociación con otras, estructuras sedimentarias y texturas se agruparon en cuatro principales asociaciones.

10.1 Canal Meandrico:

Este sub-ambiente identificado cubre gran parte del intervalo estudiado en la formación de interés.

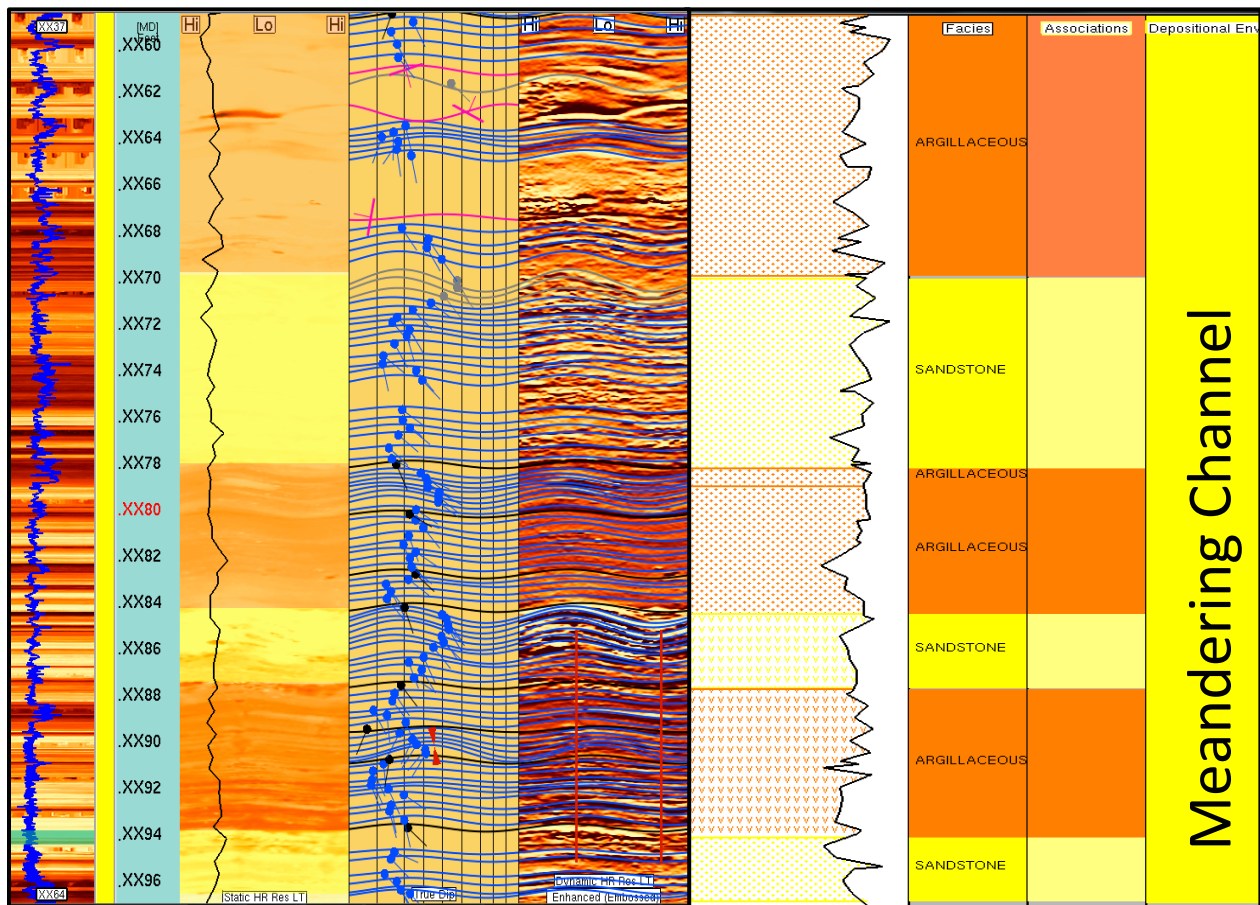


Figura 227. Canales Meandricos

Este tipo de facies está compuesto por canales fluviales de uno a varios paquetes de arena aproximadamente entre el 90-100%. Las facies del canal están dominadas por la estratificación cruzada de ángulos altos, más de 10°, ángulos bajos de 5° a 10°, con algunas ondulaciones y se compone principalmente de arenas limpias. Las facies suelen tener una superficie de erosión o una superficie de reactivación con las facies

subyacentes. Las estratificaciones cruzadas típicamente tienen una dirección unimodal en esta facies. Durante la formación se pudo observar un patrón unimodal hacia el SE. Cada cuerpo de arena comienza con superficies erosivas con areniscas de grava supra adyacentes en algunas ocasiones además se presentan areniscas con laminación horizontal y arenisca masivas que finalizan de manera gradual con arenas arcillosas laminadas truncadas por una superficie de erosión. Las areniscas son de color marrón terroso a gris pardo oscuro. Están débilmente consolidados y porosos, tienen un tamaño de grano que varía de arena media a muy fino mezclado en algunos intervalos con arena gruesa y fragmentos de roca, estos fragmentos están compuestos por arcilla y arena arcillosa que suelen ser redondos.

La calidad del reservorio de esta facies se considera una de las mejores dentro de las otras facies reconocidas por la presencia de arenas limpias dentro de las facies del canal con un Gamma Ray inferior a 40 API, además de la evidencia de baja energía (indicada por el bajo ángulo presentado en las estratificaciones cruzadas). Estas facies tienen una buena porosidad entre el 18-22% según el análisis de apertura que se hizo en cada tramo con el programa borehole y por ende indica la mejor permeabilidad y un mayor potencial de reservorio, el espesor aproximadamente vario entre 1 a 10 pies.

10.2 Llanura de Inundación:

Depósitos de arenas, limos y arcillas, con laminación fina, (Miall, 2016).

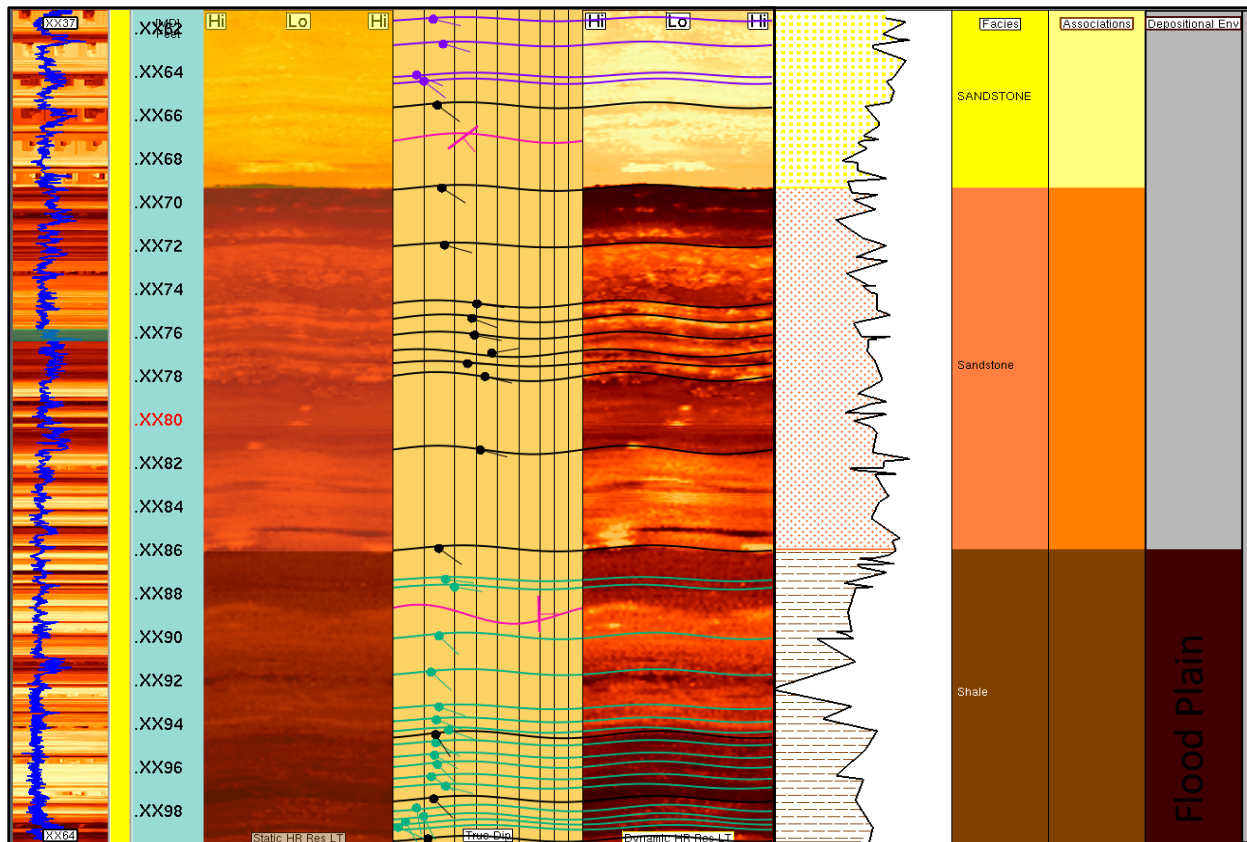


Figura 228. Llanura de inundación.

Litológicamente los depósitos de llanura de inundación son limosos con porcentajes bajos de areniscas. Las areniscas presentes en este intervalo presentan granulometrías muy finas a medias; y texturalmente tienen esfericidad medias y redondeadas con sorteamiento de medio a bueno. En estos intervalos, se observaron estructuras sedimentarias, como finas laminaciones.

En pocas palabras estas facies están compuestas por arcillas que se presentan como un paquete grueso de arcillas con intercalaciones ocasionales de facies de arena. Estas facies son de esquisto fisible a mudstone no fisible, en ocasiones se observó bioturbación como ciertas raíces frecuentes en algunos horizontes justo debajo de arenas de relleno o canal. El contenido de arena es menos del 10% y el tamaño de los granos son muy finos, el Gamma Ray tiene entre 90 a 120 unidades API, por otro lado, estas facies

contienen muy baja porosidad entre el 10-15% lo que indica una baja permeabilidad y un menor potencial de reservorio.

10.3 Depósitos de Crevasse Splay:

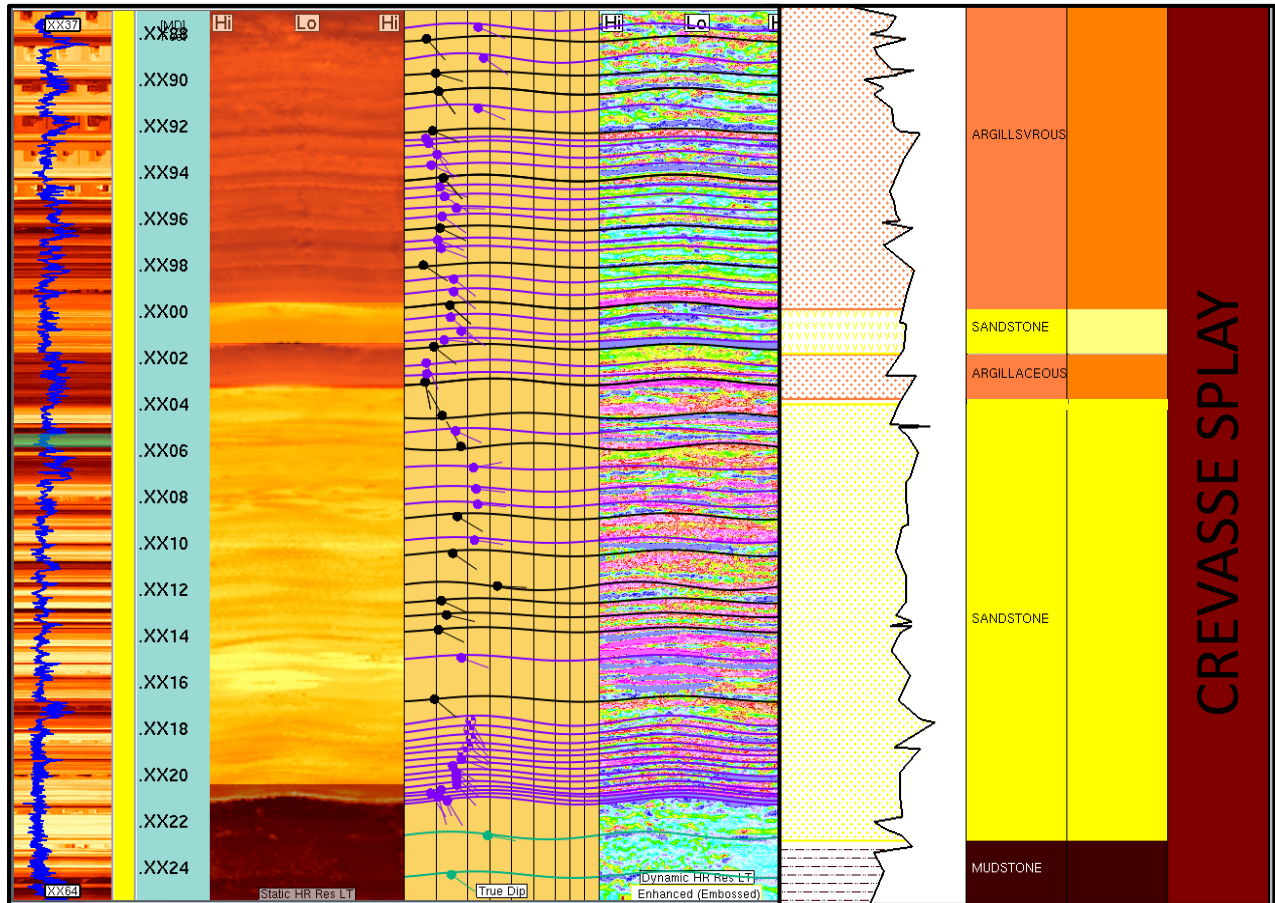


Figura 229. Depósitos de Crevasse Splay

Los depósitos de crevasse splay tienen aproximadamente entre 40-60% de contenido de arena, estas facies están compuestas de arenas y limolitas. Los tamaños de estas varían de finos a granos medios, se presentan estructuras como estratificación plana y cruzada en arenas y en algunos tramos se presentan estructuras masivas.

Esta asociación de facies se interpreta como un crevasse splay que constituye el sedimento depositado cuando las aguas de inundación fluyen a las áreas de la llanura de inundación por medio de canales de grieta cortados en la cresta del dique.

10.4 Depósitos de Barra:

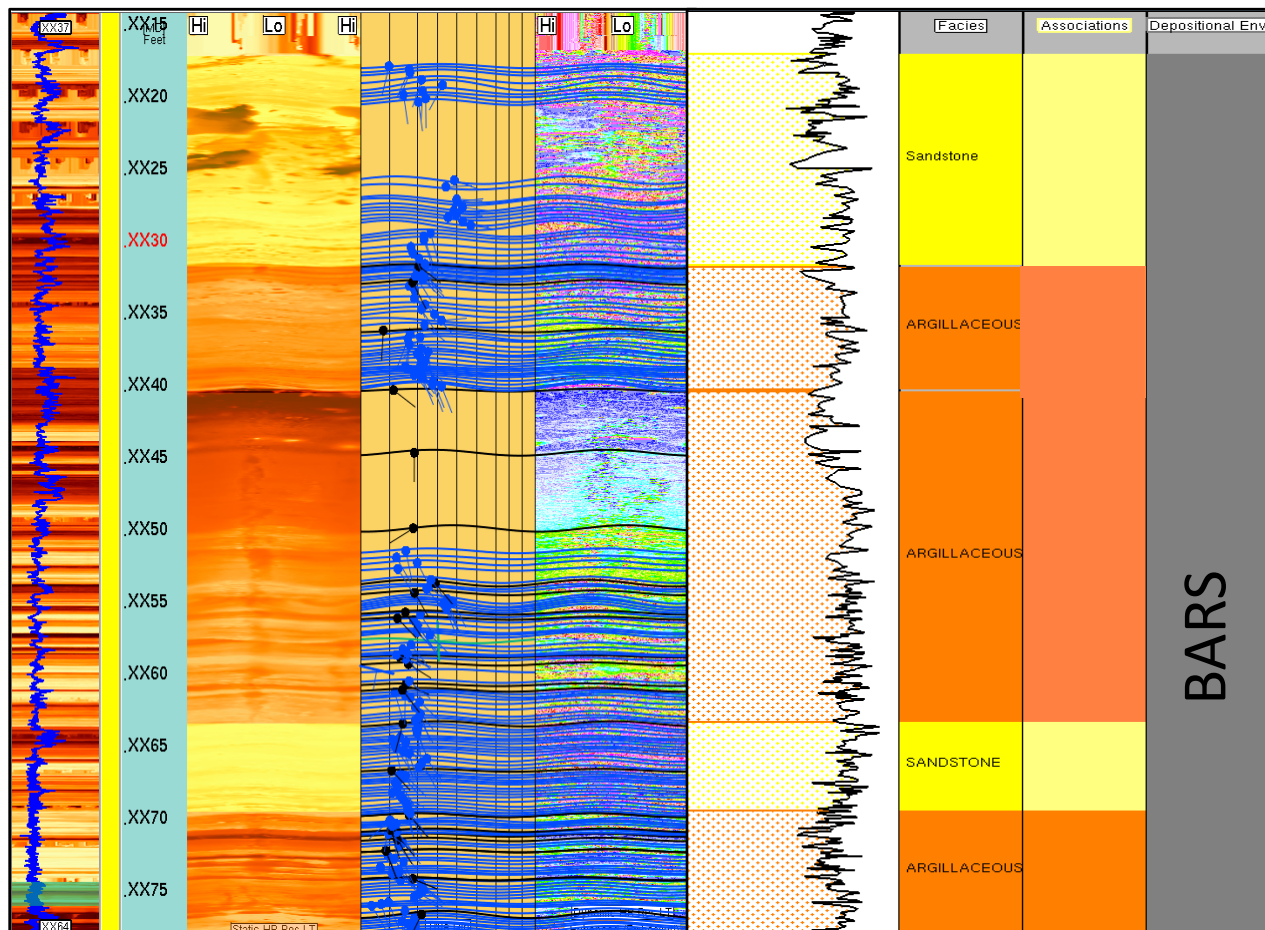


Figura 230. Barras.

Los depósitos de barras son depósitos de baja descarga, estos depósitos tienen un tamaño variable sin embargo se observaron areniscas de grano finos a medios, dentro de las estructuras sedimentarias encontradas en las areniscas, se observaron estratificaciones cruzadas y laminaciones horizontales a lo largo de toda la barra y estratificaciones planas que en ocasiones no se apreciaban por procesos de diagénesis y por actividades orgánicas.

Litológicamente esta barra está compuesta por areniscas algo arcillosas, las variaciones granulométricas que se presentan van de granos muy finos a finos. Separando las unidades de areniscas se observan algunas limolitas. Texturalmente las areniscas son homogéneas, los sorteamientos de los granos son relativamente buenos y están bien redondeados.

11. Conclusiones

Este estudio se puede dividir en tres partes principales: Una parte estructural donde se determinaron las principales orientaciones de tensión en el Grupo Honda y en la Fm. Monserrate, una parte geológica en donde se identificaron estructuras sedimentarias, rasgos de estratificación, composición, etc., y una parte estratigráfica donde se determinaron los ambientes de depositación a partir del análisis y asociación de facies del grupo Honda.

Las principales conclusiones son:

- Los resultados del procesamiento e interpretación del registro de imágenes micro resistivas permitieron describir textural, composicional y estadísticamente la sección perforada por el pozo DINA K-R, con un muy buen nivel de detalle, interpretando 7000 datos, entre capas y fracturas.
- La interpretación de las imágenes proporcionó una contribución significativa a la calidad y la solidez de los nuevos modelos de yacimiento.
- Las asociaciones de facies fluviales identificadas directamente con los registros de imágenes de pozo permitieron el establecimiento de un conjunto de características para depósitos de canales de ríos meandricos, barras, llanura de inundación y depósitos de crevasse splay. Sin embargo, caracterizar en detalle estos depósitos fluviales, es complejo debido a los cambios constantes en las facies laterales y a la dificultad propia de identificar algunos ambientes con características geológicas similares tales como los depósitos de canal y los depósitos de crevasse splay, sin embargo, integrando los registros eléctricos, las imágenes y el core tomado en Honda ayudo de algún modo a reducir algunas incertidumbres geológicas.
- Las características estructurales y sedimentarias muestran una orientación preferencial hacia el SE, proporcionan información importante para comprender la orientación de las estructuras sedimentarias que ayudan a definir la distribución de las facies dentro del reservorio y así mismo generar un modelo de este.

- Los registros, las imágenes resistivas, el core, el FEL, entre otros por separado no ayudan a responder a todas las preguntas que deben entenderse para caracterizar el reservorio, en este caso la Formación de interés Honda. Los datos del núcleo no estuvieron disponibles en toda la zona debido algunas limitaciones operativas, por tal motivo los registros de pozo y las imágenes micro resistivas fueron indispensables al momento de interpretar la Formación, ya que brindaron información visual y textural que al combinarlos fue posible identificar y calcular las facies críticas para futuros propósitos de correlación y mapeos.
- La agrupación de las litofacies descritas ayudó a crear un modelo facial para los depósitos de la Formación Honda e interpretar los ambientes de acumulación, con lo que se establecieron 4 elementos arquitectónicos.
- Los depósitos fluviales identificados en la formación de interés tienen bases erosivas además se observaron paquetes de arena con estratificaciones cruzadas de ángulos bajos hasta estratificaciones cruzadas de ángulos altos, arenas laminadas, masivas, también fueron identificadas limolitas masivas y con algunas laminaciones.
- El análisis combinado de todo lo anterior indica patrones característicos de apilado grano decreciente típicos de depósitos de ríos meandriformes.
- La litología predominante en todo el intervalo perfilado son areniscas sucias separadas por lutitas de espesores variables.

12. Bibliografía.

- **Aadnoy, B. S., & Bell, J. S.** (1998). Classification of drilling-induced fractures and their relationship to in-situ stress directions. *The Log Analyst*, 39(06)
- **Adolph, B., Stoller, C., Archer, M., Codazzi, D., el-Halawani, T., Perciot, P. & Hartman, D.** (2005). No more waiting: formation evaluation while drilling. *Oilfield Review*, 4-21.
- **Andersen, M. A., Duncan, B., & McLin, R.** (2013). Los núcleos en la evaluación de formaciones. *Oil Fiel Review*.
- **Aspden, J. A., McCourt, W. J., & Brook, M.** (1987). Geometrical control of subduction-related magmatism: the Mesozoic and Cenozoic plutonic history of Western Colombia. *Journal of the Geological Society*, 144(6), 893-905.
- **Andersen, M. A., Duncan, B., & McLin, R.** (2013). Los núcleos en la evaluación de formaciones. *Oil Fiel Review*.
- **Babcock, E. A.** (1978). Measurement of subsurface fractures from dipmeter logs. *AAPG Bulletin*, 62(7), 1111-1126.
- **Barrio, C. A., & Coffield, D. Q.** (1992). Late cretaceous stratigraphy of the upper Magdalena Basin in the Payandé-chaparral segment (western Girardot Sub-Basin), Colombia. *Journal of South American Earth Sciences*, 5(2), 123-139.
- **Barton, C. A., Zoback, M. D., & Burns, K. L.** (1988). In-situ stress orientation and magnitude at the Fenton Geothermal Site, New Mexico, determined from wellbore breakouts. *Geophysical Research Letters*, 15(5), 467-470.
- **Barton, N.** 1993. Predicting the behaviour of underground openings in rock. Proc. Workshop on the Norwegian Method of Tunnelling, New Delhi, 85-105.
- **Barton, C. A., Zoback, M. D., & Moos, D.** (1995). Fluid flow along potentially active faults in crystalline rock. *Geology*, 23(8), 683-686.
- **Barton, C. A., Moos, D., & Zoback, M. D.** (1997). In-situ stress measurements can help define local variations in fracture hydraulic conductivity at shallow depth. *The Leading Edge*, 16(11), 1653-1656.
- **Bayona, G. A., García, D. F., Mora, G.** 1994. La Formación Saldaña: Producto de la Actividad de Estratovolcanes Continentales en un domain de Retro-Arco. Estudios Geológicos del Valle Superior del Magdalena, Capítulo I (Fernando Etayo-Serna., págs. 1-21). Bogotá: Universidad Nacional de Colombia, Facultad de ciencias.
- **Bell, J. S., & Gough, D. I.** (1979). Northeast-southwest compressive stress in Alberta evidence from oil wells. *Earth and planetary science letters*, 45(2), 475-482.
- **Bell, J. S.** (1990). Investigating stress regimes in sedimentary basins using information from oil industry wireline logs and drilling records. *Geological Society, London, Special Publications*, 48(1), 305-325.
- **Beard, D. C., & Weyl, P. K.** (1973). Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand. *AAPG bulletin*, 57(2), 349-369.
- **Bjørlykke, K., & Jahren, J.** (2010). Sandstones and sandstone reservoirs. In *Petroleum Geoscience* (pp. 113-140). Springer, Berlin, Heidelberg.
- **Bittar, M. S., Klein, J. D., Randy, B., Hu, G., Wu, M., Pitcher, J. L., & Paulk, M. D.** (2009). A new azimuthal deep-reading resistivity tool for geosteering and advanced formation evaluation. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 12(02), 270-279.
- **Boggs Jr, S.** (2009). *Petrology of sedimentary rocks*. Cambridge university press.

- **Boggs Jr, S.** (2014). Principles of sedimentology and stratigraphy. Pearson Education.
- **Bridge, J. S.** (2009). Rivers and floodplains: forms, processes, and sedimentary record. John Wiley & Sons.
- **Buitrago, J.** "Petroleum Systems of the Neiva Area." Upper Magdalena Valley, Colombia, in (1994).
- **Butler, K., & Schamel, S.** (1988). Structure along the eastern margin of the central Cordillera, upper Magdalena Valley, Colombia. *Journal of South American Earth Sciences*, 1(1), 109-120.
- **Cáceres, C., Cediél, F., & Etayo, F.** (2003). Mapas de distribución de facies sedimentarias y amazón tectónico de Colombia a través del Proterozoico y del Fanerozoico. Bogotá, Colombia, Ingeominas, 40.
- **Caicedo, J. C., & Roncancio, J. H.** (1994). El Grupo Gualanday como ejemplo de acumulación sintectónica, en el Valle Superior del Magdalena, durante el Paleógeno. *Estudios Geológicos del Valle Superior del Magdalena*. ECOPETROL, Bogotá, pp.
- **Cant, D. J.** (1982). Fluvial facies models and their application.
- **Cant, D. J., and Walker, R. G.,** 1976, Development of a braided fluvial model for the Devonian Battery Point Sandstone, Quebec: *Canadian Jour. Earth Sci.*, v. 13, p. 102 - 119.
- **Cediél, F., Shaw, R. P., & Cáceres, C.** (2003). Tectonic assembly of the northern Andean block: *American Association of Petroleum Geologists Memoirs*, v. 79, 815-848.
- **Cediél, F., Mojica, J., & Macias, C.** (1981). Las Formaciones Luisa, Payandé y Saldaña y sus columnas estratigráficas: *Geología Norandina*, v. 3, pp. 11-19
- **Collinson, J.D. y Thompson, D.B.** 1989. *Sedimentary Structures*. Unwin Hyman, 207 pp. Londrés
- **de Freitas, M. G.** (2000). 'The Saldaña Victims': Unsuccessful Subthrust Exploration in the Upper Magdalena Valley of Colombia-Reasons for Failures and the Way Ahead, In *7th Simposio Bolivariano-Exploracion Petrolera en las Cuencas Subandinas*.
- **Darby, D. A., G. R. Whittecar, R. A. Barringer, and J. R. Garrett,** 1990, Alluvial lithofacies recognition in a humid-tropical setting: *Sed. Geology*, v. 67, p. 161 - 174.
- **De Porta, J.** (1965). La estratigrafía del Cretácico Superior y Terciario en el extremo S del Valle Medio del Magdalena. *Boletín de Geología*, (19), 5-50.
- **Farris, D. W., Jaramillo, C., Bayona, G., Restrepo-Moreno, S. A., Montes, C., Cardona, A., & Valencia, V.** (2011). Fracturing of the Panamanian Isthmus during initial collision with South America. *Geology*, 39(11), 1007-1010.
- **Fjar, E., Holt, R. M., Raaen, A. M., Risnes, R., & Horsrud, P.** (2008). *Petroleum related rock mechanics* (Vol. 53). Elsevier.
- **Flórez, J. M., & Carrillo, G.** (1994). Estratigrafía de la sucesión litológica basal del Cretácico del Valle Superior del Magdalena. *Estudios geológicos del Valle Superior del Magdalena*: Bogotá, Universidad Nacional de Colombia, trabajo II, 26.
- **Galindo, P. A., & Corredor, F.** (2006). Kinematic 3D Analysis of Dina Field Structure from Growth Strata Patterns, Neiva Sub-Basin, Upper Magdalena Valley, Colombia.
- **Galloway, W. E., & Hobday, D. K.** (1996). Fluvial systems. In *Terrigenous Clastic Depositional Systems* (pp. 60-90). Springer, Berlin, Heidelberg.

- **Gómez, S., & Andrés, C.** (2016). *Corrección en la medición de resistividad tomado con Logging While Drilling (LWD), para tres pozos donde se presentan ambientes de alta resistividad* (Bachelor's thesis, Fundación Universidad de América).
- **Guerrero, J., Sarmiento, G., & Narrete, R. E.** (2000). The stratigraphy of the W side of the Cretaceous Colombian Basin in the Upper Magdalena Valley. Reevaluation of selected areas and type localities including Aipe, Guaduas, Ortega, and Piedras. *Geología Colombiana*, 25, 45-110.
- **Hansen, B., & Buczak, J.** (2010). Making interpretable images from image logs.
- **Harms, J. C., & Fahnstock, R. K.** (1965). Primary sedimentary structures and their hydrodynamic interpretation. *Soc. Econ. Paleontol. Mineral., Spec. Publ.*, 12, 84-115.
- **Hincapié-Gómez, S., Cardona, A., Jiménez, G., Monsalve, G., Ramírez-Hoyos, L., & Bayona, G.** (2018). Paleomagnetic and gravimetrical reconnaissance of Cretaceous volcanic rocks from the Western Colombian Andes: Paleogeographic connections with the Caribbean Plate. *Studia Geophysica et Geodaetica*, 62(3), 485-511.
- **Jiménez, G., Rico, J., Bayona, G., Montes, C., Rosero, A., & Sierra, D.** (2012). Analysis of curved folds and fault/fold terminations in the southern Upper Magdalena Valley of Colombia. *Journal of South American Earth Sciences*, 39, 184-201.
- **Kerr, A. C., Tarney, J., Marriner, G. F., Nivia, A., & Saunders, A. D.** (1997). The Caribbean-Colombian Cretaceous igneous province: The internal anatomy of an oceanic plateau. *Geophysical monograph-American Geophysical Union*, 100, 123-144.
- **Kokesh, F. P., & Blizard, R. B.** (1959). Geometrical factors in sonic logging. *Geophysics*, 24(1), 64-76.
- **Kroonenberg, S. B.** (1982). Litología, metamorfismo y origen de las granulitas del Macizo de Garzón, Cordillera Oriental (Colombia). *Geología Norandina*, 39-46.
- **Krumbein, W. C. & F. J. Pettijohn**, 1938. *Manual of Sedimentary Petrography*. Appleton-Century Company, Inc., Reprinted by Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Tulsa, 549 pp.
- **Lonsdale, P.** (2005). Creation of the Cocos and Nazca plates by fission of the Farallon plate. *Tectonophysics*, 404(3-4), 237-264.
- **Luthi, S.** (2001). *Geological well logs: Their use in reservoir modeling*. Springer Science & Business Media.
- **Martinez, J. I.** (2003). The paleoecology of Late Cretaceous upwelling events from the upper Magdalena Basin, Colombia. *Palaios*, 18(4-5), 305-320.
- **Miall, A. D.** (2016). Stratigraphy: the modern synthesis. In *Stratigraphy: A Modern Synthesis* (pp. 311-370). Springer, Cham.
- **MACEDO, G. A. R.** (2012). *Autónoma de México* (Doctoral dissertation, UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO).
- **Mickael, M. W., Jones, D. A., Phelps, D. A., & Wright, J. E.** (2007). U.S. Patent No. 7,253,401. Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office.
- **Mojica, J., & Franco, R.** (1990). Estructura y evolución tectónica del valle medio y superior del Magdalena, Colombia. *Geología Colombiana*, 17, 41-64.
- **Mojica, J.**, (2009). Basins Catatumbo, Cesar-Ranchería, Cordillera Eastern, Llanos Easternes, Valle Medio y Upper del Magdalena: Open Round Colombia 2010 – ANH.
- **Montes, S.N** (2012) Reevaluacion petrofísica del campo petrolero BIG BOW del estado de Kansas, EUA. En base a registros geofísicos de pozo para la búsqueda de posiles zonas productoras de hidrocarburos. Mexico D.F (Tesis) Insitituto Politecnico Nacional.

- **Montes, C., Bayona, G., Cardona, A., Buchs, D. M., Silva, C. A., Morón, S., & Valencia, V.** (2012). Arc-continent collision and orocline formation: Closing of the Central American seaway. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 117(B4).
- **Moos, D., & Zoback, M. D.** (1990). Utilization of observations of well bore failure to constrain the orientation and magnitude of crustal stresses: application to continental, Deep Sea Drilling Project, and Ocean Drilling Program boreholes. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 95(B6), 9305-9325.
- **Parker, T., Watson, J., Conrad, C., & Shokeir, R.** (2016). Azimuthal Focused Resistivity (AFR™) Service Reference Manual [Ebook] (1st ed., pp. 1-134). Houston USA: Tim Parker & Matthew Chong.
- **Piedra, C., & Nathalie, S.** (2010). Análisis comparativo de la obtención de registros eléctricos en tiempo real (LWD) entre herramientas acimutales y convencionales para el geoposicionamiento de pozos direccionales de alto ángulo y horizontales (Bachelor's thesis, QUITO/EPN/2010).
- **Plumb, R. A., & Hickman, S. H.** (1985). Stress-induced borehole elongation: A comparison between the four-arm dipmeter and the borehole televiewer in the Auburn geothermal well. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 90(B7), 5513-5521.
- **Ramirez, D.** (2015). Azimuthal Focused Resistivity "Interpretation" Borehole logs. Internal Presentation, Halliburton Sperry. Venezuela.
- **Restrepo-Moreno, S. A., Foster, D. A., Stockli, D. F., & Parra-Sánchez, L. N.** (2009). Long-term erosion and exhumation of the "Altiplano Antioqueño", Northern Andes (Colombia) from apatite (U–Th)/He thermochronology. *Earth and Planetary Science Letters*, 278(1-2), 1-12.
- **Restrepo-Pace, P. A., Ruiz, J., Gehrels, G., & Cosca, M.** (1997). Geochronology and Nd isotopic data of Grenville-age rocks in the Colombian Andes: new constraints for Late Proterozoic-Early Paleozoic paleocontinental reconstructions of the Americas. *Earth and Planetary Science Letters*, 150(3-4), 427-441.
- **Rider, M. H.** (1986). The geological interpretation of well logs.
- **Rider, M.** (2000). The geological interpretation of well logs second edition. *Rider–French Consulting Ltd, Sutherland, The United Kingdom*, 126-128.
- **Roncancio, J., Martinez, M.** 2011. Upper Magdalena Basin. In: eds Cediél, F., Colmenares, F. *Petroleum Geology of Colombia*. Vol 14. ANH, Medellín, Colombia
- **Rodríguez, D.A.** (2015). Diseño de un modelo de geonavegación a partir de registros de pozos y programas de correlación para la Formación Carbonera, Miembro C5, Cuenca llanos Orientales, Casanare-Colombia. Bogotá D.C: Universidad Nacional-Tesis.
- **Sarmiento, L. F., & Rangel, A.** (2004). Petroleum systems of the upper Magdalena Valley, Colombia. *Marine and Petroleum Geology*, 21(3), 373-391.
- **Samantray, A., Kraaijeveld, M., Bulushi, W., & Spring, L.** (2010). Interpretation and application of borehole image logs in a new generation of reservoir models for a cluster of fields in southern Oman.
- **Scholle, P. A., & Spearing, D.** (Eds.). (1982). *Sandstone Depositional Environments: AAPG Memoir 31* (No. 31). AAPG.
- **Selley, R. C., & Sonnenberg, S. A.** (2014). *Elements of petroleum geology*. Academic Press.
- **Selley, R.C** (1970), *Ancient Sedimentary Environments- A brief survey*, Chapman & Hall Ltd., London.

- **Serra, O.**, Baldwin, J., Quirein, J., (1980). Theory, interpretation and practical application of natural gamma ray spectroscopy. SPWLA, 21st Ann. Log. Symp. Trans., Paper Q, Houston, 30.
- **Shamir, G., & Zoback, M. D.** (1992). Stress orientation profile to 3.5 km depth near the San Andreas fault at Cajon Pass, California. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 97(B4), 5059-5080.
- **Shawa, M. S.** (Ed.). (1979). *Use of sedimentary structures for recognition of clastic environments*. Canadian Society of Petroleum Geologists.
- **Sierra, G.M** (2013). Rocas Sedimentarias. Medellin Colombia: Departamento de Geologia-Universidad Medellin.
- **Sierra, G.M, & Marín, M. I.** (2011). Amagá, Cauca and Patía Basins (Vol. 2). *Petroleum geology of Colombia, ANH-Universidad EAFIT*, 102p.
- **Smithson, T.** (2012). How porosity is measured. *Oilfield Review Schlumberger*, 63-64.
- **Stirton, R. A.** (1953). Vertebrate paleontology and continental stratigraphy in Colombia. *Geological Society of America Bulletin*, 64(6), 603-622.
- **Taboada, A., Rivera, L. A., Fuenzalida, A., Cisternas, A., Philip, H., Bijwaard, H., & Rivera, C.** (2000). Geodynamics of the northern Andes: Subductions and intracontinental deformation (Colombia). *Tectonics*, 19(5), 787-813.
- **Tarazona, J., & Mussa, W.** (2019). Logging While Drilling Tools. Internal Presentation, Halliburton Bogota-Colombia,
- **Tingay, M., Heidbach, O., Davies, R., & Swarbrick, R.** (2008). Triggering of the Lusi mud eruption: Earthquake versus drilling initiation. *Geology*, 36(8), 639-642.
- **Torres-Verdin, C., Proett, M. A., Sepehrnoori, K., & Belanger, D.** (2002, January). Inversion of multi-phase petrophysical properties using pumpout sampling data acquired with a wireline formation tester. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.
- **Van Houten, F. B., & Travis, R. B.** (1968). Cenozoic deposits, upper Magdalena valley, Colombia. *AAPG Bulletin*, 52(4), 675-702.
- **Van der Wiel, A. M.** (1991). *Uplift and volcanism of the SE Colombian Andes in relation to Neogene sedimentation in the Upper Magdalena Valley* (Doctoral dissertation).
- **Veloza, G. E., Mora, A., De Freitas, M., & Mantilla, M.** (2008). Dislocación de facies en el tope de la secuencia Cretácica de la subcuenca de Neiva, Valle Superior del Magdalena y sus implicaciones en el modelo estratigráfico secuencial Colombiano. *Boletín de Geología*, 30(1).
- **Vinasco, C. J., Cordani, U. G., González, H., Weber, M., & Pelaez, C.** (2006). Geochronological, isotopic, and geochemical data from Permo-Triassic granitic gneisses and granitoids of the Colombian Central Andes. *Journal of South American Earth Sciences*, 21(4), 355-371.
- **Wellman, P.** (1970). Geology of the Ngahape area, eastern Wairarapa. *Transactions of the Royal Society of New Zealand, earth sciences* 8 (11), 157-171.
- **Zoback, M. D., Moos, D., Mastin, L., & Anderson, R. N.** (1985). Well bore breakouts and in situ stress. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 90(B7), 5523-5530.
- **Zoback, M. D.** (2002). State of stress in the Earth's lithosphere. *International Handbook of Earthquake and Engineering Seismology*.

