

**DETERMINACION DE LOS PATRONES DE FRACTURAMIENTO DE LA FORMACION  
MIRADOR EN EL ANTICLINAL DEL GUAVIO, MEDIANTE EL ANALISIS DE IMAGENES DE  
POZO. IMPLICACIONES EN LA PERMEABILIDAD Y PRODUCTIVIDAD DEL RESERVORIO.**

**Geólogo, LUIS HERNANDO RAMIREZ MORALES**

**Trabajo de grado para optar al título de Maestría en Ciencias Geología**

**Director:**

**Profesor, Andreas Kammer. PHD**



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA**

**FACULTAD DE CIENCIAS**

**DEPARTAMENTO DE GEOCIENCIAS**

**MAESTRIA EN CIENCIAS – GEOLOGIA**

**BOGOTA**

**2011**

*Co  
Bono  
Andreas Kammer*

**DETERMINACION DE LOS PATRONES DE FRACTURAMIENTO DE LA FORMACION  
MIRADOR EN EL ANTICLINAL DEL GUAVIO, MEDIANTE EL ANALISIS DE IMAGENES DE  
POZO. IMPLICACIONES EN LA PERMEABILIDAD Y PRODUCTIVIDAD DEL RESERVORIO.**

**Geólogo, LUIS HERNANDO RAMIREZ MORALES**

**Trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al título de  
Magister en Ciencias Geología**

**Director:**

**Ph. D., Andreas Kammer**

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA**

**FACULTAD DE CIENCIAS**

**DEPARTAMENTO DE GEOCIENCIAS**

**MAESTRIA EN CIENCIAS – GEOLOGIA**

**BOGOTA, COLOMBIA**

**2011**

**Dedicado a mi hija *Sophie*, la  
fuerza de la vida.**

## AGRADECIMIENTOS

A LUKOIL Overseas Colombia Ltd. por proveer la financiación, los datos y el tiempo para realizar este trabajo de investigación, en especial a Oleg Shurubor, gerente de geología y geofísica.

A mis colegas y amigos del departamento de Exploración en Lukoil: Geólogo Uriel Medina y Geofísico Alfredo Rivera.

Al profesor Andreas Kammer por su permanente acompañamiento y apoyo en todas las etapas de la investigación.

A Geomechanics International Inc. por facilitar el software para el procesamiento de los datos, en especial a Miguel Delgado por su permanente apoyo.

A Diana Montoya cuyas correcciones y acertados comentarios al texto dieron el tono definitivo al trabajo final. También a los profesores del departamento de geología de la Universidad Nacional de Colombia, y a mis compañeros de maestría.

## TABLA DE CONTENIDO

### RESUMEN

<b>1. CAPITULO 1.....</b>	<b>22</b>
1.1 INTRODUCCION.....	22
1.2 LOCALIZACION DEL AREA DE ESTUDIO .....	22
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	23
1.4 JUSTIFICACIÓN .....	24
1.5 OBJETIVOS .....	24
1.5.1 General.....	24
1.5.2 Específicos .....	24
1.6 ANTECEDENTES.....	24
1.7 ALCANCE .....	26
<b>2. MARCO TEORICO.....</b>	<b>26</b>
2.1 CONSTRUCCIÓN DE UN MODELO GEOMECÁNICO .....	27
2.1.1 Cálculo de la Magnitud de los Esfuerzos Principales.....	30
2.1.2 Presión de Poro.....	35
2.1.3 Magnitudes relativas de esfuerzos y la clasificación de Anderson .....	37
2.2 ANÁLISIS DE IMÁGENES DE POZO .....	38
2.2.1 Mecanismos de Fallamiento en el pozo.....	40
2.2.2 Colapso o falla de roca en compresión, tensión y corte.....	41
2.3 TIPOS DE FRACTURAS OBSERVADAS EN LAS IMÁGENES DE POZOS .....	44
2.3.1 Fracturas por Tensión .....	46
2.3.2 Fracturas naturales favorecidas por la perforación.....	46
2.3.3 Fracturas por Compresión .....	47
2.3.4 Fracturas de Corte .....	48
2.4 PERMEABILIDAD DE LAS FRACTURAS .....	49
2.5 DETERMINACIÓN DE LA ÓPTIMA ORIENTACIÓN DEL POZO.....	52
2.6 CONSTRUCCIÓN DE DIAGRAMAS DE MOHR.....	53
2.7 MODELAMIENTO SÍSMICO DE FRACTURAS .....	55

<b>3. METODOLOGIA .....</b>	<b>55</b>
<b>4. MARCO GEOLOGICO .....</b>	<b>57</b>
4.1 AMBIENTE TECTÓNICO REGIONAL .....	57
4.2 ESTADO ACTUAL DE ESFUERZOS EN EL NORTE DE LOS ANDES .....	58
<b>4.3 MARCO GEOLÓGICO LOCAL.....</b>	<b>61</b>
4.4 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA DEL ÁREA DE MEDINA-GUAVIO .....	62
4.5 GEOLOGIA ESTRUCTURAL.....	64
4.6 ESTRATIGRAFIA.....	67
4.6. 1 CRETACEO .....	68
Formación Lutitas de Macanal (K1lm) .....	68
Formación Areniscas de Las Juntas (K1aj).....	68
Formación Fόμεque (Kif) .....	68
Formación Une (K2u) .....	69
Formación Chipaque (K2c).....	70
Grupo Guadalupe (K2g) .....	70
Formación Arenisca Dura (Guadalupe Inferior) .....	70
Formación Plaeners (Guadalupe medio).....	71
Formacion Arenisca de Labor (Guadalupe superior) .....	71
Formacion Arenisca Tierna (Guadalupe superior) .....	71
Formación Guaduas (K2-E1g) .....	72
4.6. 2 TERCIARIO .....	72
Formación Barco (E1b).....	72
Formación Los Cuervos (E1c).....	73
Formación Mirador (E2m) .....	74
Formación Carbonera .....	75
Nivel operacional C8 (E3c8).....	75
Nivel operacional C7 (E3c7) .....	76
Nivel operacional C6 (E3c6).....	76
Nivel operacional C5 (E3c5).....	77
Nivel operacional C4 (E3c4).....	77
Nivel operacional C3 (E3c3).....	77
Nivel operacional C2 (N1c2) .....	78
Nivel operacional C1 (N1c1) .....	78
Formación León (N1l).....	79
Formación Guayabo (N1g).....	79
Formación La Corneta (N2c) .....	80
<b>5. RESULTADOS.....</b>	<b>80</b>
5.1 MODELO GEOMECÁNICO .....	80
5.1.1 Cálculo de Parámetros del Modelo Geomecánico.....	81

<b>5.2 PATRONES DE FRACTURAMIENTO MEDIANTE INTERPRETACIÓN DE IMÁGENES DE POZO .....</b>	<b>90</b>
5.2.1 Resultados del Análisis de Imagenes UBI En el Pozo Cóndor-1 .....	90
5.2.2 Resultados del Análisis de Imagenes FMI en el pozo Cóndor-2 .....	117
<b>5.3 PERMEABILIDAD DE FRACTURAS .....</b>	<b>142</b>
5.3.1 Análisis de Fracturas y Flujo de Fluidos .....	142
<b>6. ANALISIS DE LOS RESULTADOS Y DISCUSION .....</b>	<b>144</b>
6.1 MODELO GEOMECÁNICO .....	144
6.2 ANÁLISIS DE FRACTURAS Y PATRONES DE FRACTURAMIENTO EN EL ANTICLINAL DEL GUAVIO .....	147
<b>7. CONCLUSIONES .....</b>	<b>158</b>
<b>8. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS .....</b>	<b>159</b>
<b>9. ANEXOS .....</b>	<b>173</b>
<b>ANEXO 1. DATOS DEL MODELO GEOMECÁNICO GENERALIZADO PARA EL ANTICLINAL DEL GUAVIO .....</b>	<b>173</b>
<b>ANEXO 2. MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE PRESIONES EN UN RESERVORIO.....</b>	<b>200</b>
<b>ANEXO 3. ALGORITMO DE FRECUENCIAS PARA LA DETERMINACIÓN DE DISCONTINUIDADES EN UNA SECCIÓN SÍSMICA .....</b>	<b>203</b>
<b>ANEXO 4. MAPA GEOLÓGICO DETALLADO DEL ÁREA DEL ANTICLINAL DEL GUAVIO....</b>	<b>205</b>
<b>ANEXO 5. IMAGEN UBI INTERPRETADA DEL POZO CÓNDOR-1.....</b>	<b>206</b>
<b>ANEXO 6. IMAGEN FMI INTERPRETADA DEL POZO CÓNDOR-2. ....</b>	<b>207</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización del Área de Estudio. Información proveída por Lukoil. Modificado de Geoestudios, 2008. ....	23
Figura 2. Mapa de contornos estructurales en tiempo al tope de la Formación Mirador. Anticlinal del Guavio Estructura Medina-Lengua y distribución de pozos perforados. Lukoil 2008. ....	25
Figura 3. a) Tensor de esfuerzos actuando sobre un cuerpo homogéneo. Tensor de de segundo orden con nueve componentes. b) Tensor de esfuerzos en condiciones de equilibrio. Tomado de Reservoir Geomechanics, Zoback 2007. ....	27
Figura 4. Definición de tensor de esfuerzos en un sistema arbitrario de coordenadas cartesianas (Engelder & Leftwich 1997). Al centro rotación de un sistema coordinado de esfuerzos a través de un tensor de transformación.....	28
Figura 5. Detalle de los aspectos principales de un modelo geomecánico. Tomado de Barton & Moos, 2008. ....	29
Figura 6. Tipos de datos esenciales para construir un modelo geomecánico. Tomado de Barton & Moos, 2008. ....	29
Figura 7. Cálculo de Sv mediante registros de densidad. Tomado de Reservoir Geomechanics, Zoback 2007. ....	31
Figura 8. Cálculo del esfuerzo mínimo horizontal $S_{hmin}$ . Se aprecian de manera esquemática las pruebas <i>mini-frac</i> y <i>extended leak-off test</i> mostrando la presión como una función del volumen, o tiempo equivalente (si la rata de flujo es constante). Modificado de Gaarenstroom, Tromp <i>et al.</i> (1993). ....	33
Figura 9. Gradientes de presión para gas, aceite y agua. Tomado de Geoservices, 2006. Condor-1 well Pore Pressure Study. GOC= Gas Oil Contact. OWC= Oil Water Contact. ....	36
Figura 10. Esquema de clasificación de E. M. Anderson (1951) para magnitudes de esfuerzos relativos en regiones de Fallamiento normal, inverso y transcurrente. Tomado de Reservoir Geomechanics, Zoback 2007. ....	37
Figura 11. Representación esquemática de la herramienta UBI ( <i>Ultrasonic Borehole Imager</i> ). Tomado del catalogo de herramientas de registros de Schlumberger, <a href="http://www.slb.com">www.slb.com</a> ....	39
Figura 12. Representación esquemática de la herramienta FMI ( <i>Formation Micro Imager</i> ). Tomado del catalogo de herramientas de registros de Schlumberger, <a href="http://www.slb.com">www.slb.com</a> ....	40
Figura 13. Dirección de esfuerzos máximo y mínimo en a) pozo vertical, b) pozo inclinado. La determinación de las fracturas inducidas por los esfuerzos en un pozo a partir de imágenes de pozos es extremadamente importante para la determinación de los tensores de esfuerzos, porque ellos proveen información precisa y confiable acerca de los tipos de fracturas (Tensión, Compresión o Corte). Tomado de Zoback (2007) ....	41
Figura 14. Ensayo de Laboratorio: Fallamiento por corte en areniscas. Tomado de Dusseault (2007) .....	42
Figura 15. Envolvente de Mohr en dos dimensiones. $\tau$ = Esfuerzo de corte, $\sigma_n$ = esfuerzo normal, $S_o$ = Cohesión, $\mu_i$ = Coeficiente de fricción interna, $C_o$ =UCS unconfined Compressive strenght. Tomado de Reservoir Geomechanics, Zoback 2007. ....	42
Figura 16. Nomenclatura de fracturas en términos de mecanismos de fracturas en ingeniería. Tomado de Lacazette, 2009. ....	44
Figura 17. Esquema de evolución de una falla a partir de una diaclasa. Tomado de Dholakia, Aydin <i>et al.</i> 1998. A medida que ocurre la deformación por corte la <i>brechiacion</i> interconecta la porosidad favoreciendo la permeabilidad de la formación. ....	45
Figura 18. Ejemplo de Fracturas por Tensión en a) pozo vertical, b) pozo inclinado, c) Fracturas naturales favorecidas por la perforación dentro de una región de las paredes del pozo sometidas a tensión. Tomado de Barton <i>et al.</i> , 1998. ....	46
Figura 19. <i>Breakouts</i> (ovalidades). Nótese la presencia de fracturas por tensión en las paredes del hueco a la misma profundidad de los <i>breakouts</i> en el ejemplo de la izquierda. MD= profundidad medida. Tomado de Barton <i>et al.</i> , 1998. ....	47



Figura 20. Un ejemplo de los efectos de la fractura de corte sobre fallas activas interceptadas por la perforación del pozo la cual se detecta observando la rotación de los <i>breakouts</i> . Las líneas azules son fracturas interpretadas. Tomado de Barton <i>et al.</i> , 1998. ....	48
Figura 21. a) Caso ideal: Fracturas perpendiculares a la dirección de SHmin, b) Caso Real: Fracturas orientadas en múltiples direcciones. Tomado de Barton <i>et al.</i> , 1998. ....	49
Figura 22. Condiciones geomecánicas bajo las cuales diferentes tipos de fracturas llegan a ser permeables. (a) Modo I (extensión perpendicular a la superficie de fractura) las fracturas se abrirán si los esfuerzos normales efectivos actúan sobre el plano de fractura, $\sigma_n$ es cero, (b) Mientras Modo II (corte paralelo a la superficie de fractura y perpendicular al frente de fractura) y Modo III (corte paralelo a la superficie de fractura y paralelo al frente de fractura) se abrirán si la relación del esfuerzo cortante, $\tau$ , al esfuerzo normal excede la resistencia friccional al corte, $\mu$ . $S_n$ = Esfuerzo Total; $P_p$ = Presión de Poro. Tomado de Barton & Moos, 2008. ....	50
Figura 23. Permeabilidad, relativa a la permeabilidad de un rompimiento Modo I bajo esfuerzo normal cero, como función de esfuerzo normal efectivo antes y después de deslizamiento cortante. Los parámetros del modelo se muestran en la Tabla 2. Tomado de Barton & Tezuka, (2005). ....	51
Figura 24. Modelamiento geomecánico para determinar la probabilidad de deslizamiento sobre planos detectados en imágenes de registros eléctricos. Tomado de Barton & Moos, 2009. ....	54
Figura 25. Principales elementos tectónicos de la Región del Caribe. Actualmente el Bloque Panamá-Choco y el norte de los Andes acomodan los esfuerzos asociados con la tripe juntura entre la Placa del Caribe, la Placa de Nazca y la placa de Sur America. Tomado de Frey-mueller <i>et al.</i> (1993). ....	58
Figura 26. Modelo 3D de la estructura de la litósfera en el Norte de los Andes con la adición de mecanismos focales seleccionados de la Universidad de Harvard (Harvard, 1976-2002). RF: Falla de Romeral; CPB: Bloques Choco-Panamá; OF: Falla de Oca; BF: Falla de Bucaramanga; EC: Cordillera Oriental. ....	59
Figura 27. Resultados de la inversión de mecanismos focales superficiales en el Norte de los Andes. Tomado de Cortes <i>et al.</i> 2005. ....	60
Figura 28. Mapa geológico del área Guateque-Medina (Modificado de Braquet <i>et al.</i> 2002). ....	61
Figura 29. Mapa geológico simplificado de la zona del Anticlinal del Guavio donde se aprecian los principales rasgos estructurales y estratigráficos del área de estudio. Geostratos para Lukoil, 2006. El mapa geológico de detalle se aprecia en el Anexo 4. ....	65
Figura 30. Modelo estructural del área. Modificado de Rowan y Linares (2000). Este es el modelo estructural para el anticlinal del Guavio adoptado por Lukoil. ....	65
Figura 31. Modelo estructural del área del Anticlinal del Guavio a partir de la interpretación de la línea sísmica ME-81-2 ( <i>Dip Line</i> ) por Mark Rowan, 2005 para Lukoil. Esta línea corta al Anticlinal del Guavio en sentido transversal NW-SE ligeramente al sur del pozo Cóndor-1. ....	66
Figura 32. Modelo estructural del área del Anticlinal del Guavio, según Branquet <i>et al.</i> (2002). ....	66
Figura 33. Modelo estructural del área del Anticlinal del Guavio, según Mora <i>et al.</i> (2006). ....	66
Figura 34. Columna estratigráfica generalizada (sin escala) de las unidades presentes en el área del Anticlinal del Guavio. Revisión geológica Bloque Cóndor. Geostratos para Lukoil, 2006. ....	69
Figura 35. Cálculo de la curva de Gradiente de sobrecarga $S_v$ a partir del registro sísmico (DT). Nótese que el registro sonido cubre el pozo desde la Formación Carbonera Unidad C2 hasta la profundidad total. ....	84
Figura 36. Cálculo de la curva de Gradiente de sobrecarga $S_v$ a partir de registros resistivos. Nótese la similitud con la curva de gradiente de sobrecarga calculado mediante registros sísmicos. ....	85
Figura 37. Propiedades de las rocas calculadas para el pozo Cumaral-1. ....	86
Figura 38. Modelo Geomecánico Integrado para el Anticlinal del Guavio. ....	87
Figura 39. Mapa de localización de los pozos Cóndor-1 y Cóndor-2. Time slice a 1734 ms, tope de la Formación Mirador, sobrepuesta se encuentra la geología, en amarillo el Terciario, Gris=cuaternario, Verde=Cretáceo, Morado = Paleozoico. (Lukoil 2011). ....	90

Figura 40. a) Análisis de <i>Breakouts</i> en el Pozo, se observa la elongación de las paredes del pozo en dirección NNE. b) Representación de las orientaciones de <i>breakouts</i> a lo largo de la formación, el valor 32.06 corresponde a la dirección promedio de los <i>breakouts</i> . .....	91
Figura 41. Familias de Fracturas de naturales de Alta Calidad según su rumbo y buzamiento. El diagrama estereoplot de rumbo muestra tres conjuntos de fracturas bien diferenciados, mientras que el diagrama de frecuencias de buzamiento muestra que predominan las fracturas con buzamientos mayores a 50 grados. ....	92
Figura 42. a) Diagrama de rosa representando las familias de fracturas según el rumbo. b) Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todas las fracturas en el intervalo, los puntos rojos representan los polos de las fracturas. ....	93
Figura 43. Orientación de las Fracturas de Baja Calidad. El diagrama de rosa presenta la orientación preferencial de las fracturas en dirección N50°E, los ángulos de buzamiento son altos con valores preferenciales entre 50 y 80 grados. El diagrama de Smith demuestra que los planos de las fracturas tienen vergencia preferencial NNW. ....	94
Figura 44. Fracturas Inducidas por Tensión. Hay una distribución de estas fracturas siguiendo la circunferencia de las paredes del pozo. El Azimut promedio para estas fracturas es 108.17 el cual es una buena aproximación al azimut de SHmax. ....	95
Figura 45. a) Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todos los estratos en el intervalo. ....	95
Figura 46. Diagrama Mohr-Coulomb para el intervalo Total 8545 pies -9100 pies. A la izquierda las magnitudes de los esfuerzos principales y la población de fracturas. Los colores de las fracturas siguen la escala según la magnitud de la Función de Falla de Coulomb (FFC). Menor FFC en color azul mientras los valores de FFC más altos se representan en rojo. A la derecha el diagrama de Mohr-Coulomb representando los polos de las fracturas y las zonas favorecidas por los esfuerzos. Las flechas externas al círculo representan el esfuerzo principal máximo horizontal Shmax. ....	96
Figura 47. Interpretación de fracturas en el intervalo 8545 pies a 8610 pies. Las imágenes representan el desarrollo de la superficie cilíndrica de las paredes del pozo. Las fracturas naturales de alta calidad son los sinusoides de color rojo, las fracturas de baja calidad se representan con color azul claro. Los rectángulos color magenta representan los <i>breakouts</i> , los sinusoides verdes o planos de estratificación y en color azul oscuro se interpretan las fracturas inducidas por tensión. ....	98
Figura 48. a) Análisis de <i>Breakouts</i> en el intervalo, se observa la elongación de las paredes del pozo en dirección NNE. b) Representación de las orientaciones de <i>breakouts</i> a lo largo de la formación, el valor 26.86 corresponde a la dirección promedio de los <i>breakouts</i> en esta sección así como su longitud. ....	99
Figura 49. a) Diagrama de Rosa mostrando la dirección de buzamiento de Fracturas en Función del Azimut. b) Estereograma del hemisferio inferior, proyección de los polos para todas las fracturas en el intervalo. Fracturas de alta calidad en rojo y fracturas de baja calidad en azul. Obsérvese la concentración de polos en la dirección SSW. ....	100
Figura 50. a) Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todos los estratos en el intervalo. b) Diagrama de Rosa que representa la dirección de buzamiento de estratos en Función del Azimut. ....	101
Figura 51. Diagrama Mohr-Coulomb Análisis para el intervalo 8545 pies -8610 pies. A la izquierda las magnitudes de Sv, Shmax, Shmin y Presión de poros A la derecha estereograma del hemisferio inferior donde los puntos negros representan los polos de los planos de fracturas. En la parte inferior círculo de Mohr con la posición de los planos de fracturas. Las flechas externas al círculo representan el esfuerzo principal máximo horizontal Shmax. ....	102
Figura 52. Interpretación de fracturas en el intervalo 8610 pies a 8695 pies. Las imágenes representan el desarrollo de la superficie cilíndrica de las paredes del pozo. El track izquierdo corresponde a la imagen generada por las amplitudes de energía acústica reflejada y el track derecho despliega la imagen generada por los tiempos de tránsito a lo largo de la sección. Las fracturas naturales de alta	

calidad son los sinusoides de color rojo, las fracturas de baja calidad se representan con color azul claro. Los rectángulos color magenta representan los breakouts, los sinusoides verdes los planos de estratificación.....	103
Figura 53. a) Análisis de <i>Breakouts</i> en el intervalo, se observa la elongación de las paredes del pozo en dirección NNE. b) Representación de las orientaciones de <i>breakouts</i> a lo largo de la formación, el valor 35.03 grados corresponde a la dirección de buzamiento promedio de los <i>breakouts</i> en esta sección.....	104
Figura 54. a). Diagrama de Rosa, dirección de buzamiento de fracturas en función del Azimut. b). Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todas las fracturas en el intervalo. Fracturas de alta calidad en rojo y fracturas de baja calidad en azul.....	105
Figura 55. a) Estereograma del hemisferio inferior, los puntos verdes son la proyección de los polos para todos los planos de los estratos en el intervalo. b) Diagrama de Rosa, dirección de buzamiento de los estratos en función del Azimut. ....	106
Figura 56. Diagrama Mohr-Coulomb para el intervalo 8610 pies -8695 pies. A la izquierda las magnitudes de Sv, Shmax, Shmin y Presión de poros A la derecha estereograma del hemisferio inferior donde los puntos negros representan los polos de los planos de fracturas. En la parte inferior círculo de Mohr con la posición de los planos de fracturas. Las flechas externas al círculo representan el esfuerzo principal máximo horizontal Shmax.....	107
Figura 57. Interpretación de fracturas en el intervalo 8700 pies a 8950 pies. Las imágenes representan el desarrollo de la superficie cilíndrica de las paredes del pozo. El track izquierdo corresponde a la imagen generada por las amplitudes de energía acústica reflejada y el track derecho despliega la imagen generada por los tiempos de tránsito a lo largo de la sección. ....	108
Figura 58. a) Análisis de <i>Breakouts</i> en el intervalo, se observa la elongación de las paredes del pozo en dirección NNE. b) Representación de las orientaciones de <i>breakouts</i> a lo largo de la Formación, el valor 43.53 grados corresponde a la dirección de azimut promedio de los <i>breakouts</i> en esta sección. ....	109
Figura 59. Diagrama de Rosa, dirección de buzamiento de Fracturas en Función del Azimut. b). Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todas las fracturas en el intervalo. Fracturas de alta calidad en rojo y fracturas de baja calidad en azul, se observa la mayor concentración de polos de fracturas en el sector entre los azimut 120 a 170 grados.....	110
Figura 60. a) Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todos los planos de los estratos en el intervalo. Nótese la concentración de los polos hacia el centro del estereograma. b) Diagrama de Rosa con dirección de buzamiento de estratos en Función del Azimut. ....	111
Figura 61. Diagrama Mohr-Coulomb para el intervalo 8700 pies -8950 pies. A la izquierda las magnitudes de Sv, Shmax, Shmin y Presión de poros A la derecha estereograma del hemisferio inferior donde los puntos negros representan los polos de los planos de fracturas. En la parte inferior círculo de Mohr con la posición de los planos de fracturas. Las flechas externas al círculo representan el esfuerzo principal máximo horizontal SHmax. ....	112
Figura 62. Interpretación de fracturas en el intervalo 8950 pies a 9095 pies. Las imágenes representan el desarrollo de la superficie cilíndrica de las paredes del pozo. El track izquierdo corresponde a la imagen generada por las amplitudes de energía acústica reflejada y el track derecho despliega la imagen generada por los tiempos de tránsito a lo largo de la sección. ....	113
Figura 63. a) Análisis de <i>Breakouts</i> en el intervalo, se observa la elongación de las paredes del pozo en dirección NNE. b) Representación de las orientaciones de <i>breakouts</i> a lo largo de la Formación, el valor 20.37 grados corresponde a la dirección de azimut promedio de los <i>breakouts</i> en esta sección, la longitud promedio de breakouts es 8 pies.....	114
Figura 64. a) Diagrama de Rosa. Dirección de buzamiento de planos de Fracturas en Función del Azimut. b) Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todos los planos de las fracturas en el intervalo. Fracturas de alta calidad en rojo y fracturas de baja calidad en azul.....	115
Figura 65. a) Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todos los estratos en el intervalo. b) Diagrama de Rosa dirección de buzamiento de estratos en Función del Azimut.....	115

- Figura 66. Diagrama Mohr-Coulomb para el intervalo 8950 pies -9095 pies. A la izquierda las magnitudes de Sv, Shmax, Shmin y Presión de poros A la derecha estereograma del hemisferio inferior donde los puntos negros representan los polos de los planos de fracturas. En la parte inferior circulo de Mohr con la posición de los polos de fracturas. Las flechas externas al circulo representan el esfuerzo principal máximo horizontal Shmax. .... 116
- Figura 67. a) Distribución de las orientaciones de *breakouts* a lo largo de la formación, el valor 31.35 grados corresponde a la dirección de azimut promedio de los *breakouts*. b) Distribución de ancho de los *breakouts* en grados y longitud en pies. .... 118
- Figura 68. a) Familias de Fracturas de naturales de Alta Calidad según su dirección de rumbo. El diagrama estereoplot de rumbo muestra un conjunto de fracturas bien diferenciado en dirección NE-SW, y un grupo mas pequeño de fracturas en dirección NW-SE. b) Diagrama de Schmidt donde se aprecian los altos valores de buzamiento de los planos de fracturas, predominan buzamientos mayores a 50 grados. .... 119
- Figura 69. a) Diagrama de rosa representando las familias de fracturas según el rumbo. b). Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todas las fracturas en el intervalo, los puntos azules representan los polos de las fracturas. .... 120
- Figura 70. a) Orientación de las Fracturas Naturales de Baja Calidad. El diagrama de rosa presenta la orientación preferencial de las fracturas en dirección N70°E y N70°W. b) Ángulos de buzamiento altos con valores mayores de 70 grados. El diagrama de Smith demuestra que los planos de las fracturas tienen vergencia preferencial SSW. .... 121
- Figura 71. Fracturas Inducidas por Tensión, se observa una dispersión de estas fracturas sobre la circunferencia de las paredes del pozo, por lo que el Azimut promedio no representa con certeza la dirección de SHmax. .... 121
- Figura 72. a) Diagrama de Rosa que presenta la dirección de los estratos en Función del Azimut, obsérvese la predominancia NNW en las direcciones de los estratos. b) Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todos los estratos en el intervalo, la concentración de los polos de los estratos hacia e centro del estereograma demuestra que los estratos son sub-horizontales. .... 122
- Figura 73. a) Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todos los estratos en el intervalo. En verde estratificación plana-paralela, en Magenta estratificaron cruzada. b) Diagrama de Rosa. Dirección de buzamiento de los planos de los estratos estratos en Función del Azimut. .... 123
- Figura 74. Diagrama Mohr-Coulomb para el intervalo Total 9360 pies – 9760pies. Se observa a la izquierda las magnitudes de los esfuerzos principales y la población de fracturas naturales. Los colores de las fracturas siguen la escala según la magnitud de de la Función de Falla de Coulomb (FFC). Menor FFC en color azul mientras los valores de FFC más altos se representan en rojo. A la derecha el diagrama de Mohr-Coulomb representando los polos de las fracturas y las zonas favorecidas por los esfuerzos. Las flechas externas al circulo representan el esfuerzo principal máximo horizontal SHmax. .... 124
- Figura 75. Interpretación de la Imagen FMI en el intervalo 9370 pies a 9420 pies. La imagen representa el desarrollo de la superficie cilíndrica de las paredes del pozo en este intervalo. Las fracturas naturales de alta calidad son los sinusoides de color azul oscuro, en amarillo fracturas naturales de baja calidad, en azul claro fracturas inducidas por la perforación. Los rectángulos color magenta representan los *breakouts*, los sinusoides verdes son los planos de estratificación plana-paralela. 126
- Figura 76. a) Distribución de las orientaciones de *breakouts* a lo largo de la formación, el valor 38.41 grados corresponde a la dirección de azimut promedio de los *breakouts*. b) Distribución de ancho de los *breakouts* en grados. .... 127
- Figura 77. a) Diagrama de Rosa. Dirección de buzamiento de Fracturas en Función del Azimut. b) Estereograma del hemisferio inferior. En amarillo proyección de los polos para las fracturas de alta calidad y en azul proyección de los polos para las fracturas de baja calidad en el intervalo. .... 128
- Figura 78. a) Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todos los estratos en el intervalo. b) Diagrama de Rosa. Dirección de buzamiento de estratos en Función del Azimut. .... 128

Figura 79. Diagrama Mohr-Coulomb para el intervalo 9370 pies-9420 pies. A la izquierda las magnitudes de los esfuerzos principales y la población de fracturas naturales. Los colores de las fracturas siguen la escala según la magnitud de de la Función de Falla de Coulomb (FFC). Menor FFC en color azul mientras los valores de FFC más altos se representan en rojo. A la derecha el diagrama de Mohr-Coulomb se observan los polos de las fracturas y las zonas favorecidas por los esfuerzos. Las flechas externas al círculo representan el esfuerzo principal máximo horizontal SHmax. ....	129
Figura 80. Interpretación de la Imagen FMI en el intervalo 9420 pies a 9505 pies. La imagen representa el desarrollo de la superficie cilíndrica de las paredes del pozo. No se observan fracturas naturales en el intervalo. Los rectángulos color magenta representan los <i>breakouts</i> , los sinusoides verdes los planos de estratificación. ....	131
Figura 81. a) Distribución de las orientaciones de <i>breakouts</i> a lo largo del intervalo 9420 pies a 9505 pies, el valor 31.78 grados corresponde a la dirección de azimut promedio de los <i>breakouts</i> . b) Distribución de ancho de los <i>breakouts</i> en grados. ....	132
Figura 82. a) Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todos los estratos en el intervalo. b) Diagrama de Rosa con la dirección de buzamiento de estratos en Función del Azimut. ....	132
Figura 83. Interpretación de la Imagen FMI en el intervalo 9505 pies a 9565 pies. La imagen representa el desarrollo de la superficie cilíndrica de las paredes del pozo en este intervalo. Las fracturas naturales de alta calidad son los sinusoides de color azul oscuro, en amarillo fracturas naturales de baja calidad, en azul claro fracturas inducidas por la perforación. Los rectángulos color magenta representan los <i>breakouts</i> , los sinusoides verdes son los planos de estratificación plana-paralela. ....	133
Figura 84. a) Distribución de las orientaciones de <i>breakouts</i> a lo largo de la formación, el valor 31.42 grados corresponde a la dirección de azimut promedio de los <i>breakouts</i> . b) Distribución de ancho de los <i>breakouts</i> en grados. ....	134
Figura 85. a) Diagrama de Rosa con la dirección de buzamiento de Fracturas en Función del Azimut. b) Estereograma del hemisferio inferior. En azul oscuro y amarillo las proyección de los polos para los planos de fracturas de alta calidad en el intervalo. En azul claro la proyección de los planos de las fracturas de baja calidad. ....	135
Figura 86. a) Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todos los estratos en el intervalo. b) Diagrama de Rosa. Buzamiento de estratos en Función del Azimut. ....	136
Figura 87. Diagrama Mohr-Coulomb para el intervalo 9505 pies -9565 pies. A la izquierda las magnitudes de los esfuerzos principales y la población de fracturas naturales. Los colores de las fracturas siguen la escala según la magnitud de de la Función de Falla de Coulomb (FFC). Menor FFC en color azul mientras los valores de FFC más altos se representan en rojo. A la derecha el diagrama de Mohr-Coulomb representando los polos de las fracturas y las zonas favorecidas por los esfuerzos. Las flechas externas al círculo representan el esfuerzo principal máximo horizontal SHmax. ....	137
Figura 88. Interpretación de la Imagen FMI en el intervalo 9565 pies a 9755 pies. La imagen representa el desarrollo de la superficie cilíndrica de las paredes del pozo en este intervalo. Las fracturas naturales de alta calidad son los sinusoides de color azul oscuro, en Amarillo fracturas naturales de baja calidad, en azul claro fracturas inducidas por la perforación. Los rectángulos color magenta representan los <i>breakouts</i> , los sinusoides verdes los planos de estratificación plana-paralela y los magenta estratificación cruzada. ....	138
Figura 89. a) Distribución de las orientaciones de <i>breakouts</i> a lo largo de la formación, el valor 21.13 grados corresponde a la dirección de azimut promedio de los <i>breakouts</i> . b) Distribución de ancho de los <i>breakouts</i> en grados. ....	139
Figura 90. a) Diagrama de Rosa con dirección de buzamiento de Fracturas en Función de Azimut. b) Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para los planos de las fracturas en el intervalo. Azul: Fracturas naturales de alta calidad, Amarillo: Fracturas naturales de baja calidad, Azul claro: fracturas inducidas durante la perforación. ....	140

Figura 91. a) Estereograma del hemisferio inferior, proyección de los polos para todos los planos de los estratos en el intervalo. En verde estratificación plana paralela, en magenta estratificación cruzada. b) Diagrama de Rosa con dirección de buzamiento de estratos en Función del Azimut. ....	140
Figura 92. Diagrama Mohr-Coulomb para el intervalo 9565ft -9755ft. A la izquierda las magnitudes de los esfuerzos principales y la población de fracturas naturales. Los colores de las fracturas siguen la escala según la magnitud de de la Función de Falla de Coulomb (FFC). Menor FFC en color azul mientras los valores de FFC más altos se representan en rojo. A la derecha el diagrama de Mohr-Coulomb representando los polos de las fracturas y las zonas favorecidas por los esfuerzos. Las flechas externas al círculo representan el esfuerzo principal máximo horizontal SHmax. ....	141
Figura 93. Registro PLT en condiciones estáticas tomado en la Formación Mirador Intervalo Inferior del pozo Cóndor-1. Nótese la perturbación de temperatura entre 8750 pies y 8760 pies. ....	143
Figura 94. Registro PLT en condiciones estáticas tomado en la Formación Mirador Intervalo superior del Pozo Cóndor-2.....	143
Figura 95. Fracturas permeables de la parte superior de la Formación Mirador. Pozo Cóndor-2. Se observa la presencia de hidrocarburos evidenciada por la fluorescencia en los corazones. ....	144
Figura 96. Mapa del Anticlinal del Guavio en profundidad al tope de la Formación Mirador. <i>Time slice</i> a 1734 milisegundos. Se observan los resultados del modelo geomecánico, la magnitud relativa de los esfuerzos y su dirección para los pozos Cóndor-1 y Cóndor-2. El corbatín Rojo representa la magnitud y dirección de SHmax, el Azul la magnitud y dirección de Shmin y la línea circular negra punteada simboliza la magnitud relativa del esfuerzo de sobrecarga Sv. ....	145
Figura 97. Estereogramas del hemisferio inferior sobre un mapa de contornos estructurales en tiempo al tope de la Formación Mirador. Se observan para el Cóndor-1 y Cóndor-2 todos los polos de las fracturas en el yacimiento. La línea roja indica un sistema de fallas de relevo que se declararon en la interpretación sísmica.Cada pozo intercepta un número diferente de fracturas lo que evidencia la naturaleza compartimentalizada y fallada del reservorio. ....	146
Figura 98. a) Relación Porosidad-Profundidad y b) Permeabilidad-profundidad para los pozos del área Medina-Guavio en la Formación Mirador intervalos superior (Mirador-1) y masivo inferior (Mirador-2).....	147
Figura 99. Patrones de Fracturamiento según el rumbo y dirección del esfuerzo máximo horizontal SHmax en Cóndor-1 y Cóndor-2. Se identifican las familias de fracturas F1, F2, F3 y F4. ....	148
Figura 100. Patrones de Fracturamiento según el rumbo y su correlación con el eje del anticlinal del Guavio .....	149
Figura 101. Modelo esquematizado de la evolución de las Familias de fracturas en el Anticlinal del Guavio. Tomado de Beltrán et al. (2009). ....	149
Figura 102. <i>Time slice</i> a 1734 segundos. Muestra la ubicación de los pozos realizados en el Anticlinal del Guavio. El pozo Cóndor-2 se ubicó en la cresta del Anticlinal mientras que el pozo Cóndor-1 se localiza más hacia el flanco oriental del anticlinal. Obsérvese la dirección del eje del Anticlinal del Guavio el cual tiene un leve cabeceo en dirección NNE. ....	150
Figura 103. Zona de fracturas óptimamente orientadas y críticamente estresadas para los pozos Cóndor-1 y Cóndor-2. En cada una de las gráficas: a la izquierda las principales magnitudes de los esfuerzos y la población de fracturas naturales. En la parte superior derecha la proyección de los polos de las fracturas sobre un estereograma del hemisferio inferior. En rojo las zonas donde los polos de las fracturas tienen mejores orientaciones y están próximas al corte por fricción. La grafica inferior es un diagrama 3D de Mohr que incluye la línea de falla por fricción de Coulomb. Las fracturas productoras corresponden a aquellas que se encuentran en tangencia con la línea de Coulomb. ...	151
Figura 104. Trayectoria para los nuevos pozos que se perforen en el Anticlinal del Guavio. Los puntos verdes dentro del estereograma indican posiciones ideales que cruzan fracturas críticamente estresadas y óptimamente orientadas con altas posibilidades de ser permeables (productoras). ..	152

Figura 105. Comparación de los resultados del modelamiento geomecánico y de fracturas obtenidos en los pozos Cóndor-1 y Cóndor-2 en los dos intervalos de la Formación Mirador (Mirador Superior y Mirador Inferior). La figura no tiene escala. ....	153
Figura 106. Mapa de contornos estructurales en Tiempo. Modelamiento de Fracturas obtenido del programa sísmico Guavio Este 3D-2008. En amarillo zona con alta población de fracturas. En rojo posible zona de relevo de fallas. ....	154
Figura 107. Localización de los pozos Cóndor-1 (a) y Cóndor-2(b) en áreas que favorecen la permeabilidad. Obsérvese la coincidencia en el modelamiento sísmico y los diagramas Mohr-Coulomb. La zona con mayores probabilidades para producir hidrocarburos por fracturas es SSW con respecto a la posición del pozo Cóndor-1.....	154
Figura 108. Modelo 3D del Anticlinal del Guavio al tope de la Formación Mirador. En amarillo zonas con mayor numero de fracturas, en verde zonas no fracturadas. ....	155
Figura 109. Modelo 3D del Anticlinal del Guavio al tope de la Formación Mirador. Se observa que los pozos Guavio-1 y Cóndor-1 atravesaron zonas fracturadas, mientras que Cóndor-1 llego a una zona sin fracturas. Se exageró el tamaño la figura para poder observar los puntos a donde llegaron los pozos, ademas se roto en sentido antihorario el eje del Anticlinal.....	156

#### LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Magnitudes relativas de esfuerzos según el régimen de esfuerzos. ....	38
Tabla 2. Parámetros teóricos del modelo usados para generar la Figura 22. ....	52
Tabla 3. Ejemplo de estado de esfuerzos y fracturas a una profundidad dada en un campo. Tomado de Tezuka <i>et al.</i> , 2009. ....	53
Tabla 4. Cálculo de $S_{hmin}$ para los pozos Cóndor-1 y Condor-2. Tomado de Pruebas FIT y LOT Lukoil, 2006, 2008. MD=Profundidad Medida, TVD=Profundidad Vertical Verdadera, PSI= Libra por pulgada cuadrada, PPG= Libra Por Galón. ....	81
Tabla 5. Pruebas de Presión MDT en la Formación Mirador pozo Cóndor-1. Lukoil 2006. ....	82
Tabla 6. Pruebas de Presión MDT en la Formación Mirador pozo CONDOR-2. Tomado de pruebas de formacion pozo Condor-2, Lukoil 2008. ....	82
Tabla 7. Magnitudes relativas de esfuerzos según el régimen de esfuerzos para El Cóndor-1 en la Formación Mirador. (Ver tabla Completa en Anexo A). $S_v$ =Sobrecarga, $S_{Hmax}$ = esfuerzo Principal Máximo Horizontal, $S_{hmin}$ = Esfuerzo principal Mínimo Horizontal, $P_p$ = Presión de poro, PPG=Libra por Galon. ....	88
Tabla 8. Magnitudes relativas de esfuerzos según el régimen de esfuerzos para Cóndor-2 en la Formación Mirador. (Ver tabla Completa en Anexo A). $S_v$ =Sobrecarga, $S_{Hmax}$ = esfuerzo Principal Máximo Horizontal, $S_{hmin}$ = Esfuerzo principal Mínimo Horizontal, $P_p$ = Presión de poro, PPG=Libra por Galón. ....	89

## GLOSARIO

*Borehole Breakout*: ovalización de la forma del pozo, inicialmente cilíndrica.

Coefficiente de Biot: el Número de Biot (Bi) es un número adimensional utilizado en cálculos de transmisión de calor en estado transitorio. Su nombre hace honor al físico francés Jean Baptiste Biot (1774-1862) y relaciona la transferencia de calor por conducción dentro de un cuerpo y la transferencia de calor por convección en la superficie de dicho cuerpo.

Coefficiente de Fricción Interna: es un número adimensional que expresa la oposición al movimiento que ofrecen las superficies de dos cuerpos en contacto. Usualmente se representa con la letra griega  $\mu$ .

Cohesión: se define así en geomecánica al esfuerzo mínimo para que haya ruptura de material.

Criterio de Falla de Coulomb: es la relación entre el esfuerzo de corte y la resistencia al deslizamiento de un cuerpo, la fuerza de cizalla es igual a la fuerza inicial de la roca más una constante multiplicada por la fuerza normal en el plano de fractura. Cuando el criterio de falla de Coulomb es negativo la fractura es estable debido a que el esfuerzo de corte es insuficiente para superar al esfuerzo cortante.

Deformación: cualquier cambio en la forma o volumen original de una masa rocosa producida por fuerzas externas o internas.

Diaclasa: es la estructura geológica más común. Se definen como fracturas en una roca a largo de cuyo plano de fractura hay poco o ningún desplazamiento transversal.

Círculo de Mohr: es una técnica usada en ingeniería para representar gráficamente un tensor simétrico y calcular con ella momentos de inercia, deformaciones, tensiones y esfuerzos de corte adaptando los mismos a las características de una circunferencia.

Dilatancia: es el fenómeno por el cual el volumen de una roca disminuye bajo la acción de un esfuerzo compresivo adicional

*Dogleg*: aumento dramático e inesperado en el ángulo de dirección de un pozo el cual puede causar problemas en la perforación si es muy severo.

DST: por sus siglas en inglés *Drill Steam Test*. Prueba de Formación en pozos petroleros, se hacen para probar el potencial de producción comercial de un pozo.

Esfuerzo: descripción matemática de la resultante de la interacción entre de todos los puntos dentro de un cuerpo cuando las fuerzas son aplicadas en sus límites, es decir la fuerza es distribuida a través de todo el cuerpo. Esta descripción matemática se lleva a cabo por el uso de un tensor matemático y es independiente de las propiedades del material o del sistema de coordenadas usado para describirlo.



Esfuerzo de corte: es la fuerza necesaria para generar deslizamiento o corte por fractura en una roca.

Esfuerzo efectivo: se define como el esfuerzo total menos la presión de poro.

Esfuerzos *in-situ*: son los esfuerzos actuales presentes en la corteza de la tierra.

Esfuerzo normal: es el esfuerzo perpendicular a la superficie de corte de un cuerpo.

Estuario: Desembocadura de un río caudaloso en el mar, caracterizada por tener una forma semejante al corte longitudinal de un embudo, cuyos lados van apartándose en el sentido de la corriente, y por la influencia de las mareas en la unión de las aguas fluviales con las marítimas.

FIT: por sus siglas en inglés *Formation Integrity Test*. Este método se usa para verificar la resistencia de la formación a una presión ejercida en un punto dado.

Fractura: separación bajo presión en dos o más piezas de un cuerpo sólido

Fracturas críticamente estresadas: familia de fracturas pre-existentes en un reservorio las cuales están activas en el campo de esfuerzos actuales.

Fractura de corte: fractura cuyo sentido de desplazamiento paralelo al plano de la fractura y se forma a un ángulo agudo con relación a la dirección del máximo esfuerzo principal.

Fricción: es el fenómeno por medio del cual se requiere una fuerza de corte tangencial a fin de desplazar dos superficies en contacto a lo largo de una dirección paralela a su plano de contacto.

GPIT: por sus siglas en inglés *General Purpose Inclinometry*. Registro eléctrico que se hace para determinar la desviación de los pozos

Gradiente de presión de sobrecarga: es el cambio en la presión de sobrecarga por unidad de profundidad.

Gradiente de presión: es el cambio en la presión por unidad de profundidad.

Imagen FMI (*Formation Micro Imager*): herramienta de registros de pozos que proveen imágenes a partir de las micro-resistividades de las formaciones.

Imagen UBI (*Ultrasonic Borehole Imager*): transductor de alta resolución que provee imágenes acústicas del pozo. El UBI opera básicamente como un sonar.

*Keyseats*: canal de menor diámetro que se forma en un hueco de diámetro más amplio como resultado del abrupto cambio de dirección de un pozo.

LWD: por sus siglas en inglés *Logging While Drilling*. Registro de desviación de pozos que se corre al mismo tiempo que se esta perforando un pozo.

LOT: por sus siglas en ingles *Leak Off Test*. Es una prueba de formación que se hace después que se ha sentado un revestimiento (*casing*), para determinar con un buen grado de precisión la presión de fractura *in-situ*.

Mecánica de rocas: es la ciencia teórica y aplicada del comportamiento mecánico de las rocas, es decir se refiere a la respuesta de las rocas a los campos de esfuerzos a que son sometidas en su ambiente natural.

Modulo de Young: Es la constante de proporcionalidad entre la deformación elástica y el esfuerzo uniaxial, y representa la pendiente de la parte recta de la gráfica esfuerzo- deformación unitaria.

PLT (*Production Log Test*): registro de producción. Se corren rutinariamente en pozos productores de hidrocarburos para determinar de donde proviene el flujo de petróleo, gas y agua. Típicamente la herramienta PLT se compone de uno o más *spinners* o medidores de flujo, además de sensores de temperatura y presión y densidad.

Presión de fractura: es la presión requerida para romper la formación en un punto dado.

Presión hidrostática: es la presión ejercida por el peso de la columna de fluido en condiciones estáticas, también se conoce como presión normal de poros.

Presión de poro: es la presión del fluido contenido en el espacio poroso de la roca.

Presión de sobrecarga: es la presión debida al peso de los sedimentos y los líquidos contenidos en ellos.

RMR (*Rock Mass Rating*): clasificación Geomecánica de las rocas realizada por Bieniawski (1979).

Tracción: es la fuerza por unidad de área. Es más conveniente representarla con la ayuda de una entidad conocida como Tensor de Esfuerzos.

UCS (*Uniaxial Compressive Strenght*): es el esfuerzo al cual la roca falla.

## **Nomenclatura**

Pp: Presión de poro de un fluido

Shmin: Esfuerzo principal mínimo horizontal

SHmax: Esfuerzo principal máximo horizontal

Sn: Esfuerzo normal efectivo

Sv: Esfuerzo vertical, sobrecarga

$\mu$ : Coeficiente de fricción

PM: Propiedades petrofísicas de las rocas tales como cohesión, fricción, modulo elástico.

TVD: profundidad vertical verdadera.

MD: profundidad medida a lo largo de un pozo.

$\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ : dirección de los esfuerzos principales máximo, intermedio y mínimo.

SG: gravedad específica

## RESUMEN

El propósito de este trabajo de investigación fue determinar los patrones de fracturamiento según el rumbo y buzamiento, así como la zonificación de permeabilidad de fracturas en la Formación Mirador mediante datos de subsuelo en el Anticlinal del Guavio. La metodología utilizada para el logro de este propósito consistió en primera instancia en la elaboración del modelo geomecánico mediante el uso de información de registros eléctricos de los pozos perforados en el Anticlinal, en especial los registros de imágenes de pozo. Este modelo geomecánico definió la magnitud de los tres esfuerzos principales, la presión de poros y las propiedades elásticas de las rocas en el área de estudio. A partir de las imágenes de los pozos Cóndor-1 y Cóndor-2 en el intervalo de la Formación Mirador se analizaron e interpretaron las poblaciones de fracturas presentes en la Formación, las cuales finalmente de acuerdo a su orientación se clasificaron en cuatro familias, la Familia-1 en dirección N70°W, Familia-2 N10°E, la Familia-3 N30°W y Familia-4 N60°E, cada una de ellas con una historia de evolución geológica diferente trazada desde el Paleoceno hasta el Reciente. Posteriormente se integraron los datos del modelo geomecánico con los obtenidos de la interpretación de fracturas y se calcularon los esfuerzos de corte y normales para cada uno de los planos de las fracturas usando el Criterio de Falla de Coulomb para determinar si cada plano era potencialmente activo. A través del trabajo con los diagramas de Mohr en dos y tres dimensiones se establecieron para cada uno de los pozos los intervalos de poblaciones de fracturas críticamente estresadas y óptimamente orientadas es decir aquellas que a condiciones de esfuerzos actuales y gracias a su orientación están en corte o próximas a fallar, del tal manera que favorecen la permeabilidad y por ende la producción del yacimiento. Los resultados aquí obtenidos se compararon con la zonificación de fracturas que se realizó a partir de los datos del programa sísmico Guavio Este-3D y los hallazgos son sorprendentemente coherentes, este análisis demostró que hay dos zonas de fracturas al tope de la Formación Mirador en el Anticlinal del Guavio, la primera en dirección NNW donde está la menor población de fracturas y la segunda y más importante en dirección SSW que es la zona donde están localizados los pozos Productores Cóndor-1 y Guavio-1. Estos hallazgos explican porque la zona con mejores posibilidades para el desarrollo de proyectos de producción de hidrocarburos en el Anticlinal del Guavio es la que corresponde al SSW lo que corrobora que las fracturas con posibilidades de producir petróleo se encuentran hacia los flancos del Anticlinal preferiblemente y no sobre el eje como en un principio se creía. Otro resultado importante fue la correlación entre los patrones de fracturas aquí encontrados y los patrones de fracturas en la superficie del Anticlinal del Guavio encontrados por el grupo de investigación de fracturas de la Universidad Nacional de Colombia dirigido por el profesor Andreas Kammer.

Palabras clave: Anticlinal del Guavio, Fracturas, Imágenes de Pozo, Modelo Geomecánico, Mohr.

## ABSTRACT

The purpose of this research was to determine the patterns of fracturing based on strike and dip fractures direction and permeability of fractures zoning in the Mirador Formation by using subsurface data in Guavio Anticline. The methodology for achieving this purpose was at first instance the geomechanical model development using information from electric well logs from wells drilled in the Anticline, particularly well logs images. Geomechanical model defined the magnitude of the three principal stresses, pore pressure and elastic properties of rocks in the study area. From the images of the wells C ndor-1 and C ndor-2 in the range of the Mirador Formation were analyzed and interpreted fracture populations present in the Formation, which finally according to their orientation were classified in four families, Family-1 N70 W direction, Family-2 N10 E direction, Family-3 N30 W, and Family-4 N60 E each of them have a different geological evolutionary history drawn from the Paleocene age to Recent. Subsequently integrated geomechanical model data with those obtained from the interpretation of fracture and calculated shear and normal stress for each of the planes of fractures using the Coulomb Failure Criterion to determine whether each plane was potentially active or not. By working with Mohr diagrams in two and three dimensions were established for each of the wells ranges of populations of critically stressed fractures and optimally oriented, in other words, those fractures that in conditions of current stress and thanks to its orientation are in shear or close to failing, so that enhance the rocks permeability and hence the reservoir production. The results obtained were compared with the zoning of fractures obtained from the data processing and interpreting of seismic program Guavio East-3D; the findings are remarkably consistent with those from well images analysis. This analysis showed that there are two fracture zones at the top of the Mirador Formation in the Guavio Anticline, the first one in NNW direction where there is the smallest population of fractures and the second and more important in SSW is the area where are located the oil producers wells Condor-1 and Guavio-2. These findings explains why the area with the greatest potential for development of hydrocarbon production projects in the Guavio Anticline is that one that corresponds to the SSW which confirms that fractures with the potential to produce oil are located on the limbs of the anticline and not in the hinge of the fold as initially believed. Another important result was the correlation between fracture patterns found here and fracture patterns on the surface of the Guavio Anticline found by the research group of fractures of the National University of Colombia headed by Professor Andreas Kammer.

Keywords: Fractures, Electric well images, Geomechanical Model, Guavio Anticline, Mohr.

## ВВЕДЕНИЕ

Цель данной исследовательской работы – определить закономерность трещиноватости и зоны проницаемости трещин в горизонте Мирадор посредством имеющихся данных антиклинали Гуавио. Методология, применяемая в данном исследовании, заключается в следующем: на первом этапе – была разработана геомеханическая модель на основе информации, полученной от электронных каротажей скважин, пробуренных в антиклинали, в частности каротажей изображений скважин. Эта геомеханическая модель определяет магнитуд трех основных усилий, давление в порах, эластичность горной породы в зоне исследования. Базируясь на изображениях скважин Кондор 1 и Кондор 2 в интервале горизонта Мирадор, были проанализированы и интерпретированы группы трещин, представленные в горизонте, которые впоследствии были классифицированы по трем видам в соответствии с координатами каждой из них: 1 вид – N70°W, 2 вид - N10°E, 3 вид – N30°W, 4 вид – N60°E; каждый из видов имеет свою историю геологической эволюции от Палеоцена до современного периода. Далее были объединены данные геомеханической модели и данные интерпретации трещин и подсчитаны срезающие усилия и нормальные усилия на поверхности трещин с помощью Критерия разлома Кулона (Coulomb), чтобы определить потенциальную активность каждого горизонтального сечения. На основе диаграмм Мора в 2D и 3D, для каждой скважины были определены интервалы расположения трещин, находящихся в критическом состоянии и имеющих оптимальные направления, иными словами, такие трещины, которые по причине актуальных усилий и направлений, находятся на срезе или близко к движению (разлому), а значит, благоприятствуют проницаемости и, соответственно, продуктивности месторождения. Полученные результаты сравнили с зонированием трещин, которое было реализовано на базе данных сейсмической программы Восточного Гуавио 3D. Результаты совпали, этот анализ показал, что есть две зоны трещин в верхней части горизонта Мирадор в антиклинали Гуавио, первая с направлением NNW, где располагается наименьшее количество трещин, и вторая, наиболее важная, – с направлением SSW – в зоне продуктивных скважин Кондо 1 и Гуавио 1. Эти выводы объясняют, почему зона с наибольшими возможностями развития проекта производства углеводородов в антиклинали Гуавио соответствует направлению SSW, что подтверждает тот факт, что трещины с продуктивным потенциалом находятся на фланге антиклинали, а не по оси, как предполагалось раньше. Другой основополагающий вывод – корреляция с закономерностью трещиноватости на поверхности антиклинали Гуавио, которые были обнаружены группой исследователей Национального Университета Колумбии.

Ключевые слова: Антиклиналь Гуавио, трещины, изображения скважины, геомеханическая модель, Мор (Mohr).

## 1. CAPITULO 1

### 1.1 INTRODUCCION

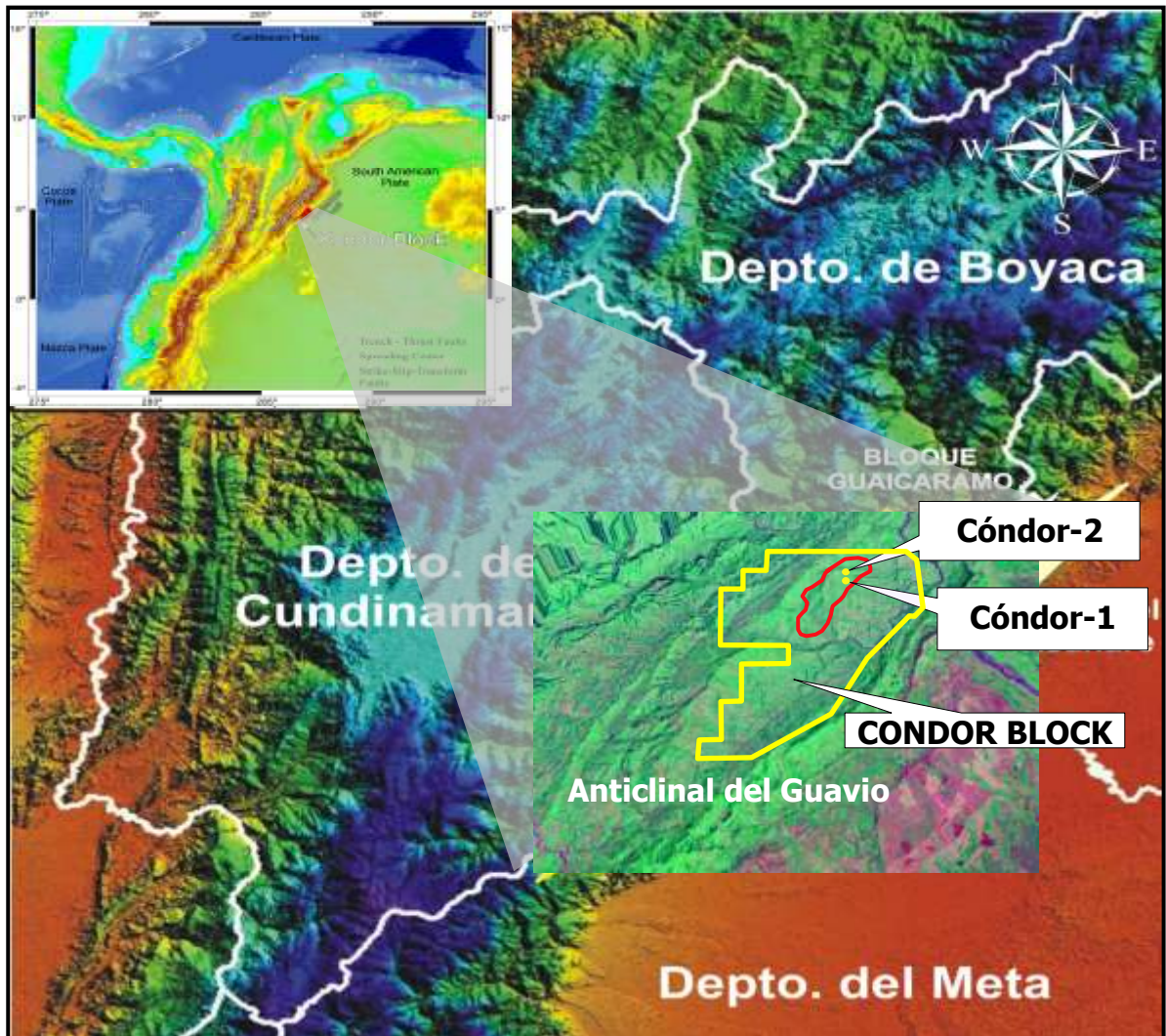
El Anticlinal del Guavio localizado en el piedemonte de la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia es una de las regiones más estudiadas en términos geológicos debido a su potencial para la exploración y explotación de hidrocarburos tal como lo demuestran los seis pozos perforados en el área buscando llegar a acumulaciones de petróleo en las Formaciones Mirador y Une; por consiguiente es una zona con buena información de registros eléctricos de pozos, información sísmica 2D y 3D, Geoquímica orgánica, informes y mapas, sin embargo es poco lo que se conoce y se ha publicado sobre las condiciones geomecánicas, fracturamiento y permeabilidad de las rocas del área. Es por esto que se realizó esta investigación cuyo propósito fue determinar los patrones de fracturamiento de la Formación Mirador en subsuelo en el Anticlinal del Guavio así como su zonificación de la permeabilidad; ya que el conocimiento del comportamiento de las rocas de la Formación Mirador desde el punto de vista de los esfuerzos a que están sometidas, sus patrones de fracturamiento basados en la orientación de fracturas y sus propiedades petrofísicas en especial la porosidad y permeabilidad, incrementará las posibilidades de éxito exploratorio en los nuevos pozos que se perforen en el Anticlinal.

Beltrán (2009) realizó un trabajo de investigación sobre patrones de fracturamiento de las rocas en el Anticlinal del Guavio en superficie cuyas conclusiones fueron integradas y comparadas con los resultados obtenidos en esta investigación en rocas del subsuelo. La coherencia de los datos obtenidos por ambas investigaciones permite hoy en día tener una visión completa del comportamiento de las rocas de la Formación Mirador en el Anticlinal del Guavio, sus patrones de fracturamiento y sus condiciones de permeabilidad.

El uso de las fracturas inducidas por la perforación como indicadores de esfuerzos ha llegado a ser rutinario en la industria petrolera (Peska & Zoback, 1995; Zoback & Peska, 1995; Willson *et al.*, 1999; Brudy & Kjørholt, 1999. Stjern *et al.*, 1999; Castillo & Moos, 2000; Wiprut & Zoback, 2000, Brudy & Zoback, 2000). Existe una fuerte correlación entre las fracturas críticamente estresadas (fracturas óptimamente orientadas con respecto al campo de esfuerzos para falla por fricción) y la permeabilidad. La conductividad hidráulica ha sido documentada en una gran variedad de yacimientos alrededor del mundo (Barton, Zoback & Moos, 1995; Finkbeiner, *et al.*, 1997, Barton *et al.*, 1998), ya que las fracturas críticamente estresadas incrementan la permeabilidad y el movimiento de los fluidos a lo largo de ellas. Los resultados aquí obtenidos se correlacionaron con el modelamiento de fracturas realizado a partir del programa sísmico Guavio Este-3D dando como resultado que la zonificación de fracturas en dos áreas perfectamente diferenciadas.

### 1.2 LOCALIZACION DEL AREA DE ESTUDIO

El área de estudio esta ubicada en el Anticlinal del Guavio en el Piedemonte Llanero, flanco oriental de la Cordillera Oriental; tiene en una extensión aproximada de 159.778 Hectáreas que corresponde a los Departamentos de Boyacá, Casanare, Cundinamarca y Meta (Figura 1).



**Figura 1.** Localización del Área de Estudio. Información proveída por Lukoil. Modificado de Geoestudios, 2008.

### 1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Conocer las condiciones de esfuerzos en las rocas de un yacimiento y sus patrones de fracturamiento, unido a sus propiedades petrofísicas, puede explicar la relación entre fracturas y permeabilidad de fracturas, lo que finalmente determina la vida útil de un reservorio. Entender esta relación permitirá responder preguntas como: Cuales son las condiciones geológicas y de mecánica de rocas que hacen que unas fracturas sean permeables y otras no? Cual es esta relación y como se determina? Que hace que un pozo en el Anticlinal del Guavio produzca cantidades considerables de hidrocarburos mientras otro pozo colocado en la misma área, en una mejor posición estructural prácticamente no produzca? Se debe esto a la permeabilidad de las fracturas en el yacimiento?

## 1.4 JUSTIFICACIÓN

Al realizar el modelo geomecánico del Anticlinal del Guavio en el área de Medina se contribuirá enormemente al conocimiento de los regímenes de esfuerzos a que están sometidas las rocas del área. Este modelo unido al estudio de las fracturas permitirá establecer la correlación entre fracturas en las rocas y su permeabilidad. El estado de esfuerzos en las rocas, la distribución y orientación de las fracturas naturales y fallas así como la litología y la historia de transporte de fluido permitirán entender las características de permeabilidad del reservorio.

Con los resultados de esta investigación se proveerán recomendaciones para la optimización del diseño de pozos en el área al reducir el riesgo exploratorio, asegurando así el éxito al direccionar los pozos hacia las fracturas permeables que son finalmente las responsables de la producción en un yacimiento fracturado.

## 1.5 OBJETIVOS

### 1.5.1 General

- Determinar los patrones de fracturamiento según su orientación, y zonificación de la permeabilidad de fracturas en la Formación Mirador en el Anticlinal del Guavio.
- Identificar el nivel de correlación entre los patrones de fracturamiento y la permeabilidad de fracturas de la Formación Mirador en el Anticlinal del Guavio, valiéndose para ello del uso de datos de subsuelo.
- Construir el modelo geomecánico integrado para el Anticlinal del Guavio.

### 1.5.2 Específicos

- Escoger y desarrollar una metodología para el análisis de patrones de fracturamiento en subsuelo y su relación con la permeabilidad de las rocas.
- Determinar como varía la relación entre fracturas y su permeabilidad cuando se cambian o modifican las condiciones de esfuerzos en las rocas.
- Proponer la óptima localización del objetivo (*target*) y trayectoria de futuros pozos en el Anticlinal del Guavio.

## 1.6 ANTECEDENTES

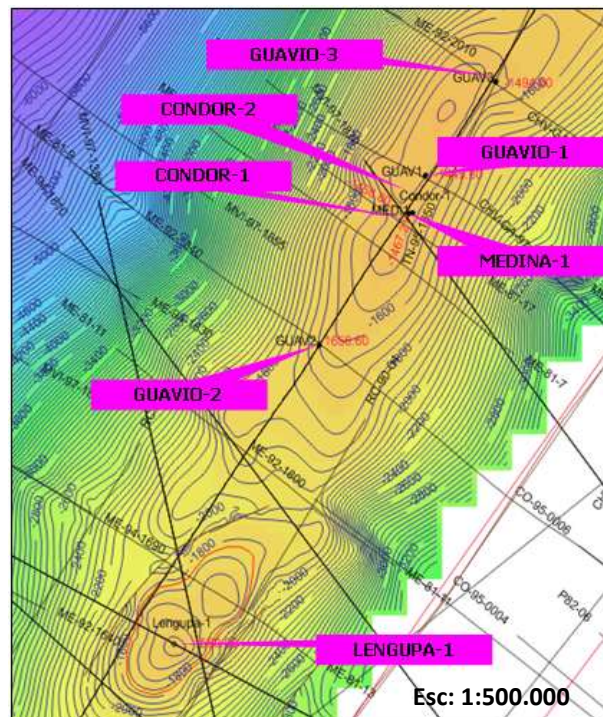
En el Anticlinal del Guavio (Figura 2) se han realizado varias campañas con pozos exploratorios en los años 60s y 80s tales como Guavio-1, Guavio-2, Guavio-3, Medina-1 con resultados poco exitosos a nivel de producción de hidrocarburos. El pozo Córdor-1 fue perforado en el año 2006 por Lukoil Overseas Colombia Ltd, en adelante Lukoil, probando hidrocarburos livianos en la Formación Mirador. El pozo Lengupa-1, fue perforado por Lukoil en el año 2008 con buenas manifestaciones de hidrocarburos en la Formación Carbonera Unidad C7 y en la Formación



Mirador, pero de poca importancia económica por su baja producción de aceite, menos de 20 barriles por día.

El Pozo Cóndor-2, fue perforado por Lukoil en los años 2008-2009, con el objetivo de iniciar el desarrollo del Campo Medina. Este pozo se perforó en una posición estructural por encima del pozo Cóndor-1 situación que favorecía las posibilidades de producción por cuanto se asumía que a este nivel la estructura estaba saturada de hidrocarburos, cosa que no sucedió y que a la postre planteó la pregunta central objeto de este trabajo de investigación: cuales son las condiciones de esfuerzos *in-situ* que hacen que un pozo sea productor y otro no?

En su momento para cada uno de los pozos mencionados se realizó un estudio geomecánico enfocado en determinar la ventana de lodos para asegurar la estabilidad del hueco en cada una de las secciones perforadas. En ninguno de los casos se hicieron estudios de patrones de fracturamiento en el reservorio (Formación Mirador) por lo que hasta ahora se desconoce el régimen de fracturamiento relacionado a los esfuerzos en el campo como tampoco la relación entre fracturamiento y permeabilidad del reservorio.



**Figura 2.** Mapa de contornos estructurales en tiempo al tope de la Formación Mirador. Anticlinal del Guavio Estructura Medina-Lengupa y distribución de pozos perforados. Lukoil 2008.

Beltran (2009) en su tesis de maestría titulada *“Caracterización de los patrones de fracturamiento en el área del Sinclinatorio de Medina y la Falla de Guaicaramo, Piedemonte Llanero de los Andes Colombianos. Implicaciones en la exploración y la producción de hidrocarburos en depósitos del Terciario”* determinó los patrones de fracturamiento de la Formación Mirador en superficie y generó un modelo de evolución geológica en relación a la evolución misma del Anticlinal del

Guavio el cual se usa como patrón de correlación con los resultados obtenidos de este trabajo de investigación.

## 1.7 ALCANCE

El trabajo de grado contempla el análisis y procesamiento de imágenes de pozo: UBI y FMI de los pozos Cóndor-1 y Cóndor-2 perforados por Lukoil en los años 2006 y 2008 respectivamente, los cuales en combinación con la información de registros eléctricos, sísmica, reportes de fluidos y rocas e información geográfica permitirán la determinación los patrones de fracturamiento según su orientación, además de la zonificación de la permeabilidad de fracturas en la Formación Mirador en el Anticlinal del Guavio; de la misma manera obtener un conocimiento detallado de las condiciones de esfuerzos en el área de estudio lo cual permitirá construir el modelo geomecánico integrado para el Anticlinal del Guavio.

La metodología utilizada para el desarrollo del proyecto corresponde a aquella definida y documentada por Barton (2008) quien a través de extensas investigaciones para la Universidad de Standford (California, USA) y en múltiples trabajos para la industria petrolera alrededor del mundo logró probar la utilidad de la interpretación de imágenes de pozo para tratar de determinar los esfuerzos *in-situ* y su efecto en la permeabilidad y productividad de fracturas.

## 2. MARCO TEORICO

El marco teórico de este trabajo define los elementos que conforman un modelo geomecánico, la caracterización de fracturas y fallas mediante el análisis de imágenes de pozo y la manera como estos elementos se integran usando diagramas de esfuerzos para determinar zonas de permeabilidad de fracturas en un reservorio, siguiendo la metodología de trabajo establecida por la profesora Colleen Barton desde 1988 en sus investigaciones para la Universidad de Standford (California, USA) y en numerosas publicaciones en trabajos para la industria petrolera alrededor del mundo (Barton & Zoback, 1994; Barton, Zoback & Moos, 1995; Barton, Castillo, Moos, Peska & Zoback, 1998; Barton & Zoback, 2002; Barton & Moos, 2008).

Para la caracterización de fracturas y fallas, las imágenes de pozo han demostrado ser una fuente valiosa para evaluar los patrones de fracturamiento en las rocas de un reservorio ya que los datos de imágenes de alta resolución permiten la observación directa de fracturas naturales y fracturas producidas durante la perforación y a partir de las cuales se puede derivar un modelo geomecánico (Moos, 2006; Zoback, 2007). La tecnología LWD (*Logging While Drilling*) que es un registro de dirección de pozo mientras se perfora, provee a las compañías operadoras de información en línea que hace posible actualizar en tiempo real el modelo geológico y el modelo geomecánico de un pozo así como también monitorear su estabilidad e integridad (Edwards *et al.*, 2004). Otros datos tales como sísmica, registros de velocidad, datos petrofísicos, presiones, volúmenes, formas de cortes de perforación (*cavings*) etc., se pueden usar para complementar y validar estos modelos.

Las imágenes de pozo permiten la detección y caracterización de fracturas y fallas, las cuales controlan el funcionamiento de muchos reservorios de baja permeabilidad tal como lo es la Formación Mirador en el Anticlinal del Guavio. Entender las características hidráulicas de la Formación requiere comprender la interacción entre los esfuerzos *in-situ* así como la distribución y orientación de fracturas naturales, fallas, litología y la historia de transporte de fluidos.

Numerosos estudios en campos petroleros alrededor del mundo usan imágenes de pozo para proveer datos fundamentales para los modelos geomecánicos y han establecido las condiciones bajo las cuales existe una relación predecible entre el estado de los esfuerzos *in-situ* y la permeabilidad, la cual puede ser utilizada para incrementar la producción de reservorios fracturados y fallados (Barton *et al.*, 1995; Finkbeiner *et al.*, 1997; Barton *et al.*, 1998; Zoback, 2007). A su vez esto hace posible determinar la mejor orientación para perforar pozos de tal manera que se mejore la producción en reservorios fracturados mediante la intersección de fracturas permeables, sin embargo, el beneficio de intersectar el mayor número de fracturas permeables debe ser balanceado contra el riesgo de inestabilidades resultantes de deslizamientos inducidos por la perforación.

## 2.1 CONSTRUCCIÓN DE UN MODELO GEOMECÁNICO

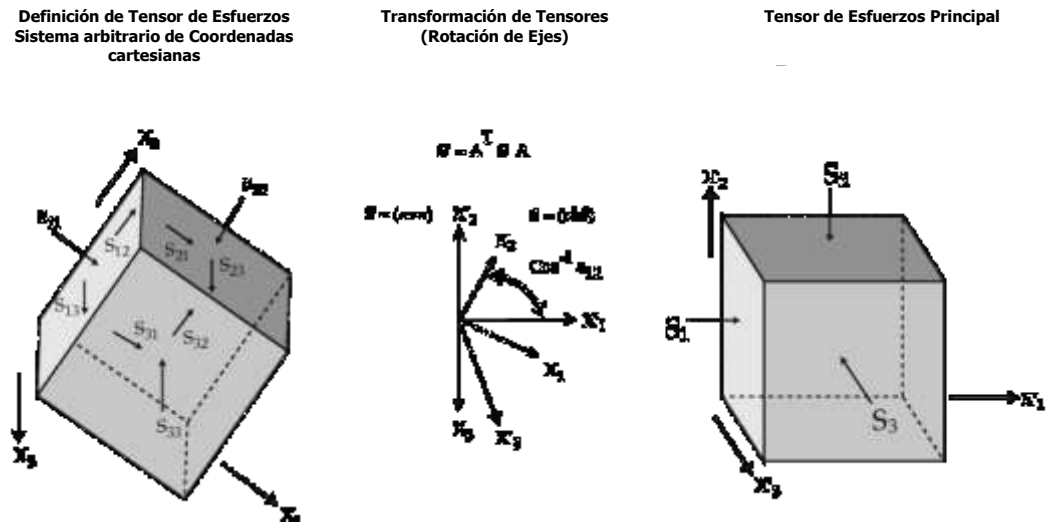
Se define el esfuerzo como componente principal del modelo geomecánico, el cual es en términos sencillos es la fuerza actuando sobre un área dada. Para ser mas precisos, el esfuerzo es un tensor el cual describe la densidad de fuerzas actuando sobre todas las superficies pasando a través de un punto dado (Zoback, 2007). En términos de mecánica de rocas, los esfuerzos actuando en profundidad sobre un cuerpo homogéneo, isotrópico se describen como un tensor de segundo rango, con nueve componentes (Figura 3a).

$$\mathbf{a} \quad \mathbf{S} = \begin{bmatrix} S_{11} & S_{12} & S_{13} \\ S_{21} & S_{22} & S_{23} \\ S_{31} & S_{32} & S_{33} \end{bmatrix} \quad \mathbf{b} \quad \begin{aligned} S_{12} &= S_{21} \\ S_{13} &= S_{31} \\ S_{23} &= S_{32} \end{aligned}$$

**Figura 3.** a) Tensor de esfuerzos actuando sobre un cuerpo homogéneo. Tensor de de segundo orden con nueve componentes. b) Tensor de esfuerzos en condiciones de equilibrio. Tomado de Reservoir Geomechanics, Zoback 2007.

Los subíndices de los componentes de esfuerzos individuales indican la dirección en la que una fuerza dada esta actuando y la cara del cubo sobre la cual el componente del esfuerzo esta actuando. Así, cualquier componente de esfuerzo representa una fuerza actuando en una dirección específica sobre una unidad de área de orientación conocida. Como se ilustra en el lado izquierdo de la Figura 4, un tensor de esfuerzos se puede identificar en términos de un sistema de referencia. En condiciones de equilibrio el tensor de esfuerzos se representa según la Figura 3b

De modo que el orden de los subíndices no es importante. En general para describir totalmente el estado de esfuerzos en profundidad uno debería definir seis magnitudes de esfuerzos o tres magnitudes de esfuerzos y tres ángulos que definan la orientación del sistema de coordenadas de los esfuerzos con respecto a un sistema de coordenadas de referencia (tal como coordenadas geográficas, coordenadas de pozo, etc. Figura 4).



**Figura 4.** Definición de tensor de esfuerzos en un sistema arbitrario de coordenadas cartesianas (Engelder & Leftwich 1997). Al centro rotación de un sistema coordenado de esfuerzos a través de un tensor de transformación.

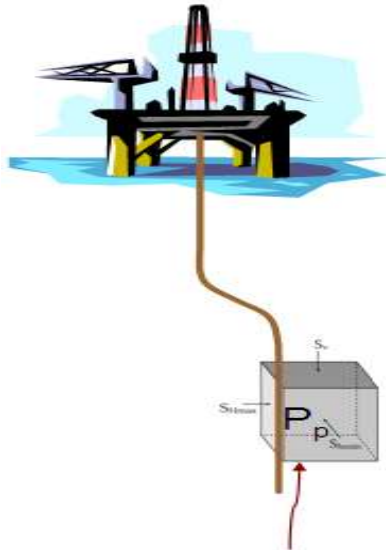
A la derecha esfuerzos principales definidos en un sistema de coordenadas en el cual desaparecen los esfuerzos de corte. S1= Esfuerzo principal máximo, S2= Esfuerzo principal intermedio, S3=esfuerzo principal mínimo

Debido a que a profundidades mayores de unas pocas decenas de metros en la tierra los esfuerzos son siempre compresivos, en este trabajo se utilizará como convención que el esfuerzo compresivo es positivo. Los esfuerzos por tensión no existen en profundidad en la tierra, primero debido a que la resistencia por tensión de la roca generalmente es muy baja lo que hace que la tierra no soporte grandes esfuerzos por tensión y segundo, porque siempre hay una fase fluida saturando el espacio poroso de las rocas en profundidad (excepto a profundidades mas superficiales que el nivel freático), la presión de poros resultante de de esta fase fluida que podría causar la fractura hidráulica, y en la roca el menor esfuerzo compresivo podría alcanzar el valor máximo de la presión de poro (Jaeger & Cook, 1979).

El modelo geomecánico define la magnitud y orientación de los tres esfuerzos principales, la presión de poros y las propiedades elásticas de las rocas dentro de una región dada. La Figura 5 muestra un resumen de los parámetros que definen el modelo geomecánico y de las fuentes de datos usados para obtener cada uno de ellos. Muchos de estos datos se adquieren por medio de registros eléctricos de pozos los cuales generalmente están disponibles una vez inicia la perforación en los estados primarios del desarrollo de un campo petrolero (Figura 6).

La descripción del modelo geomecánico para un yacimiento involucra un conocimiento detallado de:

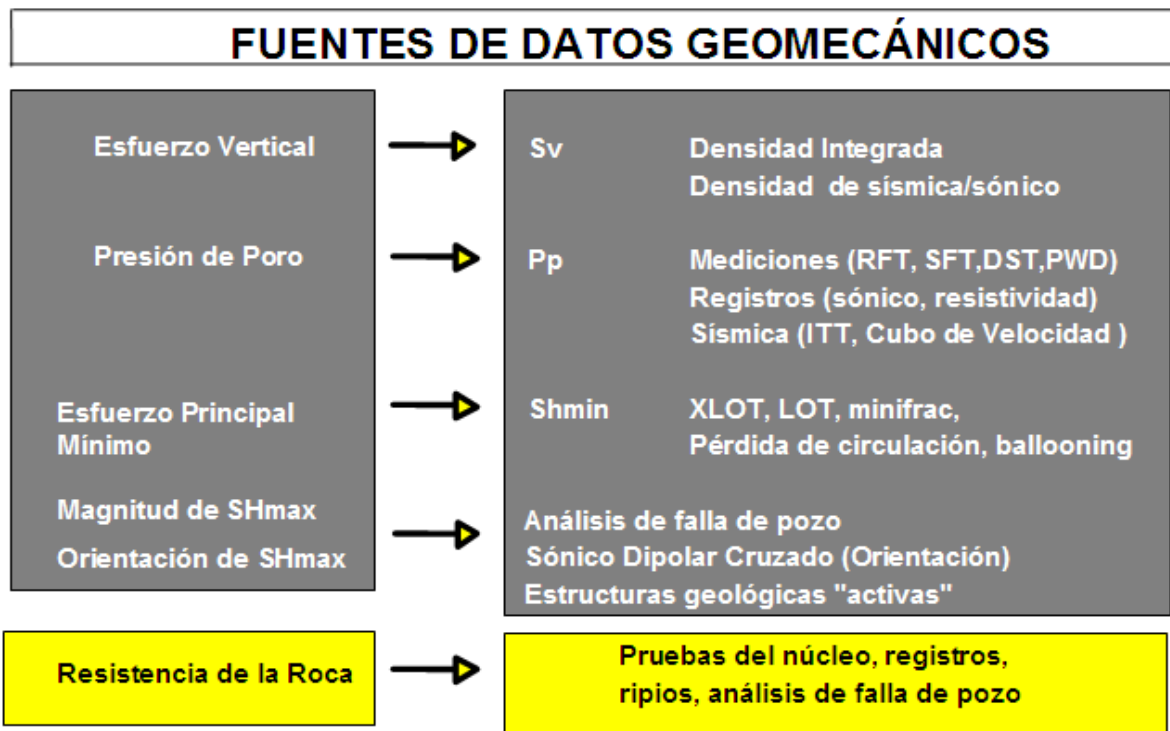
- Orientaciones de esfuerzos *in-situ*
- Presión de poro
- Propiedades mecánicas de la roca tales como cohesión, Fricción, Elasticidad



## Fundamentos de un Modelo Geomecánico

$S_v$	– Esfuerzo Vertical
$S_{Hmax}$	– Esfuerzo Principal Máximo Horizontal
$S_{Hmin}$	– Esfuerzo Principal Mínimo Horizontal
$P_p$	– Presión de Poro
PM	– Propiedades petrofísicas: Cohesión, Fricción, Módulos Elásticos, UCS.

**Figura 5.** Detalle de los aspectos principales de un modelo geomecánico. Tomado de Barton & Moos, 2008.



**Figura 6.** Tipos de datos esenciales para construir un modelo geomecánico. Tomado de Barton & Moos, 2008.

El primer paso en el desarrollo del modelo geomecánico es identificar las fracturas inducidas por el nivel de esfuerzos a que esta sometido el pozo por ejemplo *Breakouts* (ovalidades de la forma del pozo, inicialmente cilíndrica) y fracturas de pared a través de las imágenes de pozos. Los valores de mínimos esfuerzos principales se obtienen de los *Leak-off tests* (Prueba de formación que se hace después que se ha sentado un revestimiento, para determinar con un buen grado de precisión la presión de fractura *in-situ*), y los esfuerzos verticales se calculan por medio de los registros de densidad. La información de presión de poro se obtiene midiendo directamente en la Formación, o a través del uso de métodos de esfuerzos efectivos para la predicción de presión de poro basada en registros eléctricos o en la sísmica (Anexo 2). El parámetro restante, es decir la magnitud del esfuerzo horizontal máximo (SHmax) y su dirección se obtiene observando la orientación y severidad de las fracturas del pozo. Esta magnitud es consistente con las observaciones de los esfuerzos, presión de poro, propiedades de las rocas y condiciones de perforación (vgr. Pegas de pozo y pérdidas de circulación).

A continuación el cálculo de cada uno de los parámetros que conforman el modelo geomecánico.

### 2.1.1 Cálculo de la Magnitud de los Esfuerzos Principales

Se definen como los esfuerzos principales al esfuerzo de sobrecarga  $S_v$ , el esfuerzo mínimo horizontal  $S_{hmin}$  y al esfuerzo máximo horizontal  $S_{Hmax}$  cuyo cálculo se detalla a continuación.

#### 2.1.1.1 Esfuerzo Vertical $S_v$ o Sobrecarga

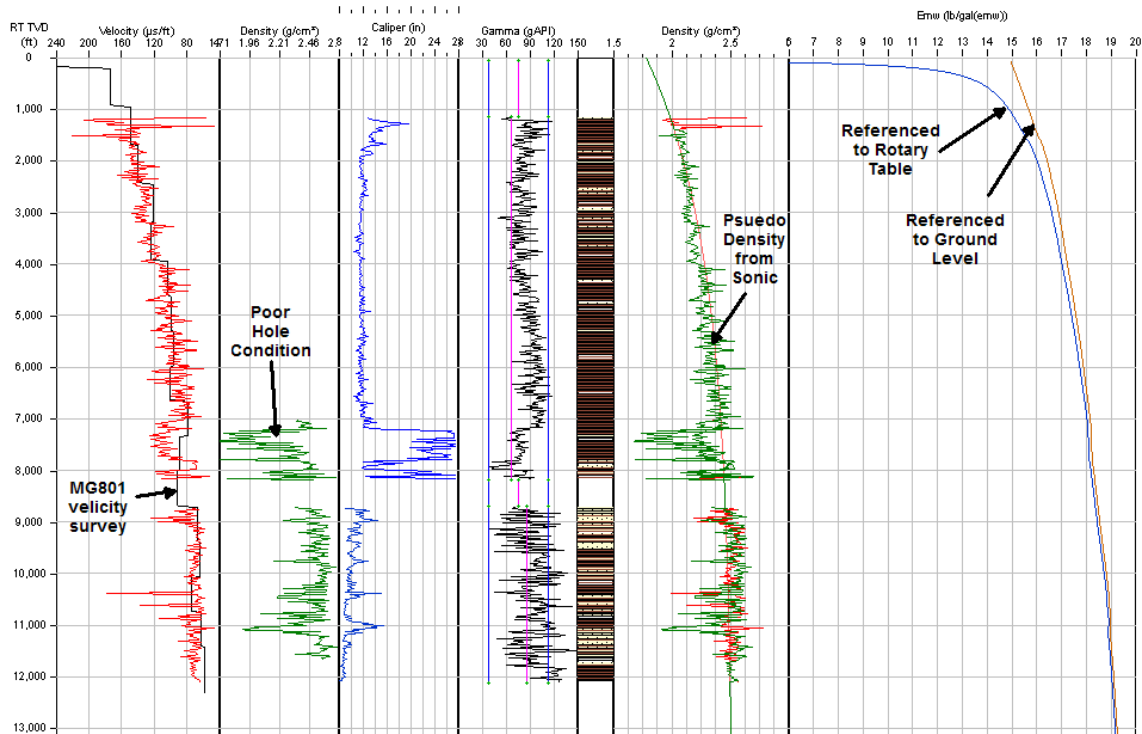
La magnitud de  $S_v$  es equivalente a la integración de las densidades de las rocas desde la superficie hasta la profundidad de interés,  $z$ . En otras palabras,

$$S_v = \int_0^z \rho(z)g dz \approx \rho g z \quad \text{Ecuación (1)}$$

Donde  $\rho(z)$  es la densidad como función de la profundidad,  $g$  es la aceleración de la gravedad y  $\rho$  es la densidad promedio de las rocas suprayacentes o sobrecarga (Jaeger & Cook 1971).

La mayoría de rocas sedimentarias clásticas tienen una densidad promedio de 2.3 g/cc la cual corresponde a una porosidad cercana al 15%. Esto da como resultado un esfuerzo vertical principal que incrementa con la profundidad a razón de 1psi/pie. Así mismo las magnitudes de los dos esfuerzos horizontales principales aumentan con la profundidad

El esfuerzo vertical se calcula a partir de registros de densidad RHOB, DENSITY, NEUTRON DENSITY (Figura 7).



**Figura 7.** Cálculo de Sv mediante registros de densidad. Tomado de Reservoir Geomechanics, Zoback 2007.

La curva de gradiente de sobrecarga es un modelo del esfuerzo vertical Sv creado por la combinación de las cargas litostática e hidrostática. Esta curva se puede crear de diferentes maneras:

- Constante (densidad o gradiente de sobrecarga)
- Integrando los registros de densidad total (RHOB)
- Como función de la porosidad
- Mediante la ecuación de Gardner

Mar adentro (*offshore*) es importante corregir el efecto de la columna de agua sobre el gradiente de sobrecarga. El agua baja significativamente el esfuerzo vertical (Sv) debido a su relativamente baja densidad (comparada con la densidad de los sedimentos). El efecto del aire también es importante, sin embargo este efecto es despreciable en la línea de lodo a profundidades mayores de 1000 pies (300m).

#### **Gradiente de Sobrecarga Constante:**

El método histórico para incorporar el gradiente de sobrecarga a los cálculos de presión de poros es tratar el gradiente de sobrecarga como una constante, normalmente 1.0 psi/pie.

### Registros de densidad total integrada (*Bulk Density*)

El primer paso es integrar la curva de densidad total (RHOB). Las curvas de RHOB se extrapolan a los intervalos donde no hay datos siguiendo el tren aparente de la curva por encima y por debajo de los intervalos donde si hay datos. Las curvas resultantes son registros continuos de superficie a profundidad total.

Los valores de densidad total se integran mediante la siguiente ecuación:

$$obg = \frac{0.433 \int_0^{tvd} \rho_b dx}{tvd} \text{ Ecuación (2)}$$

Donde:

Obg: gradiente de sobrecarga

Tvd: profundidad vertical verdadera

$\rho_b$ : densidad total (Bulk density RHOB g/cc)

Ecuación de Gardner:

Crear un gradiente de sobrecarga usando la ecuación de Gardner (1974) involucra la conversión de los intervalos de velocidad a densidad total (*Bulk Density*). La ecuación de Gardner (Gardner, 1974) es simplemente una relación empírica entre velocidad interválica y densidad:

$$\rho_b = 0.23V_{int}^{0.25} \text{ Ecuación (3)}$$

$V_{int}$ : Velocidad interválica (Pies/Seg)

$\rho_b$ : Densidad Total (*Bulk Density*) (g/cc)

Una vez se ha calculado la densidad, se calcula el gradiente de sobrecarga por integración numérica. Los valores de Sv desde superficie a profundidad para los pozos Cóndor-1 y Cóndor-2 se pueden apreciar en el Anexo 2.

#### 2.1.1.2 Determinación del Esfuerzo Horizontal Principal Mínimo ( $S_{hmin}$ )

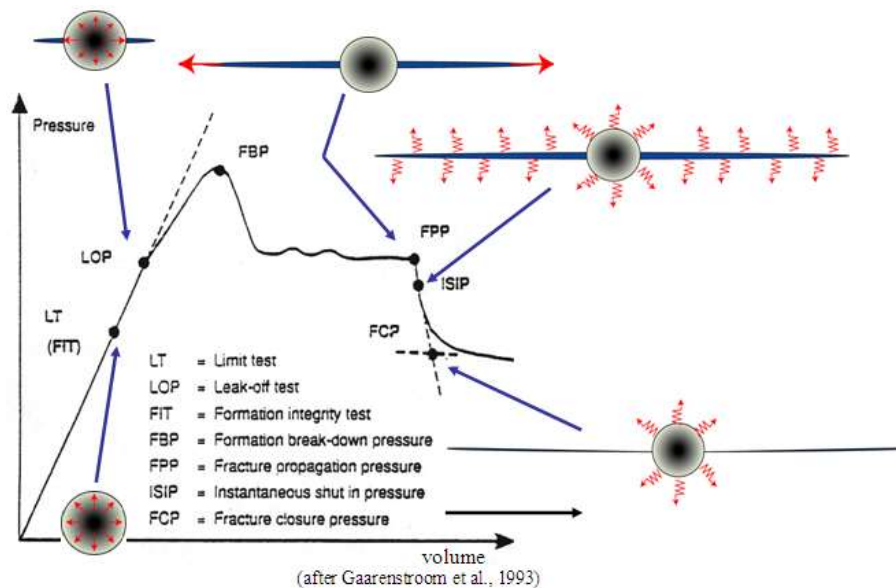
Los esfuerzos compresivos existen en todas partes en profundidad en la tierra. Las magnitudes de los esfuerzos dependen de la profundidad, presión de poros y procesos geológicos activos que actúan en gran variedad de escalas en tiempo y espacio.

La magnitud del esfuerzo mínimo horizontal ( $S_3$ ) se puede obtener mediante fracturamiento hidráulico, especialmente por mediante pruebas *mini-frac* o *micro-frac* las cuales se hacen específicamente con el fin de medir los esfuerzos sobre la formación. Puesto que el fracturamiento



hidráulico ocurre con frecuencia durante las pruebas de *Leak off test (LOT)* y preferencialmente *Extended Leak off test* estas pruebas pueden ser utilizadas para calcular la magnitud de  $S_3$ . En regímenes de fallamiento normal y de rumbo  $S_3$  es equivalente a  $Sh_{min}$ , en regímenes de fallamiento inverso  $S_3$  es equivalente a  $S_v$ . Basta con decir que la medición directa del esfuerzo mínimo horizontal a través de alguna forma de fracturamiento hidráulico es el único método confiable conocido de uso práctico en pozos petroleros a profundidades apreciables.

La magnitud del esfuerzo mínimo horizontal se puede determinar por medio de una prueba *micro-frac*, la cual es un fracturamiento inducido, de muy baja escala, solamente para medir el esfuerzo a una profundidad en particular. También se puede determinar mediante una prueba *mini-frac* o la fractura relativamente pequeña realizada al inicio de una operación de fracturamiento hidráulico hecha con la intención de mejorar la producción en una formación de baja permeabilidad.  $Sh_{min}$  también se puede determinar a partir de una prueba *Leak-off test*: después de haber cementado el revestimiento (*casing*) en el pozo a una profundidad dada, se continua la perforación por una corta distancia (usualmente 10 o 20 pies), enseguida se presuriza la sección abierta del pozo hasta el punto de crear una fractura hidráulica siendo esta presión la que determina la magnitud del esfuerzo principal mínimo horizontal  $Sh_{min}$ . Cuando la prueba *Leak-off test* se hace en su totalidad entonces se llama *Extended Leak-off test* (Figura 8).



**Figura 8.** Cálculo del esfuerzo mínimo horizontal  $Sh_{min}$ . Se aprecian de manera esquemática las pruebas *mini-frac* y *extended leak-off test* mostrando la presión como una función del volumen, o tiempo equivalente (si la tasa de flujo es constante). Modificado de Gaarenstroom, Tromp *et al.* (1993).

La Figura 8 es un gráfico de Presión versus Tiempo que ilustra un *Extended Leak-off test*, en este esquema la tasa de bombeo dentro del pozo es constante, así la presión se podría incrementar linealmente en el tiempo en la medida que el volumen del pozo permanece fijo. En el punto

donde la línea de presión se flexiona se llama LOP (*leak-off point*) y a esta presión se deberá haber formado la fractura hidráulica. La razón para esto es que no hay una apreciable disminución en la tasa de presurización del pozo a menos que hubiera un significativo incremento en el volumen del sistema. Es así que debería haber una fractura hidráulica propagándose desde el pozo, perpendicular al mínimo esfuerzo principal en la región cercana al pozo una vez que hay un apreciable cambio en la tasa de presurización. Un evidente cambio en la pendiente (LOP) es aproximadamente igual a al mínimo esfuerzo principal como se muestra en la Figura 8.

Hubbert & Willis (1957) presentaron un convincente argumento físico que dice que las fracturas hidráulicas en la tierra siempre se propagaran en dirección perpendicular a la orientación del mínimo esfuerzo principal  $S_3$  debido a que esta es la configuración de menor energía. Este hecho fundamental es la base del uso del fracturamiento hidráulico para medir la magnitud del mínimo esfuerzo principal. En ambientes de fallamiento normal y de rumbo donde  $S_3 = S_{Hmin}$ , la propagación de la fractura hidráulica será en un plano vertical perpendicular a  $S_{Hmin}$  (y paralelo a  $S_{Hmax}$ ). En ambientes de fallamiento inverso donde  $S_3 = S_v$  la propagación de la fractura hidráulica será en un plano horizontal. (Warren & Smith, 1985) demostraron que mientras las fracturas y fallas preexistentes tienen alguna influencia sobre la propagación de fracturas, en general la trayectoria de la propagación de fracturas es controlada por la orientación del mínimo esfuerzo principal.

### **2.1.1.3 Esfuerzo Horizontal Principal Máximo ( $S_{Hmax}$ )**

El conocimiento de la magnitud del esfuerzo horizontal principal máximo en profundidad  $S_{Hmax}$ , es especialmente importante dado que la exacta determinación de  $S_{Hmax}$  es fundamental en problemas relacionados con la estabilidad del pozo tales como la determinación de los pesos de lodo óptimos, trayectorias de pozos, determinación de puntos de *casing* etc. En el área de máxima concentración de esfuerzos es decir donde se forman los *breakouts* (ovalidades del hueco) en los pozos verticales, el esfuerzo circunferencial (*hoop stress*) resulta de un valor de  $S_{Hmax}$  que es amplificado por un factor de 3 en la pared del pozo (Barton, *et al* 1998). De aquí se establece que una exacta estimación de  $S_{Hmax}$  es con frecuencia un elemento críticamente importante en un análisis de estabilidad de pozo. La determinación de los esfuerzos normal y de corte requiere el conocimiento de todos los tres esfuerzos principales.

A pesar de la importancia en la determinación de  $S_{Hmax}$  en análisis geomecánicos, este es el tensor de esfuerzos más difícil de estimar, particularmente porque no se puede medir directamente. Como ya se explicó, el fracturamiento hidráulico se usa para estimar la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo principal  $S_{Hmin}$ , a profundidades hasta de 6 Km. Conociendo esto, las observaciones de las fracturas inducidas por tensión y/o el ancho de los *breakouts* se usan como variables en el cálculo de la magnitud de  $S_{Hmax}$ . Una técnica ampliamente usada para tratar de establecer la magnitud del esfuerzo horizontal principal es el uso de imágenes de pozo. Las imágenes UBI (*Ultrasonic Borehole Images*) y las imágenes FMI (*Formation MicroImages*), dan información detallada de las fracturas en el pozo, esta información es crítica para la determinación de los esfuerzos en profundidad. De hecho cuando las fracturas por tensión inducidas por la perforación de los pozos están presentes es posible hacer inferencias acerca de la fortaleza de la roca *in situ* a partir de la presencia o ausencia de *breakouts*.

El azimut del SHmax se puede obtener a partir de varios métodos, uno de ellos es la observación de la orientación de fracturas inducidas por la perforación en pozos verticales (de registros de imagen). Otro método es la determinación de la orientación de *breakouts* en pozos verticales la cual proporciona el azimut del Shmin, por lo tanto el Azimut de SHmax = azimut Shmin ± 90° (de registros de imagen o Caliper Orientado de 4 o 6-brazos).

También se puede estimar por medio de inferencias de estructuras activas (de Sísmica, Mapas de batimetría, datos de afloramientos, etc.) o mediante mecanismos Focales de Terremotos (Se requiere de múltiples eventos de terremotos para obtener un azimut de SHmax más preciso).

El azimut de SHmax también se puede obtener de *breakouts* en pozos desviados, aunque las observaciones de fallas de pozo (*breakouts* y fracturas por tensión) en estos pozos no indican directamente el azimut de SHmax. Esto se debe a que la orientación de colapsos del hueco en pozos desviados depende de la orientación y magnitudes de los esfuerzos *in-situ*.

La magnitud de SHmax puede obtenerse a partir de la observación de la existencia de fracturas por tensión inducidas por la perforación del pozo. También de observaciones de *breakouts* en conjunto con el conocimiento de la resistencia de la roca. La medición del ancho de *breakouts* es un método muy aproximado para obtener la magnitud de SHmax.

La teoría de fallamiento por fricción (Zoback, 2007) en los estados de esfuerzos de falla inverso y transcurrente ha determinado el cálculo del esfuerzo máximo horizontal mediante las siguientes ecuaciones:

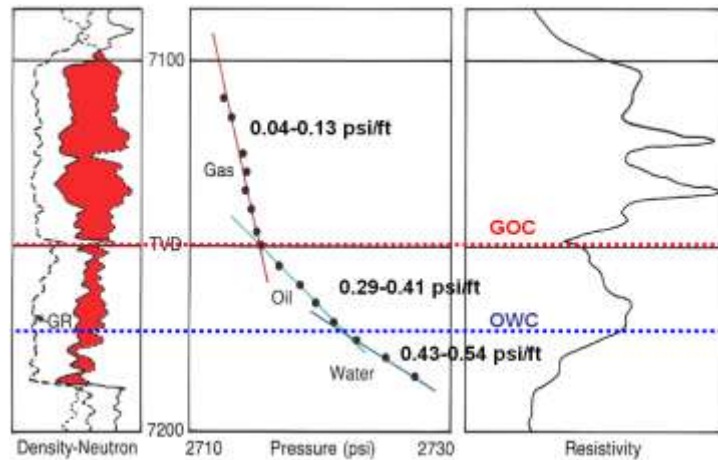
En regímenes Rumbo-Deslizantes:  $S_{Hmax} \leq (S_{hmin} - P_p)[\nu(\mu^2 + 1) + \mu]^2 + P_p$  Ecuación 4.

En regímenes inversos:  $S_{Hmax} \leq (S_v - P_p)[\nu(\mu^2 + 1) + \mu]^2 + P_p$  Ecuación 5.

En general los valores de Azimut y magnitud de SHmax se determinan basándose en combinaciones de diferentes estimaciones.

### 2.1.2 Presión de Poro

Es la presión de los fluidos dentro de la roca reservorio, usualmente presión hidrostática o presión ejercida por una columna de agua desde la profundidad de la formación hasta el nivel del mar. Cuando rocas impermeables tales como las arcillolitas son compactadas, la presión de sus fluidos no siempre puede escapar lo que conlleva a que estas rocas deban soportar el peso total de la columna de rocas suprayacentes, dando origen a altas presiones anómalas de formación. La Figura 9 presenta gradientes de presión para diferentes tipos de fluidos.



**Figura 9.** Gradientes de presión para gas, aceite y agua. Tomado de Geoservices, 2006. Condor-1 well Pore Pressure Study. GOC= Gas Oil Contact. OWC= Oil Water Contact.

Como mecanismos de generación de sobrepresión de poro están:

- Esfuerzos: Subcompactación y compresión tectónica.
- Generación térmica: Agua, diagénesis, maduración de hidrocarburos.
- Redistribución de presión en zonas permeables: Flotación, centroide, transferencia lateral, fractura hidráulica, osmosis.

Cuando no se cuenta con medidas directas de presión sobre la formación se debe acudir a los métodos indirectos de cálculo de presiones explicados en el Anexo 2.

Se llaman medidas directas de la presión a aquellas mediciones que se hacen por medio de herramientas especializadas las cuales actúan directamente sobre las paredes del pozo. En este trabajo de investigación se hará referencia a dos herramientas en particular, ellas son la herramienta MDT y DST ya que ellas fueron utilizadas para obtener las presiones de la Formación Mirador en los pozos Cónдор-1 y Cónдор-2 respectivamente.

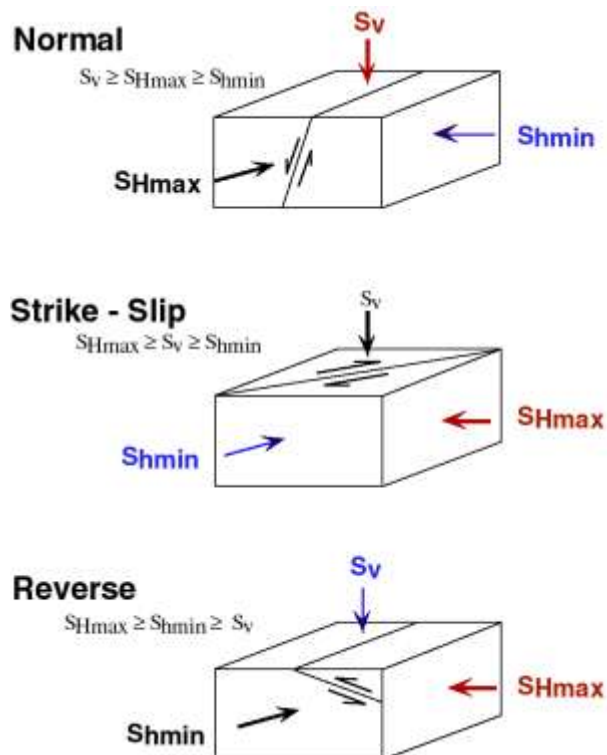
La prueba DST por sus siglas en inglés *Drillstem Test*, permite determinar la capacidad de producción de un pozo así como su presión y permeabilidad en una zona específica, para ello se aísla el área de interés mediante empaques temporales, a continuación se abren una o más válvulas para producir los fluidos del reservorio y permitir que el pozo fluya por un tiempo determinado. Finalmente se cierra el pozo, es decir no se le permite que fluya más, se cierran las válvulas, se remueven los empaques y se saca la herramienta del pozo y de ella se descargan los datos de presión los cuales corresponden a la presión de la zona estudiada. Dependiendo de los objetivos de la prueba, esta puede ser corta (una hora o menos), o larga (varios días o semanas) de duración, también se puede hacer más de un periodo de flujo y de medición de presiones. Las pruebas *Drillsteam Test* se hacen típicamente en pozos de desarrollo y con frecuencia son la clave para determinar si en un pozo hay una cantidad comercial de hidrocarburos. Estas pruebas se hacen en la mayoría de casos cuando la formación aun no ha sido revestida.

La prueba MDT por sus siglas en inglés *Modular Dinamic Test* es una herramienta que provee mediciones de presión rápidas y exactas además de un muestreo de líquido de alta calidad, esta herramienta también puede medir anisotropías. La presión del reservorio se mide usando un probador el cual se compone de una probeta que se coloca en profundidad frente a la formación y se espera a que esta aporte una pequeña cantidad de fluidos los cuales entran a la probeta. Posteriormente se extrae la probeta y en laboratorio se leen la presión y la temperatura del fluido, estos datos corresponden a los valores en profundidad para estos parámetros.

### 2.1.3 Magnitudes relativas de esfuerzos y la clasificación de Anderson

El régimen tectónico se define en términos de la relación entre el esfuerzo vertical ( $S_v$ ) y dos esfuerzos perpendiculares entre sí ( $S_{Hmax}$  y  $S_{Hmin}$ ). A partir de esta definición pasaremos a revisar la clasificación de E. M. Anderson (1951), de magnitudes de esfuerzo relativo. (Figura 10). Anderson en términos sencillos pero poderosos hizo un esquema de clasificación basado en el sistema de fallamiento que podría ser inducido por un estado dado de esfuerzos. Este esquema tiene naturalmente a algunas limitantes sobre las magnitudes de los esfuerzos como una función de la profundidad y la presión de poros.

El esquema de Anderson establece que un área puede estar sujeta a Fallamiento normal, transcurrente (rumbo deslizante) o inverso, de acuerdo a la relación entre las magnitudes de  $S_{Hmax}$ ,  $S_{Hmin}$  y  $S_v$ .



**Figura 10.** Esquema de clasificación de E. M. Anderson (1951) para magnitudes de esfuerzos relativos en regiones de Fallamiento normal, inverso y transcurrente. Tomado de Reservoir Geomechanics, Zoback 2007.

Tabla 1. Magnitudes relativas de esfuerzos según el régimen de esfuerzos.

<b>Régimen</b>	<b>S<sub>1</sub></b>	<b>S<sub>2</sub></b>	<b>S<sub>3</sub></b>
<b>Normal</b>	<b>S<sub>v</sub></b>	<b>S<sub>Hmax</sub></b>	<b>S<sub>Hmin</sub></b>
<b>Transcurrente</b>	<b>S<sub>Hmax</sub></b>	<b>S<sub>v</sub></b>	<b>S<sub>Hmin</sub></b>
<b>Inverso</b>	<b>S<sub>Hmax</sub></b>	<b>S<sub>Hmin</sub></b>	<b>S<sub>v</sub></b>

En general:

S<sub>1</sub> ≡ Esfuerzo principal máximo

S<sub>2</sub> ≡ Esfuerzo principal intermedio

S<sub>3</sub> ≡ Esfuerzo principal mínimo

En la corteza terrestre:

S<sub>Hmax</sub> ≡ Esfuerzo horizontal máximo (puede ser S<sub>1</sub>, o S<sub>2</sub>)

S<sub>Hmin</sub> ≡ Esfuerzo horizontal mínimo (puede ser S<sub>2</sub>, o S<sub>3</sub>)

S<sub>v</sub> ≡ Esfuerzo vertical o de sobrecarga (puede ser S<sub>1</sub>, S<sub>2</sub>, o S<sub>3</sub>)

El esquema de clasificación de Anderson también define las magnitudes del esfuerzo horizontal máximo con respecto al esfuerzo vertical. El esfuerzo vertical, S<sub>v</sub>, corresponde al máximo esfuerzo vertical (S<sub>1</sub>) en regímenes de fallamiento normal, al esfuerzo principal intermedio (S<sub>2</sub>) en regímenes transcurrentes y al mínimo esfuerzo principal (S<sub>3</sub>) en regímenes de fallamiento inverso. (Figura 9).

## 2.2 ANÁLISIS DE IMÁGENES DE POZO

El análisis de las imágenes de pozo provee información valiosa sobre las características de las fracturas en los pozos, los mecanismos que las generan y la forma en que se relacionan con los esfuerzos *in-situ* tal como a continuación se describe. Antes de iniciar el análisis de las imágenes se revisara el fundamento teórico de esta valiosa herramienta de interpretación.

### Imágenes UBI (Ultrasonic Borehole Imager)

La herramienta de imágenes UBI (*Ultrasonic Borehole Imager*) es un transductor de alta resolución que provee imágenes acústicas del pozo. El UBI opera básicamente como un sonar.

El transducer es rotante y actúa como transducer y receptor: este transmite un pulso ultrasónico y recibe el pulso reflejado. Dependiendo de la densidad del lodo y de la formación, se aplica una





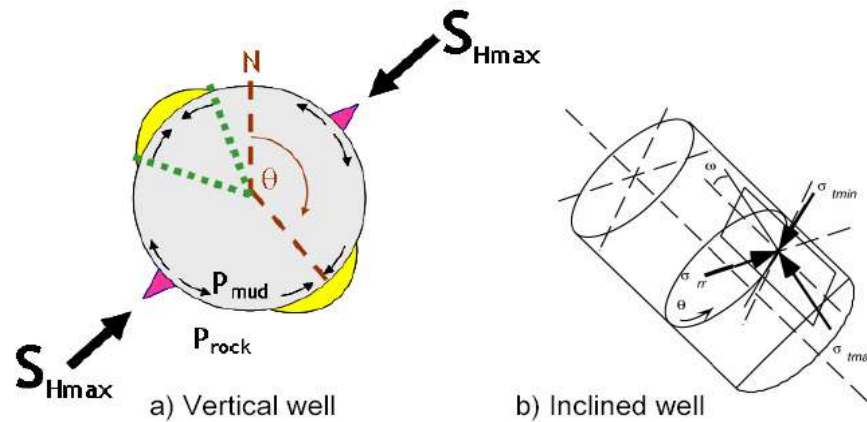
**Figura 12.** Representación esquemática de la herramienta FMI (*Formation Micro Imager*). Tomado del catalogo de herramientas de registros de Schlumberger, [www.slb.com](http://www.slb.com)

### 2.2.1 Mecanismos de Fallamiento en el pozo

La metodología del análisis de la orientación de esfuerzos a partir de la deformación del hueco en los registros eléctricos, en otras palabras de las ovalizaciones (*borehole breakouts*) fue introducida y perfeccionada a finales de los años 70 y principios de los años 80 (Bell y Gough, 1979, 1983; Gough y Bell, 1982; Plumb y Hickman, 1985). Desde entonces se ha convertido en uno de los métodos más interesantes para la determinación de orientación de esfuerzos actuales en los primeros kilómetros de la corteza terrestre, y está considerado como un método fiable para inferir la orientación del esfuerzo máximo horizontal (Zoback *et al.*, 1985).

Este análisis consiste en determinar la orientación preferente según la cual tiene lugar la rotura por cizalla en las paredes del pozo debido a la concentración de esfuerzos, cuando estos superan el valor de la resistencia al corte en compresión de la roca. Se asume que el pozo perfora una roca sometida a anisotropía de esfuerzos, que uno de los esfuerzos principales es vertical y que la concentración de esfuerzos tangenciales y rotura tiene lugar a  $90^\circ$  del esfuerzo máximo horizontal,  $SH_{max}$ , a ambos lados diametralmente opuestos de la pared del pozo y, paralelamente al esfuerzo mínimo horizontal (Bell y Gough, 1979, 1983; Gough y Bell, 1982; Plumb y Hickman, 1985). En las zonas en que se da la rotura, la sección del pozo aparece ovalizada y el termino ingles "*borehole breakout*" que las designa puede definirse como una ovalización de la forma del pozo, inicialmente cilíndrica. Esta deformación se produce al cabo de un cierto tiempo de la perforación del pozo y, por lo tanto responde a los esfuerzos actuales. Conocida la orientación de las zonas ovalizadas, que coincide con la del esfuerzo mínimo horizontal, es posible determinar la orientación del esfuerzo máximo Horizontal, que estaría a  $90^\circ$  de las anteriores (Figuras 13 a, 13b).





**Figura 13.** Dirección de esfuerzos máximo y mínimo en a) pozo vertical, b) pozo inclinado. La determinación de las fracturas inducidas por los esfuerzos en un pozo a partir de imágenes de pozos es extremadamente importante para la determinación de los tensores de esfuerzos, porque ellos proveen información precisa y confiable acerca de los tipos de fracturas (Tensión, Compresión o Corte). Tomado de Zoback (2007)

### 2.2.2 Colapso o falla de roca en compresión, tensión y corte

La falla de la roca sometida a compresión es un proceso complejo que involucra fallas microscópicas que se manifiestan en la aparición de pequeñas fracturas y por deslizamiento friccional en los bordes de los granos (Brace, Paulding *et al.* 1966). Eventualmente, como se ilustra en la Figura 14, hay una coalescencia de estas fallas microscópicas en un plano de corte (Lockner, Byerlee *et al.* 1991). En una roca frágil la fractura se da en una forma catastrófica pues el material pierde toda su fortaleza cuando se forma el plano de falla. En materiales más dúctiles (tales como areniscas pobremente cementadas) la falla es más gradual. La fractura de la roca en compresión ocurre cuando los esfuerzos que actúan sobre una masa rocosa exceden su resistencia a la compresión.

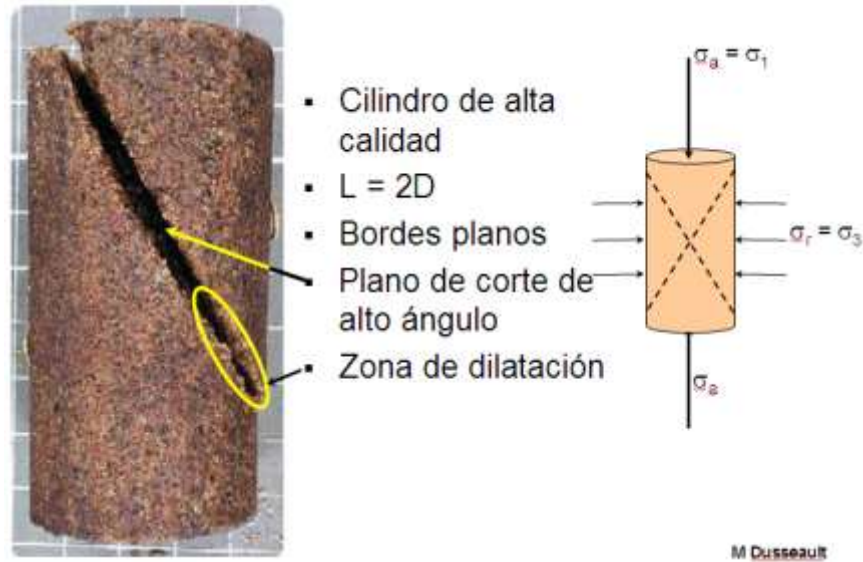
La resistencia de la roca depende de su confinamiento. Universalmente se acepta que la resistencia de la roca se incrementa monótonicamente con la presión efectiva de confinamiento (Jaeger y Cook 1979). Debido a esto lo más común es presentar los resultados de las pruebas de esfuerzos usando círculos de Mohr (Figura 15).

La construcción de círculos de Mohr se fundamenta en que es posible evaluar gráficamente el esfuerzo de corte  $\tau$ , y el esfuerzo normal efectivo  $\sigma_n = S_n - P_p$  sobre el plano de falla que se forma durante el proceso de fallamiento en términos de los esfuerzos principales efectivos  $\sigma_1$  y  $\sigma_3$ .

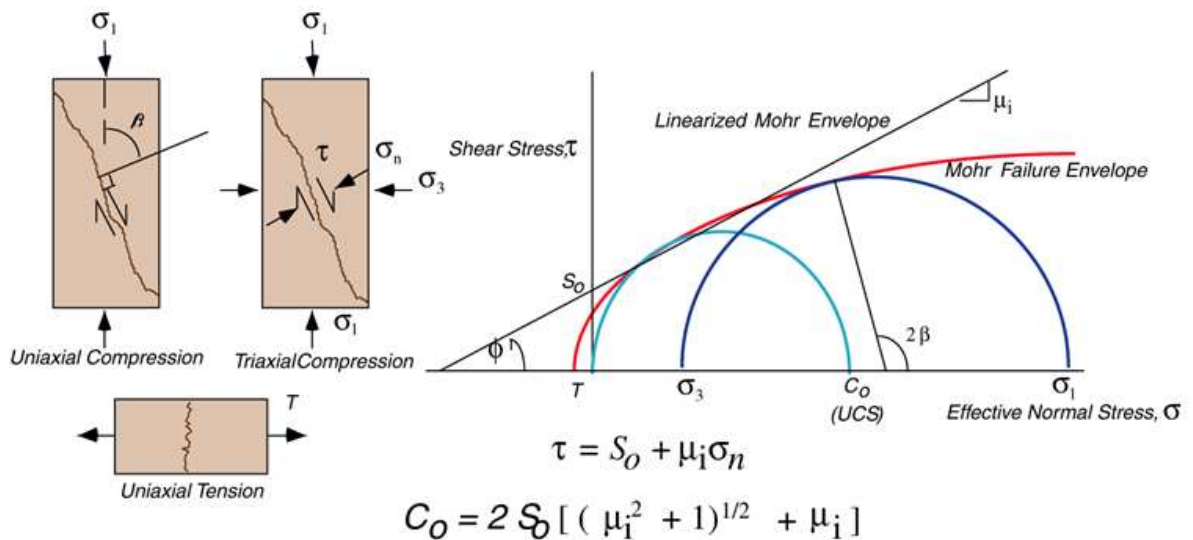
La diferencia máxima de esfuerzo está controlada por:

- La resistencia a fricción de las fallas pre-existentes “apropiadamente orientadas”.

- El esfuerzo diferencial máximo *in-situ* el cual no puede exceder la resistencia de la falla



**Figura 14.** Ensayo de Laboratorio: Fallamiento por corte en areniscas. Tomado de Dusseault (2007)



**Figura 15.** Envolvente de Mohr en dos dimensiones.  $\tau$ = Esfuerzo de corte,  $\sigma_n$  = esfuerzo normal,  $S_0$ = Cohesión,  $\mu_i$ = Coeficiente de fricción interna,  $C_0$ =UCS unconfined Compressive strenght. Tomado de Reservoir Geomechanics, Zoback 2007.

Por medio de una serie de ensayos triaxiales (en el laboratorio) se determina una envolvente de falla Mohr-Coulomb la cual define la falla de la roca a diferentes presiones de confinamiento. Los estados de esfuerzos permitidos (según los círculos de Mohr) son aquellos que no interceptan la envolvente Mohr-Coulomb. Una roca que esta justo a punto de colapsar es aquella que toca la

envolvente en algún punto. Puntos por encima de la envolvente de Mohr definen una roca que ya ha colapsado, en este caso se supone que la roca ya ha fallado al momento de llegar a este punto. La pendiente de la envolvente de falla de Coulomb para la mayoría de las rocas disminuye a medida que la presión de confinamiento se incrementa. Si se considera la envolvente como una línea, la pendiente de esta es  $\mu_i$  y se llama Coeficiente de Fricción Interna, el esfuerzo compresivo no confinado (*Unconfined Compressive Strength*), UCS por sus siglas en inglés o también llamado  $C_0$ . El punto donde la línea de falla de Coulomb intersecta la vertical, es decir cuando  $\sigma_3=0$  se llama cohesión,  $S_0$ , como se suele llamar en mecánica de suelos. En este caso la ecuación que describe la Función de Falla de Coulomb (FFC) es:

$$\tau = S_0 + \mu_i \sigma_n \text{ Ecuación (6)}$$

La cohesión es un parámetro que no se puede medir físicamente, es más común expresar la resistencia de la roca en términos de  $C_0$ . La relación entre  $S_0$  y  $C_0$  es:

$$C_0 = 2S_0[(\mu_i^2 + 1)^{1/2} + \mu_i] \text{ Ecuación (7)}$$

Mientras que las pruebas uniaxiales son la forma más fácil de medir  $C_0$ , es preferible determinar  $C_0$  mediante una serie de ensayos triaxiales para evitar el rompimiento de las muestras que ocurre frecuentemente durante los ensayos uniaxiales.

A continuación se presentan de manera resumida los criterios de resistencia al fallamiento de rocas descritos por la literatura científica:

El criterio de Hoek & Brown (HB) es similar al criterio de Mohr Coulomb (MC), en cuanto a que es bidimensional y sólo depende del conocimiento de  $\sigma_1$  y  $\sigma_3$ . Sin embargo, se utilizan tres parámetros para describir la superficie de falla curvada y por tanto se puede ajustar de mejor manera la envolvente de Mohr en comparación con la aproximación lineal.

El criterio de Tresca (TR), es una forma simplificada del criterio alineado de Mohr Coulomb ya que utiliza  $\mu_i = 0$ , como comúnmente se encuentra en la descripción de la resistencia de los metales que tienen límite de cedencia, pero no resisten con la presión de confinamiento.

El Criterio Modificado de Lade (ML) es un criterio de resistencia tridimensional, pero requiere sólo dos constantes empíricas, equivalente a  $C_0$  y  $\mu_i$ , para determinarse.

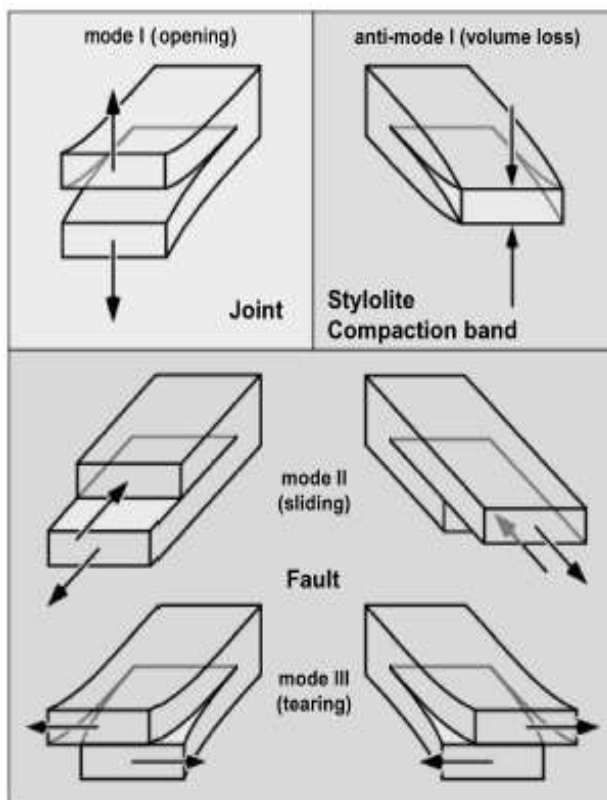
Se observa que todos los criterios de falla o colapso se fundamentan en los esfuerzos efectivos que se definen como el esfuerzo total menos la presión de poro  $\sigma_n = S_n - P_p$ .

### 2.3 TIPOS DE FRACTURAS OBSERVADAS EN LAS IMÁGENES DE POZOS

Una fractura en una roca es una superficie donde se ha perdido cohesión. Si no hay un desplazamiento observable a escala mesoscópica la fractura se llama diaclasa (Pollard & Aydin, 1988) y si el desplazamiento es observable se llama falla. Las fracturas comúnmente ocurren en familias compuestas por miembros paralelos o sub-paralelos. La información obtenida de las diferentes familias de fracturas ayuda a definir la historia de deformación que ha ocurrido en una zona lo cual es sumamente importante para el análisis tectónico regional (Ramsay & Huber., 1987)

Muchas fracturas se deben a que el terreno carecía de la necesaria flexibilidad para plegarse al ser sometido a empujes laterales. En las fracturas simples o diaclasas, los dos bordes conservan, uno frente a otro, sus posiciones respectivas. Por el contrario, en las fallas, uno de los lados se hunde o se eleva verticalmente respecto al otro. En las fallas horizontales, ambas partes quedan al mismo nivel, pero se desplazan una respecto a la otra, horizontalmente.

Broek (1982), clasifica las fracturas según el movimiento relativo de las paredes de la fractura durante la propagación. La terminología es puramente descriptiva, no genética. La Figura 16 muestra la relación entre la terminología estándar para clasificar fracturas y la terminología referida a los Modos de Fracturamiento.



A izquierda y derecha se presentan los sentidos opuestos de cada uno de los Modos de fracturas. Bajo ciertas condiciones los mecanismos de fractura son idénticos para los sentidos opuestos de fracturamiento Modo II y Modo III. Sin embargo los dos sentidos de fracturas tipo Modo I se dan por mecanismos físicos diferentes.

Una diaclasa (*Joint*, en inglés) es definida como una fractura de roca Modo I (Engelder 1987, 1992; Pollard & Aydin, 1988; Lacazette, 2009). El plano de propagación de una diaclasa siempre es perpendicular a la dirección del esfuerzo principal mínimo que prevalece durante la propagación de la diaclasa.

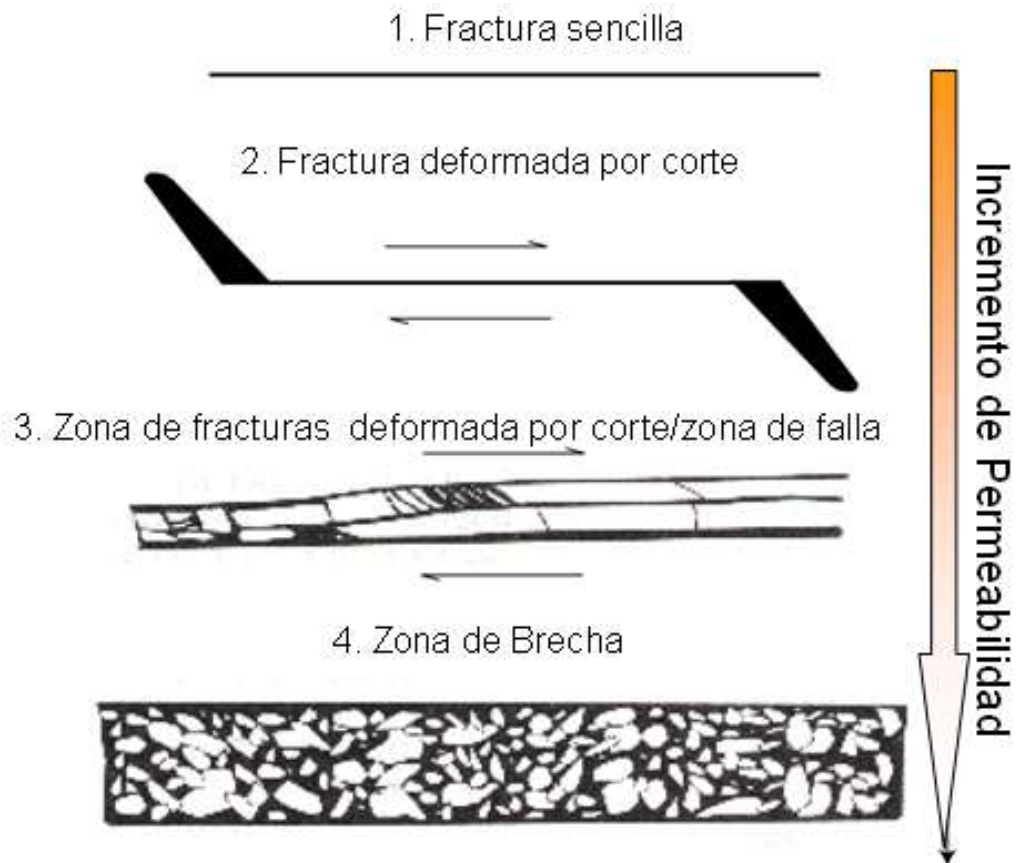
Las orientaciones de un grupo de diaclasas dentro de un volumen de roca, directamente indican la orientación del mínimo esfuerzo en el momento que la diaclasa se formó.

**Figura 16.** Nomenclatura de fracturas en términos de mecanismos de fracturas en ingeniería. Tomado de Lacazette, 2009.

Las fracturas que se encuentran sometidas a esfuerzos críticos son determinantes para la permeabilidad del reservorio. Las Fracturas Modo II y III orientadas de manera óptima respecto al campo de esfuerzos actual y abiertas por corte (fracturas en condiciones de esfuerzos críticos) proveen vías de flujo permeables y son objeto de estudio del presente trabajo para determinar la permeabilidad de las fracturas de la Formación Mirador en el Anticlinal del Guavio.

En cuanto a las fracturas Modo I (Diaclasas) no son tan importantes en el control del flujo como las fracturas cortantes Modo II y III (fallas) en muchos yacimientos a menos que los esfuerzos efectivos sean extremadamente bajos (vgr., presión de poro cercana a la litostática), su importancia para la permeabilidad del reservorio decrece en la medida en que se cierran con el tiempo ya sea por la acción de esfuerzos compresivos o porque estas fracturas son rellenadas por fluidos minerales.

La permeabilidad de las fracturas se incrementa cuando se pasa de diaclasas a zonas de brecha tal como lo ilustra la Figura 17.

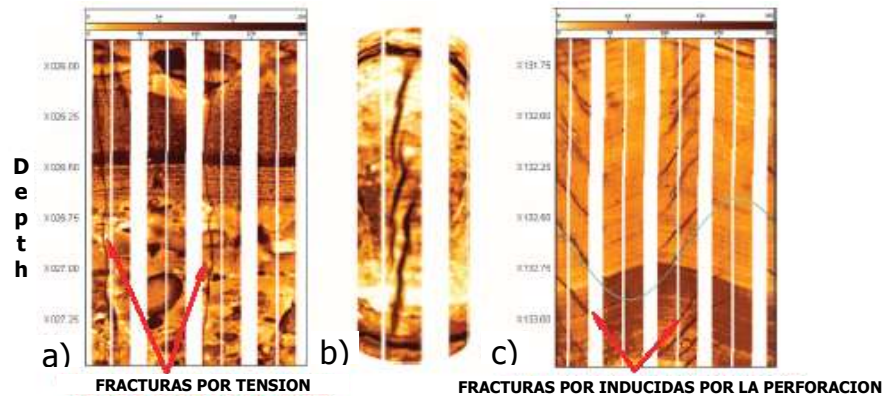


**Figura 17.** Esquema de evolución de una falla a partir de una diaclasa. Tomado de Dholakia, Aydin *et al.* 1998. A medida que ocurre la deformación por corte la *brechiación* interconecta la porosidad favoreciendo la permeabilidad de la formación.

### 2.3.1 Fracturas por Tensión

Las fracturas inducidas por tensión durante la perforación del pozo ocurren en la pared del pozo donde el esfuerzo circunferencial es negativo (extensional) y excede el esfuerzo por tensión de la roca. Estas características de pequeña escala ocurren únicamente en la pared del pozo (debido a la concentración de esfuerzos) y no se propagan a grandes distancias dentro de la formación, a menos que el peso del lodo exceda el esfuerzo principal mínimo. En un pozo vertical donde el esfuerzo vertical es el esfuerzo principal, estas fracturas se forman paralelas al eje del pozo (Moos, 2006; Zoback, 2007). La Figura 18a muestra un ejemplo de una fractura por tensión inducida por la perforación, la cual sigue la dirección del eje de un pozo vertical.

En un pozo desviado, las fracturas por tensión se forman como apilados de fracturas en *echelon*; los planos de las fracturas están inclinados hacia el pozo Figura 18b. Estas fracturas inclinadas se forman donde la pared del pozo esta en tensión (ellas también se pueden extender suavemente sobre la región sujeta a compresión debido a un modo mixto de propagación). El ángulo que ellas hacen con el eje del pozo ( $w$  en la Figura 13b) varía en función del azimut del pozo. En algunos casos los esfuerzos por tensión son tales que las fracturas por tensión inducidas por la perforación toman la forma de segmentos rectos, cortos e inclinados. En otros casos, ellas forman segmentos curvos con sentido opuesto de curvatura sobre los lados de la pared del pozo. En cualquier caso, ellas forman a  $180^\circ$  de la pared del pozo.



**Figura 18.** Ejemplo de Fracturas por Tensión en a) pozo vertical, b) pozo inclinado, c) Fracturas naturales favorecidas por la perforación dentro de una región de las paredes del pozo sometidas a tensión. Tomado de Barton *et al.*, 1998.

### 2.3.2 Fracturas naturales favorecidas por la perforación

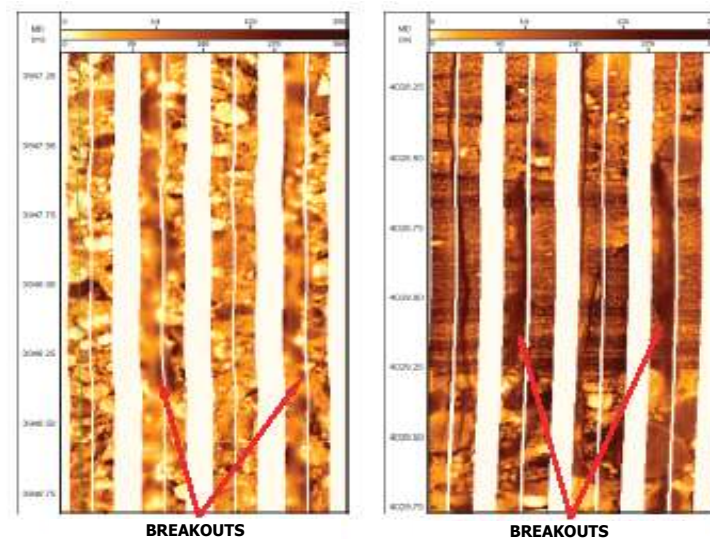
Donde los esfuerzos en la circunferencia del pozo son por tensión o cercanos, las fracturas naturales preexistentes a los planos de foliación, se pueden abrir preferencialmente por tensión o por corte por tensión dentro de las regiones tensionadas del hueco (Figura 18c) (Barton & Zoback, 2002). Estas fracturas naturales, favorecidas por la perforación se ven como segmentos relativamente cortos de fina apertura natural, en contraste con otras fracturas naturales más grandes, no son visibles como trazas sinusoidales completas.

Como las fracturas naturales se abren en respuesta a los esfuerzos en la circunferencia del pozo, su punto medio esta cercano a la orientación del esfuerzo máximo horizontal sobre la pared del pozo. Por lo tanto ellas no pueden ser modeladas como fracturas por tensión inclinadas porque su inclinación con respecto al eje del pozo esta definida por la inclinación de los planos de debilidad preexistentes.

### 2.3.3 Fracturas por Compresión

Los ovalamientos del hueco (*breakouts*) se definen como deformaciones que se desarrollan en pozos verticales en la dirección del mínimo esfuerzo horizontal causado por los esfuerzos de corte en las paredes del hueco (Figura 19). Por lo tanto cuando se detectan las ovalidades su orientación se puede usar para proveer información sobre la orientación de los esfuerzos horizontales.

En pozos desviados las ovalidades se desarrollan en una dirección que es función de la magnitud de los esfuerzos y de la trayectoria del pozo así como de la dirección de los esfuerzos. En general como lo muestra en la Figura 19, ellos se forman sobre las secciones del pozo en orientaciones muy consistentes definidas por los campos de esfuerzos lejanos.



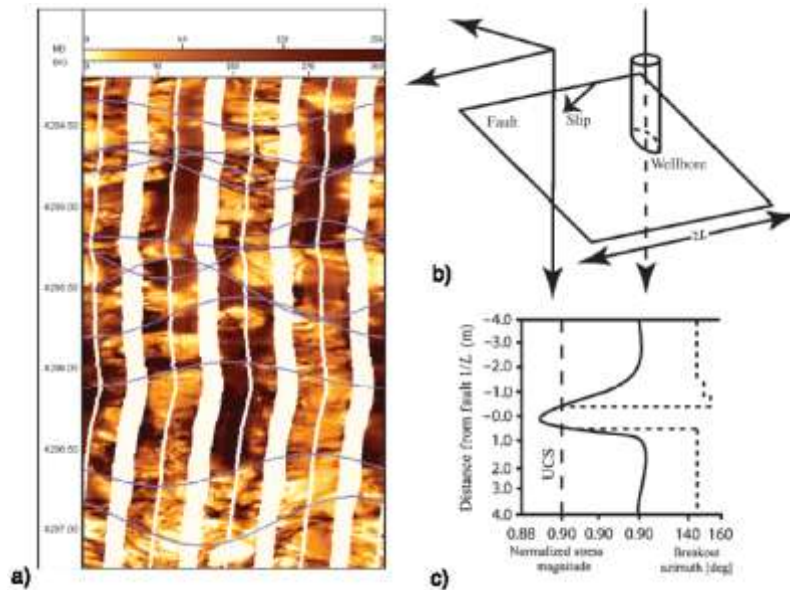
**Figura 19.** *Breakouts* (ovalidades). Nótese la presencia de fracturas por tensión en las paredes del hueco a la misma profundidad de los *breakouts* en el ejemplo de la izquierda. MD= profundidad medida. Tomado de Barton *et al.*, 1998.

Las ovalidades se ven en los registros de pozos como zonas difusas a lo largo de las paredes del pozo donde el contacto de la herramienta con la formación es afectado por la forma de la ovalidad. Las ovalidades solo se dan donde los esfuerzos sobre las paredes del hueco exceden el esfuerzo compresivo de la roca. De esta manera la ocurrencia de ovalidades y la amplitud de la zona caída pueden ser usadas para modelar las magnitudes de los esfuerzos *in-situ* y el esfuerzo efectivo de la roca. Aunque sin ovalidades no es posible determinar orientaciones de esfuerzos, el hecho de que ellas no ocurran puede sin embargo proveer algún tipo de control sobre la magnitud de los esfuerzos.

### 2.3.4 Fracturas de Corte

Las fracturas de corte se observan en las imágenes de pozos debido a que estas pueden causar ovalidades o rompimientos por tensión generados por los cambios en los esfuerzos causados por el deslizamiento (Barton & Zoback, 1994). Situaciones en las cuales las orientaciones de las ovalidades son altamente variables y por lo tanto se puede diagnosticar las fracturas de corte en el pozo o cerca de él. Los deslizamientos se dan tanto en fracturas y fallas como en planos de estratificación. Las ovalidades paran su formación o se pueden generar mediante rotaciones adyacentes a la superficie activa de deslizamientos. La Figura 20a es un ejemplo de rotación de ovalidades observadas en imágenes de pozos. Este tercer tipo de fractura puede ser usada para validar la orientación y magnitud de los esfuerzos determinados a partir de análisis de fracturas por tensión y por compresión en los pozos.

La Figura 20b es la representación del fenómeno de la rotación de ovalidades. El deslizamiento sobre un área de la fractura o falla causa una disminución en el esfuerzo causado por la liberación de energía que acompaña el evento (Figura 20c).



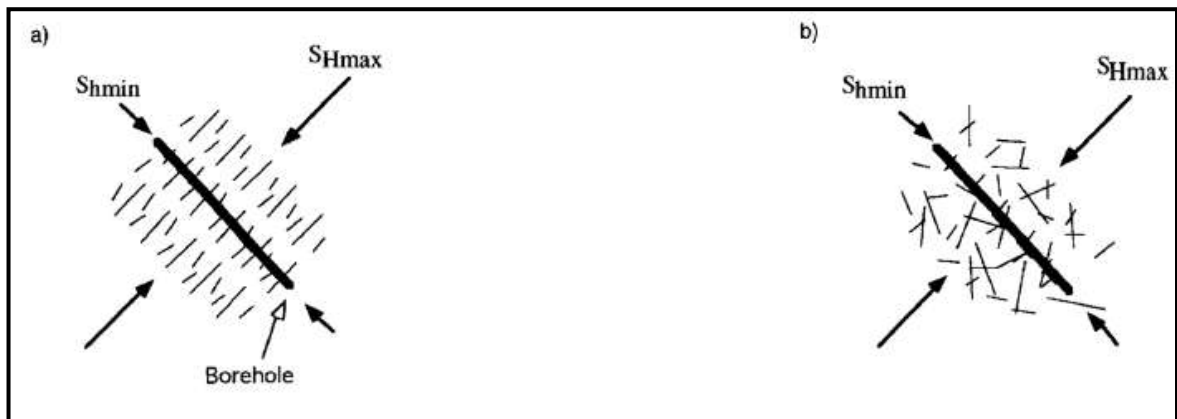
**Figura 20.** Un ejemplo de los efectos de la fractura de corte sobre fallas activas interceptadas por la perforación del pozo la cual se detecta observando la rotación de los *breakouts*. Las líneas azules son fracturas interpretadas. Tomado de Barton *et al.*, 1998.

Esto a su vez resulta en un cambio en la orientación a la cual ocurre la ovalidad así como su amplitud. La rotación de las ovalidades también se observa sobre decenas de metros en algunos pozos; estas son causadas por perturbaciones asociadas con deslizamientos sobre una amplia área de una falla que muy probablemente ocurrió antes de la perforación del pozo.



## 2.4 PERMEABILIDAD DE LAS FRACTURAS

Las fallas y las fracturas siempre están presentes en la parte superior de la corteza terrestre, y es bien sabido que se comportan como las principales conductoras de los fluidos en masas rocosas fracturadas. Long *et al.*, (1991); Teufel y Lorenz, (1994), demostraron la gran influencia de las fracturas sobre la permeabilidad total de las rocas, sin embargo aun no se entienden las razones que hacen que unas fracturas sean mas permeables que otras. Una propuesta ampliamente aceptada es aquella que sugiere que las fracturas probablemente mas conductoras son aquellas que se dilatan en la dirección del mínimo esfuerzo principal (Pollard & Aydin, 1988). El mecanismo presente en esta hipótesis es que el componente de esfuerzo  $S_{hmin}$  ofrece la menor resistencia al flujo de fluidos y al cierre de las fracturas. La Figura 21a es una vista esquemática de este caso ideal donde todas las fracturas son perpendiculares a  $S_{hmin}$ . Si este fuera el caso en reservorios fracturados, el conocimiento detallado de los esfuerzos *in-situ* presumiría el alineamiento de las microfisuras perpendicular a  $S_{hmin}$  (vgr., Crampin *et al.*, 1980; Winterstein *et al.*, 1995) y podría ser utilizado para inferir si las fracturas conductoras tienen una orientación preferencial. Asumiendo que las fracturas conductoras son casi perpendiculares a  $S_{hmin}$  se podría usar el conocimiento de la orientación de los esfuerzos *in-situ* para diseñar la trayectoria de un pozo paralela a  $S_{hmin}$ , y por lo tanto intersectar la mayor cantidad de fracturas (Figura 21).



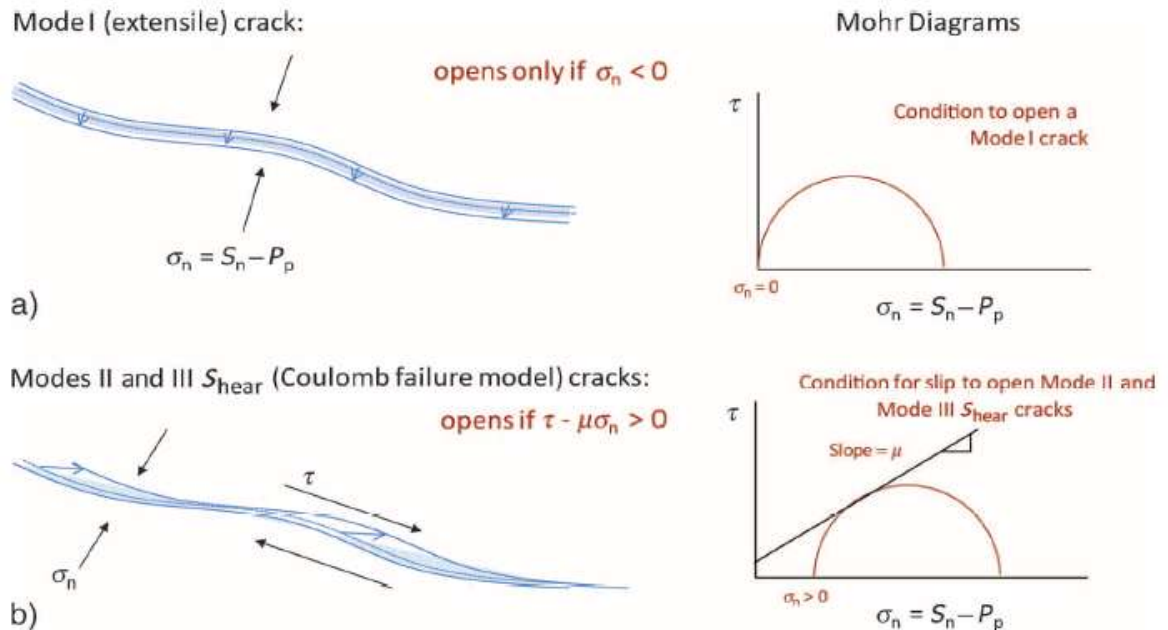
**Figura 21.** a) Caso ideal: Fracturas perpendiculares a la dirección de  $S_{hmin}$ , b) Caso Real: Fracturas orientadas en múltiples direcciones. Tomado de Barton *et al.*, 1998.

Si las fracturas fueran perpendiculares a la dirección del esfuerzo mínimo horizontal (Figura 21a) los pozos deberían perforarse paralelamente a  $S_{hmin}$  de modo que se interceptaran la mayor cantidad de fracturas permeables. En realidad la orientación de las fracturas es consecuencia de múltiples episodios de formación de fracturas y frecuentemente ocurren con amplios rangos de orientaciones (Figura 21b). No todas las fracturas serán conductoras, cada familia de fracturas se formó a diferente tiempo y estuvo sujeta a múltiples episodios de sellamiento y reapertura.

En la mayoría de los reservorios fracturados las fracturas naturales y las fallas proveen los caminos principales para el flujo de los fluidos. En estudios previos alrededor del mundo se ha usado la información de los esfuerzos *in-situ*, fracturas y flujos de un gran número de reservorios fracturados y se halló que las fracturas críticamente estresadas (la familia de fracturas pre-existentes en un reservorio las cuales están activas en el campo de esfuerzos actuales) controlan

sistemáticamente la permeabilidad del reservorio (Barton *et al.*, 1998). Así las fracturas permeables, son aquellas críticamente estresadas (no las fracturas Modo 1 como usualmente se piensa) las que son mas permeables. Esta nueva relación predecible entre esfuerzos *in-situ* y permeabilidad puede ser usada para optimizar la producción de los reservorios fracturados.

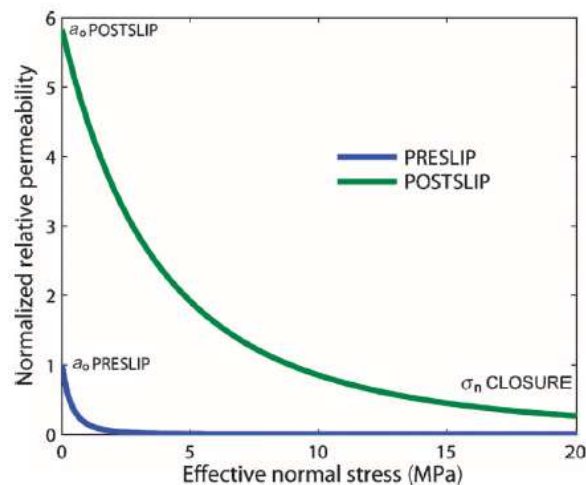
Una aproximación convencional y simplista a la permeabilidad de las fracturas es que todas las fracturas son del Modo I o fractura por extensión como lo son por ejemplo las diaclasas. Si se asume un estado normal de esfuerzos por fallamiento esto a su vez lleva a la predicción de que tales características son verticales y siguen la dirección del esfuerzo horizontal máximo SHmax. El diagrama de Mohr en la Figura 22a muestra las condiciones geomecánicas bajo las cuales las fracturas del Modo I están abiertas; ellas se abrirán solo si los esfuerzos normales que actúan sobre el plano de fractura son cero (esto es, si la presión interna del fluido es igual o mas grande que el esfuerzo principal mínimo). En contraste las fracturas de corte Modo II y Modo III (fallas) (Figura 22b) se abrirán si el radio de corte al esfuerzo normal excede la resistencia friccional al corte, la cual puede ocurrir a presiones que están por debajo de la magnitud del esfuerzo mínimo. Las fracturas Modo I (diaclasas abiertas) parecen ser tan importantes en el control del flujo de fluidos como lo son las fracturas de corte Modo II y Modo III, debido a que el deslizamiento causado por la presión interna del fluido es menor que S3 y porque el deslizamiento provee un medio para mantener la permeabilidad en casos donde la depositación mineral y otros factores producen que las juntas lleguen a ser impermeables con el paso del tiempo.



**Figura 22.** Condiciones geomecánicas bajo las cuales diferentes tipos de fracturas llegan a ser permeables. (a) Modo I (extensión perpendicular a la superficie de fractura) las fracturas se abrirán si los esfuerzos normales efectivos actúan sobre el plano de fractura,  $\sigma_n$  es cero, (b) Mientras Modo II (corte paralelo a la superficie de fractura y perpendicular al frente de fractura) y Modo III (corte paralelo a la superficie de fractura y paralelo al frente de fractura) se abrirán si la relación del esfuerzo cortante,  $\tau$ , al esfuerzo normal excede la resistencia friccional al corte,  $\mu$ .  $S_n$ = Esfuerzo Total;  $P_p$ = Presión de Poro. Tomado de Barton & Moos, 2008.

Esta demostrado que las fracturas de corte que están sometidas a esfuerzos críticos proveen rutas que favorecen la permeabilidad (Tezuka y Barton, 2009). Tezuka *et al.*, (2005); usan un modelo simple para describir el cambio en la apertura de la fractura como resultado del deslizamiento de la fractura calculando solamente el cambio relativo a otras fracturas y asumiendo que el cambio en la permeabilidad se puede predecir usando un modelo ideal de plano-paralelo (Tezuka *et al.*, 2005; Barton & Moos, 2008). Para tal modelo existe una poderosa ley de tercer orden entre apertura de fractura y permeabilidad (Brown, 1987). Dadas las suposiciones inherentes a este modelo, esta es claramente una sobre-simplificación pero es suficiente para delimitar las propiedades relativas de flujo de fracturas desde el conocimiento del estado actual de esfuerzos y la presión de fluidos.

La apertura de fractura intrínseca de una fractura Modo I parece ser muy pequeña, aunque algunas fracturas (especialmente en carbonatos) podrían tener aperturas sustanciales causadas por la disolución que han sufrido aun en condiciones de muy altas presiones de confinación. Debido a esto, y también debido a que a través del tiempo las juntas y las fracturas comúnmente se cierran por la presión de solución y la subsecuente precipitación, fracturas críticamente estresadas (por ejemplo aquellas que están lejos del radio límite de corte al deslizamiento debido al esfuerzo normal) son muy reconocidas como las mas permeables (Barton *et al.*, 1995; Heffer *et al.*, 2007). Pijust *et al.* (2007) demostraron que fractura y deslizamiento de falla favorecen la permeabilidad y que esta tiene un impacto significativo en las propiedades del reservorio.



**Figura 23.** Permeabilidad, relativa a la permeabilidad de un rompimiento Modo I bajo esfuerzo normal cero, como función de esfuerzo normal efectivo antes y después de deslizamiento cortante. Los parámetros del modelo se muestran en la Tabla 2. Tomado de Barton & Tezuka, (2005).

La Figura 23 muestra la permeabilidad relativa versus el estado normal de esfuerzos para una fractura que no ha sufrido deslizamiento (en azul) y otra que se ha deslizado (verde). Los parámetros usados para calcular las curvas, se muestran en la Tabla 2, y fueron escogidos en primera instancia para el modelamiento y se derivan de un modelamiento posterior que simula la respuesta del reservorio a la estimulación (Tezuka *et al.*, 2005, 2006).

**Tabla 2. Parámetros teóricos del modelo usados para generar la Figura 22.**

Parameter	Unslipped	Slipped	Uncertainty
$a_0$	10	10	± 10%
$A$	0.1	0.18	± 10%
$B$ (MPa)	10	100	± 10%

Tomado de Tezuka *et al.* (2005)

Habiendo definido la apertura de la fractura y asumiendo una relación *Power-Law* de tercer orden entre apertura y permeabilidad, entonces es posible calcular la permeabilidad de las fracturas para todas las orientaciones, dado el esfuerzo actual, la presión de poro y la actual historia de esfuerzos. Para establecer las propiedades de las fracturas naturales en respuesta al campo de esfuerzos, es necesario calcular las tracciones normales y de corte sobre todas las orientaciones de fracturas posibles. Esto permite el cálculo de la Función de Falla de Coulomb (CCF), la cual mide la probabilidad de que una fractura dada pueda deslizarse como una función de sus propiedades friccionales y su orientación con respecto a los esfuerzos *in-situ*. La condición de deslizamiento esta basada en una envolvente lineal de Mohr (vgr., Jaeger & Cook, 1979) definido por un coeficiente de fricción deslizante y uno de cohesión de fractura. Si el esfuerzo de corte ( $\tau$ ) excede la cohesión ( $S_0$ ) mas el esfuerzo normal ( $\sigma_n$ ) veces el coeficiente de fricción ( $\mu$ ), la fractura se deslizará. Matemáticamente:

$$CFF = \tau - S_0 - \mu (\sigma_n) \quad \text{Ecuación 8.}$$

En este punto es importante recordar el concepto denominado Criterio de Falla de Coulomb. Basado en su extensiva investigación sobre fricción, Coulomb (1773) determinó que la falla en una roca o suelo toma lugar a lo largo de un plano debido al esfuerzo cortante ( $\tau$ ) actuando a lo largo del plano. Análogamente el deslizamiento a lo largo de superficies que no están soldadas, es contrarestando o resistido por una especie de fuerza friccional cuya magnitud es igual al esfuerzo normal ( $\sigma_n$ ) actuando a lo largo del plano multiplicado por una constante ( $\mu$ ). Pero en contraste al deslizamiento a lo largo de superficies no soldadas o pegadas, el movimiento a lo largo del plano de falla inicialmente intacto, se asume que es resistido por una fuerza de cohesión interna del material. Tal fuerza refleja el hecho de que en ausencia de un esfuerzo normal, un esfuerzo de corte finito,  $S_0$ , esta listo para iniciar la falla. Estas consideraciones conllevan a que la falla ocurrirá a lo largo del plano si se satisface la siguiente condición:

$$\tau = S_0 + \mu_i \sigma_n \quad \text{Ecuación 9}$$

## 2.5 DETERMINACIÓN DE LA ÓPTIMA ORIENTACIÓN DEL POZO

El modelo usado en este trabajo asumirá que todas las fracturas contribuyen al flujo y que la relativa productividad de un pozo con cualquier orientación puede ser calculada sumando las

contribuciones de todas las fracturas, sopesadas por el producto de su relativa transmisibilidad y la probabilidad (usando una forma truncada de la corrección geométrica de Terzhagi, 1943) de intersectar las fracturas. Esta probabilidad se escribe así:

$$P_{\text{well}} = \sum_{\text{fracs}} \{ \max(|\hat{w} \times \hat{n}_i|, a) \times P_i \} \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde  $\hat{w}$  y  $\hat{n}_i$  son vectores unitarios a lo largo del eje del pozo y normales al plano de la fractura,  $a$  es un parámetro de truncación que representa la probabilidad de que el pozo intersecte una fractura si esta en el plano de fractura, y  $P_i$  es la permeabilidad relativa de la fractura. El análisis además se puede extender si uno asume que la permeabilidad relativa de la fractura es proporcional a la magnitud del deslizamiento inducido cuando la fractura llegara ser críticamente estresada.

El modelo esta limitado, sin embargo, en que asume perfecta conectividad entre la fractura y el pozo, y que este no es un reservorio simulado, como lo señalan Tezuka *et al.* (2006). Así, esto solo se puede usar para predecir el beneficio relativo de perforar un pozo en una dirección particular y no debería ser usado por si mismo para modelar el desempeño del reservorio.

Las ecuaciones 8 a 10 son usadas para seleccionar la orientación óptima de un pozo a ser perforado en un reservorio fracturado mediante la determinación de la magnitud y orientación de los esfuerzos y la orientación y densidades de las fracturas *In-situ*, calculando el CCF para cada fractura, calculando la apertura de las fracturas usando los valores apropiados de los parámetros y finalmente calculando la productividad para todas las orientaciones del pozo usando la ecuación 10. Los resultados son calculados usando las propiedades de deslizamiento de fracturas mostradas en la Tabla 2, y el estado de esfuerzos y propiedades de fracturas en la Tabla 3.

**Tabla 3.** Ejemplo de estado de esfuerzos y fracturas a una profundidad dada en un campo. Tomado de Tezuka *et al.*, 2009.

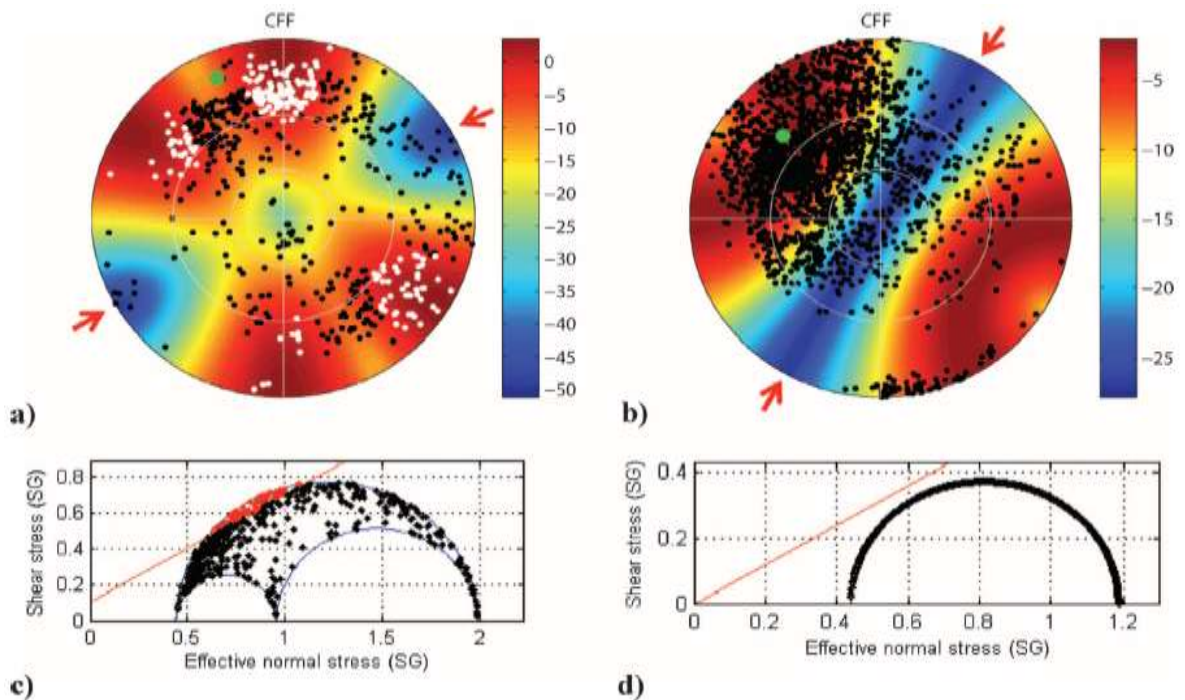
	$S_{Hmax}$ (MPa)	$S_{hmin}$ (MPa)	$S_v$ (MPa)	$P_p$ (MPa)	$S_0$ (MPa)	$\mu$
Well A	131.5	69.5	91.4	52.8	2	0.6
Well B	91.4	62.1	91.4	44.9	0	0.6

## 2.6 CONSTRUCCIÓN DE DIAGRAMAS DE MOHR

El hemisferio inferior de los estereogramas en las Figura 24a y b muestran al magnitud del CCF definido en la Ecuación 8 para las fracturas en función de sus orientaciones. Orientaciones que podrían estar críticamente estresadas en el estado actual de esfuerzos teniendo CFF mayor que cero como en la Ecuación 10 y son mostrados en blanco. De este análisis, un subgrupo de fracturas

detectadas en el pozo ejemplo A está con toda claridad críticamente estresadas bajo condiciones ambientales de esfuerzos y así mas probablemente contribuyen a la permeabilidad del reservorio.

En la Figura 24 los pozos A y B son ejemplos. Fracturas próximas a fallar es más probable que mantengan su permeabilidad en el tiempo geológico. Los tonos azules indican orientaciones de fracturas relativamente estables (Función de Coulomb CCF más negativa), y tonos rojizos indican orientación de fracturas menos estables (Función de Coulomb más positiva). Las flechas afuera de los estereogramas indican la dirección del máximo esfuerzo horizontal. Las fracturas para las que el radio de corte al esfuerzo normal efectivo es mas grande que el necesario para causar deslizamiento con un coeficiente de fricción deslizante de 0.6 son mas altas en (a, b) blanco en la proyección del hemisferio inferior y (c, d) y rojo en los diagramas 3-D de Mohr. Los círculos verdes indican la óptima trayectoria para cada pozo. SG= Gravedad específica.



**Figura 24.** Modelamiento geomecánico para determinar la probabilidad de deslizamiento sobre planos detectados en imágenes de registros eléctricos. Tomado de Barton & Moos, 2009.

Aunque algunas de las fracturas interceptadas por el pozo B están óptimamente orientadas para fallar, los esfuerzos son tales que ninguna fractura en este pozo tiene suficiente radio de corte al esfuerzo normal para deslizar; por lo tanto ellas tienen menos probabilidad de ser permeables.

El mejor pozo para cada grupo de fracturas y esfuerzos esta dibujado en la posición correspondiente a su desviación y azimuth (pozos verticales aparecen en el centro de la figura y los pozos horizontales alrededor de los bordes). Como lo indica el círculo verde en la Figura 24a, la desviación óptima para el pozo A es  $81^\circ$  a un azimuth de  $336^\circ$ . Esta es la posición óptima donde el pozo presenta los grupos de fracturas críticamente estresadas. La óptima trayectoria para el pozo B es  $60^\circ$  a un azimuth de  $312^\circ$  cerca al centro del número más grande de fracturas.

El pozo A es altamente productivo mientras el pozo B, para el que ninguna de sus fracturas está críticamente estresada, fue no productivo.

La misma población de fracturas se muestra en la Figura 24c y 24d en un diagrama tridimensional de Mohr (3-D). En estos diagramas las fracturas que están críticamente estresadas para los estados de esfuerzos dados se dibujan por encima de la línea de falla de Coulomb y son mostradas en rojo; las fracturas que no estén críticamente estresadas se muestran en negro.

El valor de conocer la orientación de las fracturas, asumiendo que el estado de esfuerzos es conocido, es revelado por los estereogramas de las Figuras 24 a y 24 b. En el caso del pozo A, la mejor orientación no es en la dirección de alguna zona de fracturas críticamente estresadas dado que cada zona contribuye en algún grado a la productividad total del pozo. Sin embargo, la real población de fracturas nunca son verdaderamente isotropicas. Una de las zonas en las cuales CFF es mayor que cero siempre tendrá la máxima concentración de fracturas, y de hecho es claro a partir de este diagrama que hay muy pocas fracturas en el cuadrante Sureste para ninguno de los pozos, de modo que los pozos perforados hacia el Sureste tendrán menos productividad que aquellos perforados hacia el Noroeste donde yacen las mas grandes cantidades de fracturas naturales.

## **2.7 MODELAMIENTO SÍSMICO DE FRACTURAS**

El presente trabajo de investigación se complementa con los resultados del modelamiento sísmico de fracturas mediante el uso del atributo sísmico Frecuencia. Este es un algoritmo matemático cuya función principal es detectar discontinuidades en la onda sísmica, las cuales se atribuyen a fallas o fracturas. El nivel de resolución de este algoritmo es de veinte metros cuadrados, es decir no funciona en la determinación de zonas falladas o fracturadas pequeñas. Sin embargo los resultados se pueden extrapolar a toda la zona analizada para establecer tendencias. La formulación del algoritmo de frecuencias se puede observar en el Anexo 3.

## **3. METODOLOGIA**

El Modelo geomecánico define la magnitud y orientación de los tres esfuerzos principales, la presión de poros así como las propiedades elásticas en las rocas dentro de una región o yacimiento. Gran cantidad de estos datos se adquieren durante la perforación de los pozos mediante registros eléctricos de pozos.

El procesamiento cuidadoso de estos datos y su posterior interpretación permitirá la formulación del modelo geomecánico mas acertado para el área de estudio. Aquí se presenta la metodología para la construcción del modelo geomecánico objeto de este trabajo y para la determinación de los patrones de fracturamiento en la Formación Mirador, los cuales afectan la permeabilidad del reservorio

En cuanto a las herramientas de software para el procesamiento e interpretación de los datos, se usó la *suite* completa de herramientas de análisis geomecánico de Geomechanics International Co,

en su orden: GMI•SFIB™ para determinar la magnitud de los esfuerzos *in-situ* y evaluar la estabilidad de los pozos; GMI•Imager™ para el procesamiento e interpretación de las imágenes de pozo; GMI•MohrFrac™ para la elaboración de los diagramas de Mohr en dos y tres dimensiones y la predicción de trayectorias de perforación óptimas en reservorios fracturados. El modelamiento sísmico de fracturas se realizó utilizando el software de interpretación sísmica Kingdom Suite™ de la casa SMT (Seismic Micro Technology).

A continuación se describen las fases que se siguieron durante la investigación:

**Fase 1:** Estado del arte y recopilación de información geológica de la zona de estudio (Estratigrafía, Tectónica, Evolución geológica de la Cuenca). Evaluación del cubrimiento de los registros eléctricos y la sísmica en el área.

Se hizo una selección de información del área del Anticlinal de Guavio a partir de los pozos El Cóndor-1 y Cóndor-2, con énfasis en el yacimiento, es decir la Formación Mirador, lo cual incluye:

Perfiles o registros disponibles de la historia de perforación (Gamma Ray, resistividad, caliper, mud logging, densidad neutrón/espectral, porosidad, perfil sísmico dipolar o de espaciamento largo, de imágenes).

Reportes diarios de perforación: fecha, profundidad, eventos de perforación, tasa de perforación (ROP), caudal (GPM), registros de torque, presiones en el anular y tubería, reportes finales. Reporte de dirección y desviación: inclinación, azimuth, severidad de "dogleg".

Reportes de fluidos de perforación: densidad, propiedades reológicas, % sólidos, formulación promedio (concentración y aditivo).

Pruebas de presión: *microfracs*, *Leak off test* extendido (X-LOT/LOT), *Formation Integrity Test* (FIT), mediciones de presión de poro, pruebas DST y MDT.

Datos geológicos: mapa geológico, columna estratigráfica (topes y bases), nombre de la formación, sección estructural e historia geológica, gradiente geotérmico, muestras de núcleos, pared, muestras y análisis de ripios.

**Fase 2:** Trabajo con registros eléctricos de pozos. Selección de intervalos con imágenes UBI, FMI, *Dipmeter Logs*, *Caliper*, *Sónicos*. Identificación y análisis de las características estructurales (Fracturas, Fallas y ángulos de buzamiento de las capas).

**Fase 3:** Determinación de Ovalidades (*Breakouts*). Análisis e interpretación. Mediante el análisis de los registros *caliper* de los pozos Cóndor-1 y Cóndor-2 se determinaron las zonas de ovalidades de donde se infieren los esfuerzos horizontales máximos y mínimos.

Determinación del campo de esfuerzos *in-situ*, magnitud del esfuerzo de sobrecarga, dirección de esfuerzo horizontal mayor y menor, magnitud del esfuerzo horizontal mayor y menor, propiedades mecánicas de las rocas, presión de poro y presión de fractura.



**Fase 4:** Determinación de patrones de fracturas de acuerdo a su orientación. Determinación de las familias de fracturas presentes en el área (en subsuelo), estimación de cuáles de estas fracturas son fracturas por tensión, fracturas por compresión, fracturas de corte. Se estableció cuáles son fracturas naturales y cuáles son las fracturas inducidas por la perforación de los pozos.

**Fase 5:** Generación del modelo de esfuerzos, direcciones y magnitudes para los pozos El Cóndor-1 y Cóndor-2. Estereogramas de Kamb para los planos de las fracturas medidas en el reservorio para los dos pozos.

**Fase 6:** Una vez determinados los regímenes de esfuerzos para cada uno de los pozos de estudio, se generan los mapas de esfuerzos.

**Fase 7.** Determinación de la permeabilidad de las fracturas y su correlación con los esfuerzos. Correlacionar los resultados obtenidos con las observaciones realizadas en las pruebas de los pozos Cóndor-1 y Cóndor-2 así como con los corazones (*cores*) de la Formación Mirador en estos pozos

**Fase 8.** Generación del modelo sísmico de fracturas mediante el uso del Algoritmo de Frecuencias (Anexo 3) el cual permite determinar zonas de discontinuidades o fracturas.

**Fase 9.** Correlacionar los resultados obtenidos mediante los diagramas de Mohr con los obtenidos por medio del modelamiento sísmico de fracturas

**Fase 10.** Con fundamento en las zonas con más fracturas permeables, proponer la localización de próximos pozos en el Anticlinal del Guavio.

**Fase 11:** Elaboración de informe y presentación.

#### **4. MARCO GEOLOGICO**

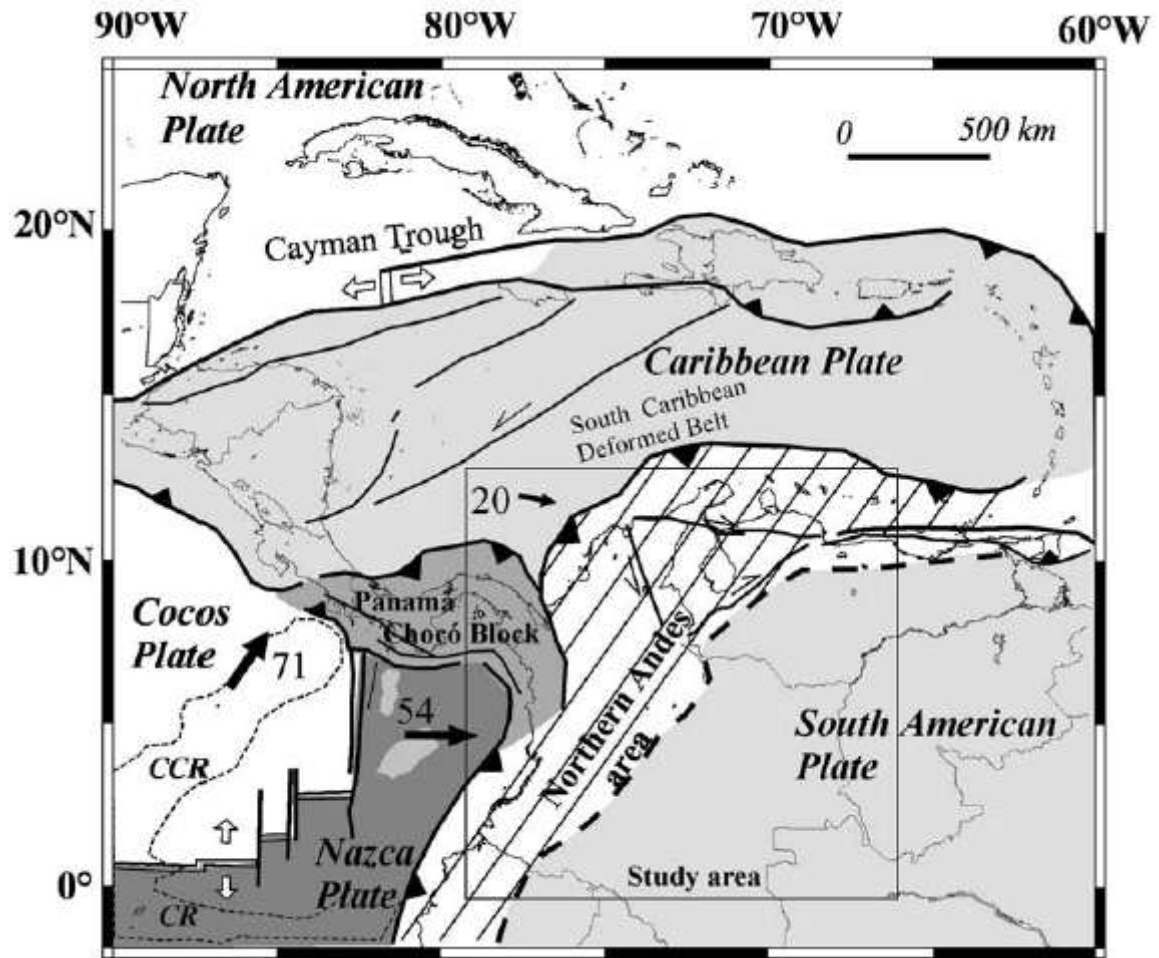
El Anticlinal del Guavio es una estructura que se extiende por unos 35 Km en dirección N30°E. Se trata de una estructura amplia entre sus flancos, lo que permite clasificarlo como un pliegue abierto a suave con una leve vergencia oriental, el cual involucra una secuencia de rocas que van desde el Cretáceo hasta el Pleistoceno.

##### **4.1 AMBIENTE TECTÓNICO REGIONAL**

El sector norte de los Andes en Colombia es una región tectónicamente compleja con una triple unión entre la placa continental de Sur América y las placas oceánicas del Caribe y de Nazca (Ego *et al.* 1996; Pennington, 1981). Los regímenes de esfuerzos asociados a la interacción de estas tres placas se acomodan dentro y entre dos grandes bloques: el Bloque Panamá-Choco y el Bloque norte de los Andes (Kellogg y Vega, 1995; Pennington, 1981). El estado de esfuerzos actuales en el norte de los Andes es complejo y no menos de tres fuentes principales de stress tectónico merecen ser tenidos en cuenta en esta área: la primera es la subducción de la Placa Caribe sobre los flancos N y NW del norte de los Andes, la segunda se genera por la subducción del arco

Panamá-Choco el cual se comporta como un límite de placa rígido en colisión con el norte de los Andes (Trenkamp *et al.* 2002), y la última es la continua subducción de la Placa de Nazca sobre el margen SW del norte de los Andes (Figura 25).

La distribución de deformación inducida por esta compleja configuración ha sido analizada principalmente a través de mediciones geodésicas (GPS) mostrando un escape general ENE del bloque norte de los Andes en relación con la estable Placa Sur Americana (Frey-mueller *et al.* 1993; Kellogs y Vega, 1995; Trenkamp *et al.* 2002).



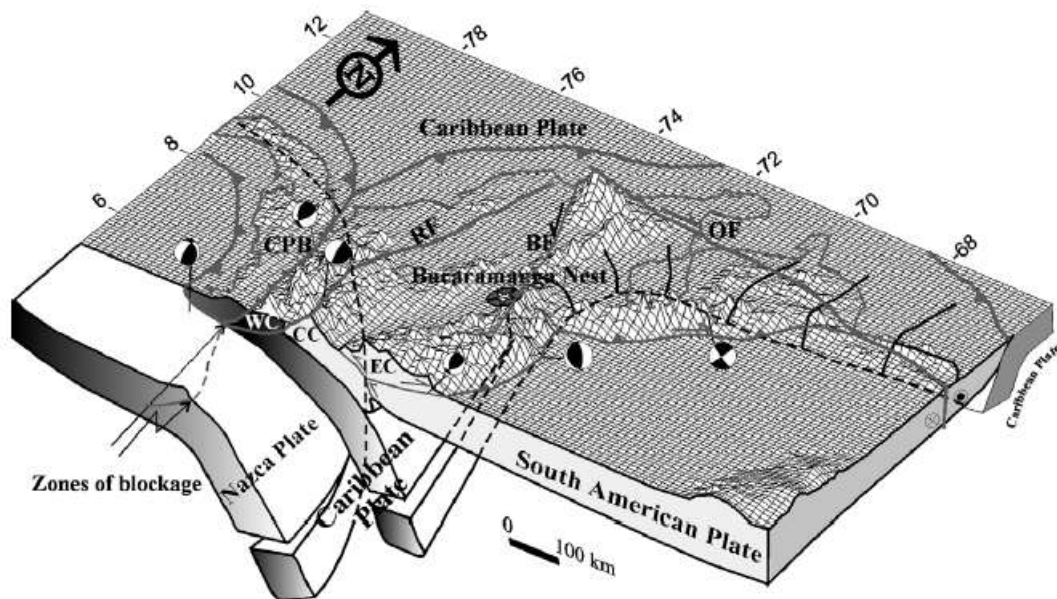
**Figura 25.** Principales elementos tectónicos de la Región del Caribe. Actualmente el Bloque Panamá-Choco y el norte de los Andes acomodan los esfuerzos asociados con la tripe junta entre la Placa del Caribe, la Placa de Nazca y la placa de Sur America. Tomado de Frey-mueller *et al.* (1993).

#### 4.2 ESTADO ACTUAL DE ESFUERZOS EN EL NORTE DE LOS ANDES

Considerando el ambiente tectónico actual del norte de los Andes, los esfuerzos en esta área están en función de la interacción entre el NW de Sur América, la Placa Oceánica del Caribe y la Placa de

Nazca. Los bloques litosféricos oceánicos están subduciendo y las cuñas (*wedge*) NW y W del Norte de los Andes, como lo demuestra la distribución de la sismicidad superficial e intermedia y los mecanismos focales asociados a la Serranía del Perija, los Andes de Mérida y el Sistema Andino norte en Colombia y Ecuador (Dewey, 1972; Ego *et al.* 1996; Kellogg & Bonini, 1982; Malave & Suarez, 1995; Pennington, 1981; Toto & Kellogg, 1992).

Este patrón de placas subduciendo ha sido corroborado por estudios de imágenes tomográficas (Gutscher *et al.* 2000; Taboada *et al.* 2000; Van der Hilst & Mann, 1994); en donde se resalta el bajo ángulo de buzamiento de la Placa Caribe (un segmento sin arco volcánico) en contraste con el buzamiento normal a gradual de la Placa de Nazca asociado al arco volcánico (Gutscher *et al.* 2000; Van der Hilst & Mann, 1994). En estos modelos, el contacto entre la Placa Caribe, y la Placa de Nazca es una zona de corte aproximadamente NNW-ESE (Pennington, 1981) o una zona de *overlap* entre placas (Corredor, 2003; Taboada *et al.* 2000; Van der Hilst & Mann, 1994). (Figura 26).



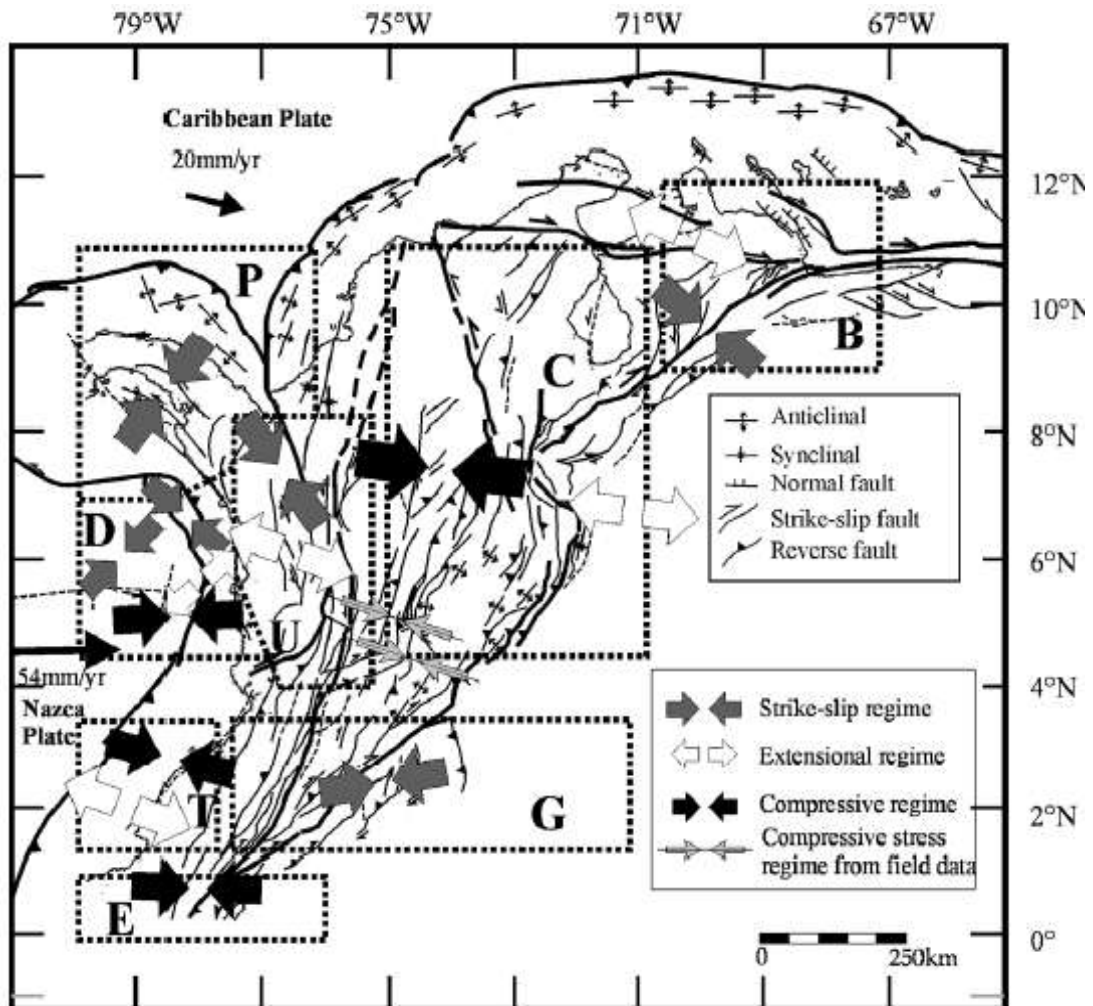
**Figura 26.** Modelo 3D de la estructura de la litósfera en el Norte de los Andes con la adición de mecanismos focales seleccionados de la Universidad de Harvard (Harvard, 1976-2002). RF: Falla de Romeral; CPB: Bloques Choco-Panamá; OF: Falla de Oca; BF: Falla de Bucaramanga; EC: Cordillera Oriental.

Ego *et al.* (1996) identificaron un régimen compresional E-W al sur de los 5°N, relacionado a la Placa de Nazca el cual produce un desplazamiento rumbo deslizante a lo largo del flanco este de la Cordillera Oriental. Estos autores también identificaron un régimen WNW-ESE al norte de los 5°N, relacionado con el bloque Panamá-Choco y la Placa del Caribe y propusieron que estos regímenes de esfuerzos inducían a un desplazamiento lateral izquierdo sobre la Falla de Romeral al norte de los 5°N (Ego *et al.* 1995,1996); lo cual es consistente con el movimiento relativo de la Placa de Nazca. De esta manera se espera un régimen compresivo al oeste de la Falla de Romeral, así como un régimen extensivo en el bloque oriental de acuerdo a Ego *et al.* (1995, 1996).

Corredor (2003) separó los bloques en el norte de los Andes y sumó tensores sísmicos dentro de las áreas de Ecuador, sur de Colombia, Colombia central y Andes de Mérida, dando como

resultado que estos tienen tendencias NW-SE en Ecuador y Colombia central y trenes SW-NE al sur de Colombia y Maracaibo.

Los resultados de inversión de esfuerzos deben ser interpretados en términos de compresión y de extensión, en el contexto de las estructuras principales (Figura 27); de esta manera, la región B (Bocono) y C (Cordillera) las cuales corresponden al margen NE de la Cordillera Oriental de Colombia, muestran en la primera aproximación un patrón de esfuerzos relativamente homogéneo dominado por compresión WNW-ESE. Un tren similar de régimen de esfuerzos actuales en la porción norte de la Cordillera Oriental también se dedujo a partir de la inversión de poblaciones de estrías de fallas en el flanco oeste y la región central de la Cordillera Oriental (Cortes *et al.* 2005). A partir de estos datos de campo, se determinó que efectivamente la compresión es WNW-ESE y se logró establecer que la dirección de azimut del esfuerzo principal máximo horizontal (SHmax) ejercido sobre el área es N110°E. Este régimen de esfuerzos probablemente es posterior al régimen compresivo WSW-ESE de edad Eoceno Temprano y a la compresión de edad Mioceno NW-SE (Figura 27).



**Figura 27.** Resultados de la inversión de mecanismos focales superficiales en el Norte de los Andes. Tomado de Cortes *et al.* 2005.

### 4.3 MARCO GEOLÓGICO LOCAL

El Anticlinal del Guavio esta ubicado al costado oriental de la Cordillera Oriental entre las latitudes 4.7oN y 5.1oN. Las principales estructuras geológicas en el área tienen una dirección de rumbo aproximado N30°E y se distinguen tres dominios los cuales están separados por las fallas de Tesalia y Agua Clara (Figura 28).

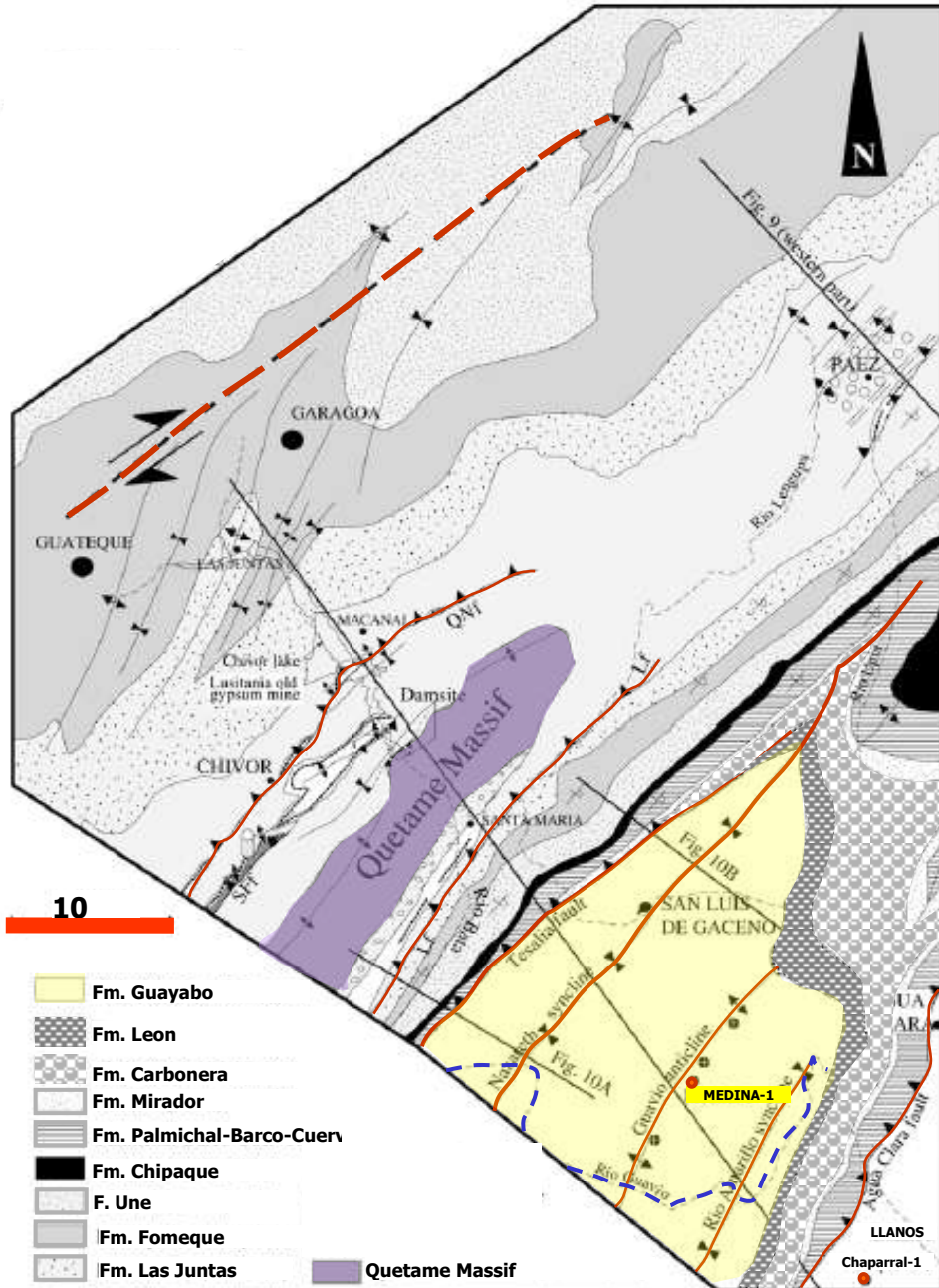


Figura 28. Mapa geológico del área Guateque-Medina (Modificado de Braquet *et al.* 2002).

El Primer dominio esta ubicado al NW de la Falla de Tesalia, lo conforma el Anticlinorio Quetame-Cocuy en donde afloran rocas paleozoicas, cretácicas, paleógeno y neógenas (Ulloa *et al.* 1975), Entre las Fallas de Tesalia y Agua Clara se localiza el segundo dominio, conocido como el piedemonte de la Cordillera Oriental y en donde se ubica el Anticlinal del Guavio. El tercer dominio estaría formado por lo que se ha denominado como Llanos Orientales

Este trabajo se centra en El Anticlinal del Guavio el cual involucra una compleja secuencia de rocas que van desde el Cretaceo hasta el Pleistoceno. Las rocas más antiguas (Cretaceo) se encuentran emplazadas en las zonas topográficas más altas y especialmente afloran en la parte occidental del Anticlinal. Las rocas más jóvenes (Terciario) afloran principalmente en la parte central y nor-oriental del Anticlinal y está constituida por una secuencia sedimentaria de arcillolitas, limolitas y areniscas (Informe Interno de Lukoil elaborado por Geoestudios., 2006)

#### **4.4 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA DEL ÁREA DE MEDINA-GUAVIO**

Los rasgos geológicos principales del área Medina-Guavio así como su evolución geológica han sido estudiados y descritos por diferentes autores a través del tiempo. Renzoni (1968) describió las más importantes unidades geológicas del Macizo de Quetame y la Geología del Cuadrángulo K12-Guateque fue realizada por Ulloa *et al.* (1975, 1979); trabajos mas recientes de Geoestudios (2006) y Terraza *et al.* (2008) han complementado y actualizado la cartografía geológica del área donde se enmarca este trabajo de investigación.

##### **Basamento**

Compuesto por las rocas sedimentarias del Paleozoico de la Formación Quetame (Figura 28), la cual es de edad Cambro-Ordovicica (Campbell & Burgl, 1965) y aflora en los túneles en la vía Guateque –Santa María de Bata (Terraza *et al.* 2008). Renzoni (1968) encontró que el basamento del Macizo de Quetame esta conformado por rocas débilmente metamorfoseadas (esquistos cloríticos, filitas, pizarras) afectadas probablemente por la Orogénesis Caledoniana sucesivamente intruidas por granito (Segovia A., 1965), y por rocas Devo-Carbonianas de origen marino o subcontinental, afectadas por pliegues pre-Cretáceos.

En el Macizo de Quetame hay intensos plegamientos pre-Devonianos, señalados por Burgl (1961) en varios macizos de la Cordillera Oriental de Colombia, que se evidencian en un conjunto de estratos al que se ha llamado Esquistos de Quetame (Renzoni, 1968) el cual esta afectado por un débil metamorfismo regional en el area. Los Esquistos de Quetame representarían la transformación que las rocas Cambro-Ordocianas sufrieron en el complejo del área Garzon-Quetame durante el desarrollo del Geosinclinal Caledoniano, cuya fase (o fases) orogénica culminara en la formación de cordilleras, seguidamente sometidas a erosión, es decir el ciclo Orogénico Caledoniano (Renzoni, 1968)

##### **Secuencia Sinrift: Triásico a Albiano Medio**

Al costado oriental del Macizo de Quetame (Figura 28), la Formación Bata forma una cuña o *wedge* aislado de capas rojas continentales, de edad Triásico a Jurásico (Burgl, 1960) a su base hay

una suave discordancia angular. A través de la Cordillera Oriental, estas capas rojas se acumularon en los bloques colgantes de de las fallas normales durante una fase temprana de rifting (Colleta *et al.* 1990).

Estratos del Cretáceo temprano se acumularon durante una gran transgresión marina (Burgl, 1960; Etayo Serna *et al.* 1969). Según Terraza *et al.* (2008), al este del Macizo de Quetame se depositó la Formación Bata y al oeste la Formación Santa Rosa (Terraza *et al.* 2008), antes denominada por Ulloa y Rodríguez (1979) indistintamente Formación Macanal o Grupo Caliza del Guavio; las Formaciones Bata y Santa Rosa son coetáneas y tienen una edad Berriasiano. Sobre ella aflora una unidad calcárea-evaporítica denominada Formación Chivor de edad Berriasiano superior (Terraza *et al.* 2008) antes denominada por Ulloa y Rodríguez (1979) como parte del Grupo Cáqueza. Según Mora (2008) y Terraza *et al.* (2008) las fallas normales condicionaron la depositación, espesores y las facies de estas sucesiones Berriasianas.

Areniscas marinas superficiales, shales negros y margas de las Formaciones Macanal, Las Juntas y Fomeque son resultado de la trasgresión Neocomiana (Branquet *et al.* 2002). Ellas muestran variaciones en espesor a través de las fallas (Branquet *et al.* 2002). En contraste areniscas marinas de la Formación Une no presentan grandes variaciones en espesor. Según varios autores (Colleta *et al.*, Fabre, Copper *et al.*, Villamil *et al.* 1998) el rifting finalizó en el Albiano Medio.

#### **Secuencias Retro Arco: Albiano Medio a Campaniano Tardío**

Durante el Cretáceo tardío, la subsidencia fue más uniforme y pudo haber sido termal en cuanto a su origen (Fabre, 1987). En el Turoniano un levantamiento eustático en el nivel del mar llevo a la depositación en condiciones anóxicas de la principal fuente de hidrocarburos, la Formación Chipaque o Gachetá (Cooper *et al.* 1995). Una subsecuente caída en el nivel del mar dió como resultado una plataforma siliciclástica, marina superficial, sobre la cual se depositaron las areniscas de frente de playa del Grupo Palmichal (Ulloa y Rodriguez, 1979) o Grupo Gaudalupe (Guerrero, 2002); a lo largo del piedemonte de la Cordillera Oriental y en el Anticlinal del Guavio estas rocas afloran casi continuamente.

#### **Secuencias *Foreland*: Campaniano Tardío a Mioceno Medio**

Hacia el final del Cretáceo, la Cordillera Central sufrió levantamiento y exhumación parcial (Schamel, 1991; Dengo and Covey, 1993). La Cordillera Oriental de hoy fue parte de una gran Cuenca *foreland* (antepais) y el área Guateque Medina estaba a su margen oriental. Hubo un marcado cambio desde condiciones marinas superficiales en el Cretáceo tardío a ambientes costeros y de estuario en el Paleoceno (Cooper *et al.* 1995). El Maastrichtiano y Paleoceno temprano están representados por un hiato del Eoceno Medio el cual se extiende a través de la Cordillera Oriental, se manifiesta como una paraconformidad dentro de las areniscas de la Formación Mirador (Pulham *et al.* 1997). Hacia el final del Mioceno Medio, se acumularon en la sección oriental de la Cuenca *foreland* las areniscas de planicie costera y lodolitas marinas superficiales de las Formaciones Carbonera y León (Cazier *et al.* 1995).

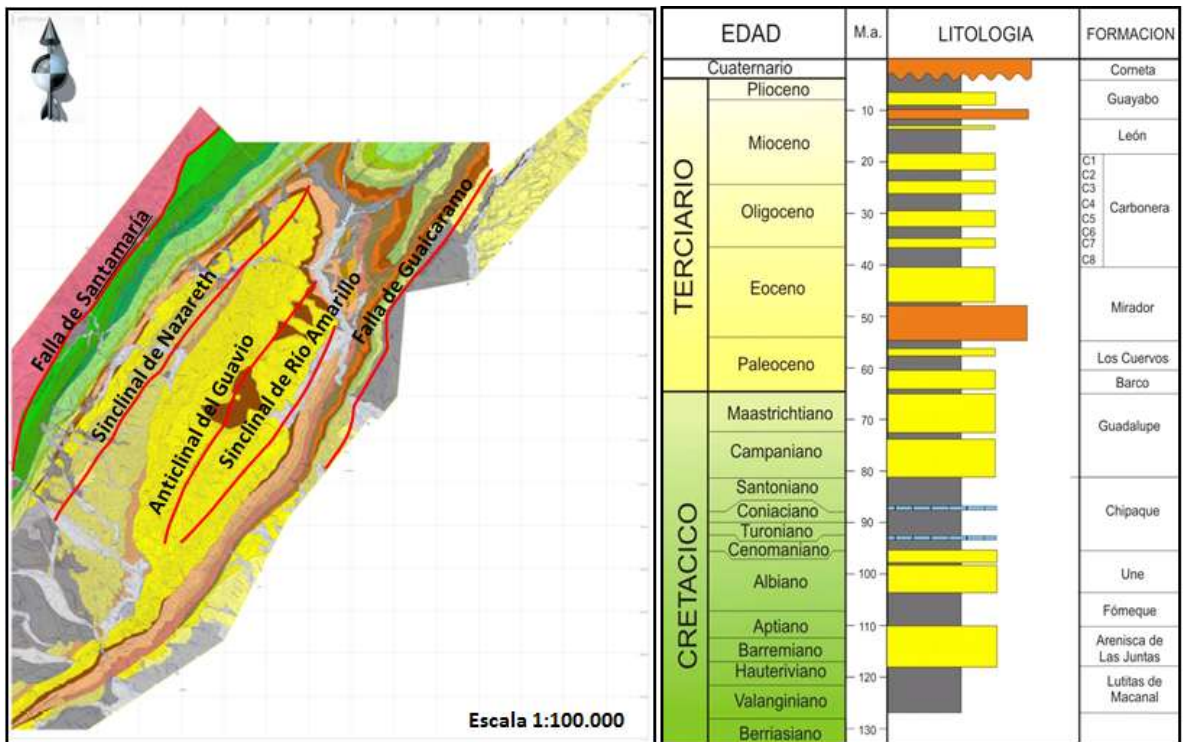
#### 4.5 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

Al oeste de la sabana de Bogotá, a partir de la Falla de Tesalia, se presentan varios pliegues a los cuales en este trabajo los agrupa bajo el nombre de El Sinclinorio de Medina. El rumbo estructural es aproximadamente N35°E. Este Sinclinorio está conformado por pliegues que hacen parte del manto de corrimiento frontal de la Cordillera Oriental y está compuesto de Oeste a Este por el Sinclinal de Nazareth, el Anticlinal del Guavio y el Sinclinal de Río Amarillo. El Sinclinorio está limitado al Este por la Falla de Guaicaramo y al Oeste por la Falla Tesalia o Lengupa como se puede observar en los trabajos de Branquet *et al.* (2002), Rowan & Linares (2000), Mora *et al.* (2006). (Figuras 30,31,32,33).

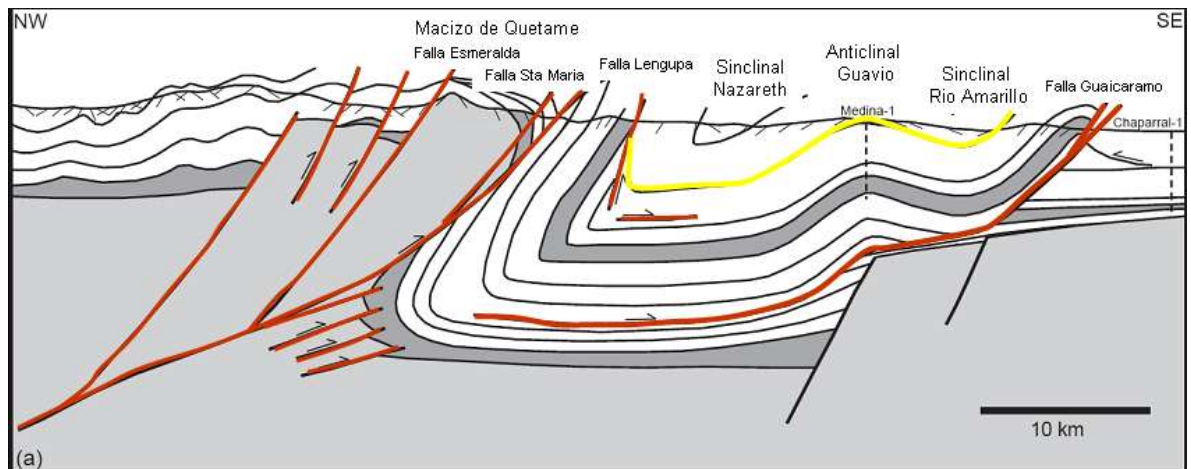
Los principales rasgos estructurales presentes en el área son:

1. Al oeste, El Sistema de Fallas de Santamaría-Tesalia-Lengupá y el amplio Sinclinal de Nazareth el cual es el depocentro y cocina actual en el área. El sistema de fallas de Tesalia separa la Cordillera Oriental de la faja plegada y cabalgada de la Cuenca de los Llanos Orientales; estas fallas se consideran fallas inversas que afectan el basamento, originadas a partir de inversión de fallas normales antiguas, estas últimas formadas durante el *rift* Triásico-Cretáceo de la actual Cordillera Oriental. En este sector se observa el Sinclinal asimétrico de Nazareth el cual cabecea hacia el sur y su eje está adyacente a la falla de Tesalia; depósitos de abanicos aluviales del cuaternario cubren discordantemente las rocas aflorantes en este sinclinal y en la falla de Tesalia.
2. En la parte Central, se reconocen estructuras como el Anticlinal del Guavio, el Sinclinal de Río Amarillo y el Anticlinal tumbado de Silbadero (Geoestudios, reporte interno de ECOPEX). El Anticlinal del Guavio cabecea hacia el sur y en su eje están expuestas rocas del Oligoceno de la Formación Carbonera. El flanco oriental del Anticlinal del Guavio es también el limbo occidental del sinclinal de Río Amarillo que cabecea hacia el sur. Hacia el noreste en ese mismo tren aflora el Anticlinal de Silbadero, también cabeceando hacia el sur.
3. Al Este, el sistema de fallas de Guaicaramo. Esta es la estructura más oriental de la cuenca antepaís. Su expresión en superficie está materializada por la Serranía de Las Palomas donde afloran sedimentos del Cretáceo y el Terciario que fueron desplazados por la falla hacia el este, encima de la Cuenca de los Llanos. (Figura 29).

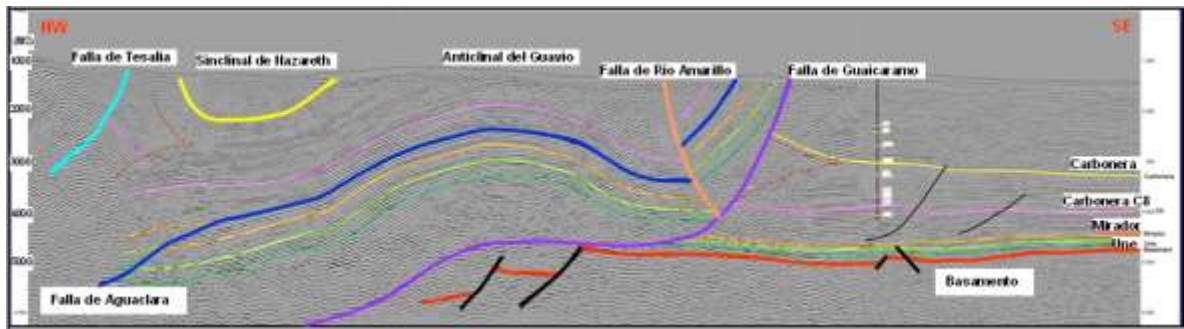




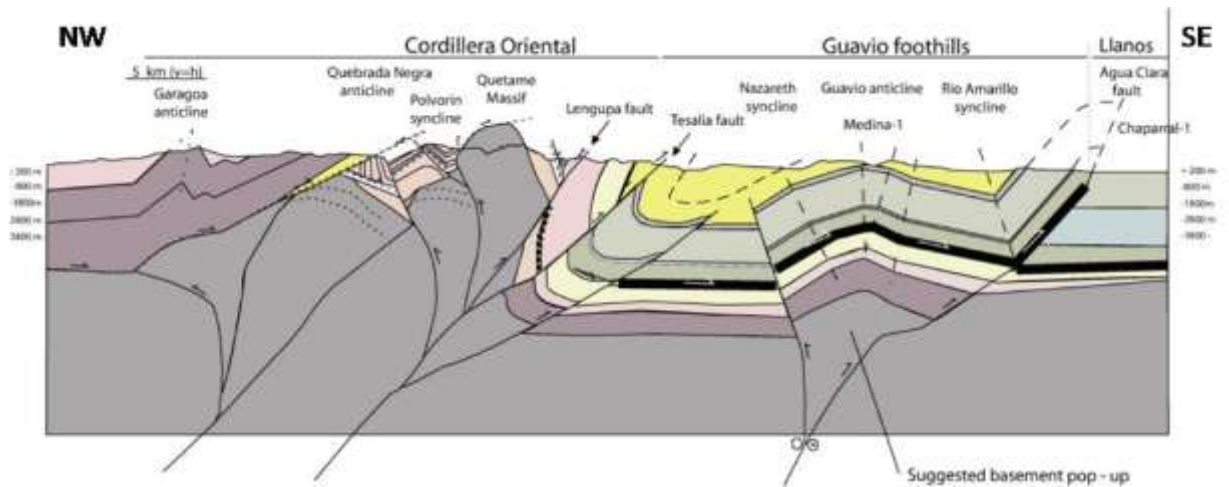
**Figura 29.** Mapa geológico simplificado de la zona del Anticlinal del Guavio donde se aprecian los principales rasgos estructurales y estratigráficos del área de estudio. Geostratos para Lukoil, 2006. El mapa geológico de detalle se aprecia en el Anexo 4.



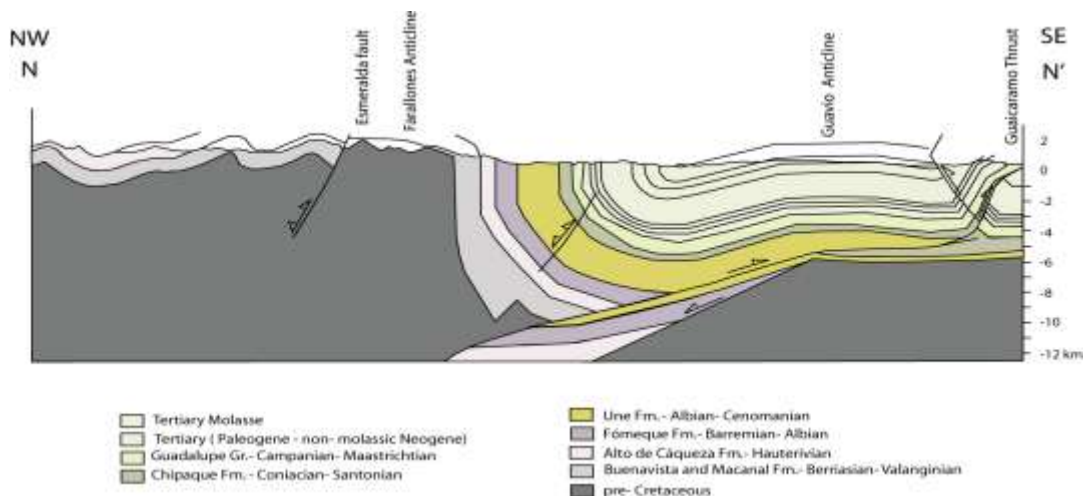
**Figura 30.** Modelo estructural del área. Modificado de Rowan y Linares (2000). Este es el modelo estructural para el anticlinal del Guavio adoptado por Lukoil.



**Figura 31.** Modelo estructural del área del Anticlinal del Guavio a partir de la interpretación de la línea sísmica ME-81-2 (*Dip Line*) por Mark Rowan, 2005 para Lukoil. Esta línea corta al Anticlinal del Guavio en sentido transversal NW-SE ligeramente al sur del pozo Cóndor-1.



**Figura 32.** Modelo estructural del área del Anticlinal del Guavio, según Branquet et al. (2002).



**Figura 33.** Modelo estructural del área del Anticlinal del Guavio, según Mora et al. (2006).

Las Figuras 30-31-32 y 33 presentan diferentes modelos estructurales del área del Anticlinal del Guavio según distintos autores. Los modelos mostrados, coinciden en considerar que el Anticlinal del Guavio es una estructura formada por la flexión de la falla de Guaicaramo. Diferencias sustanciales se dan entre los modelos al momento de definir el papel que cumple el basamento en la formación de las estructuras (Beltran, 2009). Como se ha mencionado, durante la reactivación cenozoica, las fallas heredadas de la tectónica extensional Mesozoica en algunos casos invierten su sentido de movimiento, en otros casos, las fallas no invierten su movimiento sino que actúan como límites tectónicos donde acumulan mayor deformación en sus bloques colgantes formando pliegues apretados en las secuencias sedimentarias cenozoicas (Beltrán, 2009; Mora *et al.* 2006).

El modelo de Rowan y Linares, 2000 (Figura 30) y posteriormente Rowan 2005 (Figura 31) sugiere que la deformación ocurrida al occidente de estas estructuras, en el Macizo de Quetame, es transmitida hacia el oriente, reactivando fallas normales antiguas de alto ángulo (Falla de la Esmeralda) que son falladas y desplazadas hacia el este, causando el plegamiento de las secuencias depositadas y fallas inversas de bajo ángulo, originando el sinclinal de Nazareth. En los bloques yacentes de estas fallas inversas, se desarrolla gran deformación, que al transmitirse hacia el oriente desarrollan fallas de despegue que utilizan niveles blandos para su propagación hacia el este, hasta encontrar la presencia de antiguos *horst* que ocasionan la flexión de estas fallas, las cuales se transforman en cabalgamientos con vergencia oriental (Falla de Guaicaramo) y originan pliegues como el Anticlinal del Guavio.

Branquet *et al.* (2002) interpretan que la falla de Guaicaramo hace parte de una falla antigua de basamento heredada de la tectónica extensional Mesozoica que se reactiva de manera inversa durante el Cenozoico (Figura 32). Este modelo contempla el origen del Anticlinal del Guavio a partir del levantamiento cenozoico de una parte del basamento que es controlado por la “ancestral” falla de Guaicaramo y una falla antitética que ocasionan un “*pop-up*” o estructura ascendente del basamento.

El modelo propuesto por Mora *et al.* (2006) considera el origen del Anticlinal del Guavio similarmente al propuesto por Rowan y Linares (2000), el cual es interpretado como un pliegue por flexión de falla sobre una falla normal del Cretáceo Inferior (Figura 33).

#### **4.6 ESTRATIGRAFIA**

En el área de este proyecto se encuentran unidades de rocas acumuladas desde el Pre-Cretácico hasta el reciente. La cartografía de estas rocas incluye depósitos pre-Cretácicos indiferenciados (que agrupa unidades Precámbricas – Paleozoicas e incluso hasta la Formación Batá) y unidades Mesozoicas y Cenozoicas que corresponden a las Formaciones, Lutitas de Macanal, Arenisca de las Juntas, Fómeque, Une, Chipaque, Grupo Guadalupe, Guaduas, Barco, Los Cuervos, Mirador, Carbonera, León, Guayabo, La Corneta y depósitos recientes (Figura 29).

En este trabajo de investigación se hace especial énfasis estratigráfico en las rocas que abarcan desde el Grupo Guadalupe hasta la Formación Carbonera, unidades que fueron cartografiadas por Geostratos (2006) para Lukoil Overseas Colombia, cuyos resultados se unieron a los obtenidos por

la perforación de los pozos Cóndor-1 y Condor-2. De las rocas del Pre-Cretácico y del Cretácico inferior, se hace una breve descripción de sus principales rasgos estratigráficos.

#### **4.6. 1 CRETACEO**

La secuencia Cretácea es extensa en el área, aflora desde la Falla de Santa María, al occidente, hasta la Falla de Tesalia al oriente, en el núcleo de las estructuras anticlinales de Tierra Negra y Silbadero.

Gran parte de la secuencia Cretácea al este de la Falla de Santa María se encuentra invertida; localmente en algunos sectores, las Formaciones Macanal y Une están en posición normal. En general el grado de buzamiento de los estratos invertidos es alto y están ampliamente afectados por el sistema de fallas de Tesalia.

##### **Formación Lutitas de Macanal (K1lm).**

Nombre propuesto por Ulloa & Rodríguez (1979), para designar un conjunto de lutitas negras (lodolitas y arcillolitas físis) con esporádicas intercalaciones de calizas, de pocos metros de espesor, que afloran en el cañón del Río Batá, donde se encuentra la localidad tipo, que constituye la parte media del Grupo Cáqueza.

En el área del Anticlinal del Guavio, la Formación Lutitas de Macanal aflora en una secuencia invertida, sobre el bloque colgante de la Falla del Río Garagoa. La unidad presenta una morfología suavemente ondulada, que contrasta con la topografía abrupta de la unidad suprayacente Formación Areniscas de Las Juntas.

##### **Formación Areniscas de Las Juntas (K1aj)**

El nombre de esta unidad fue propuesto por Ulloa & Rodríguez (1979), para representar dos conjuntos arenosos separados por una secuencia lutítica y corresponde a la parte superior del Grupo Cáqueza (Hubach, 1957a).

La unidad en el área de esta investigación presenta morfología de escarpes, que contrasta con la suprayacente Formación Fόμεque y la infrayacente Formación Lutitas de Macanal de morfología de colinas suaves. Al igual que la Formación Lutitas de Macanal, estas rocas afloran en posición invertida, sobre el bloque colgante de la Falla del Río Garagoa.

##### **Formación Fόμεque (Kif)**

El nombre de esta unidad fue dado por Hubach (1957) para designar un conjunto de “esquistos verdosos, calizas y areniscas que afloran en el área de Ubaque - Choachí - Fόμεque.

En el área de estudio, la Formación Fόμεque aflora, en posición invertida, sobre el bloque colgante de la Falla de la Paz. La Formación Fόμεque presenta morfología de suaves colinas y valles que contrasta con la topografía escarpada de las unidades infra y suprayacentes.

EDAD		M.a.	LITOLOGIA	FORMACION	LITOFACIES
Cuaternario				Cometa	Conjunto de conglomerados polimórficos (gujamos y cantos) poco consolidados y levemente basculados al Este.
TERCIARIO	Plioceno			Guayabo	Intercalación de arenitas lodosas, conglomerados y lodolitas grises y abigarradas
	Mioceno	10		León	Nivel predominantemente lodoso compuesto por arcilolitas de color gris verdoso.
	Oligoceno	20		Carbonera	Sucesión de niveles de lodolitas gris oscuro y verdoso, con arcilolitas moteadas y areniscas generalmente lodosas. También se presentan algunos delgados mantos de carbón y conglomerados.
		30			
		40			
	50		Mirador		
Paleoceno	60		Los Cuervos	Lodolitas de color gris y gris verdoso con intercalación de arenitas lodosas.	
CRETACICO	Maastrichtiano	70		Barco	Cuarzo arenitas con un nivel basal de lodolitas equivalentes a la Fm. Guaduas
	Campaniano	80		Guadalupe	Conjunto de areniscas y limolitas de cuarzo intercaladas con lodolitas negras
	Santoniano	90		Chipaque	Shale negro ocasionalmente calcáreo con intercalaciones de calizas, en especial al tope y base de la unidad.
	Coniaciano				
	Turoniano				
	Cenomaniano	100		Une	Cuarzo arenitas amarillentas muy compactas, algunas glauconíticas, y un nivel intermedio de lodolitas negras.
	Albiano	110		Fómeque	Conjunto potente de shales negros carbonosos con algunas intercalaciones menores de calizas y arenitas de cuarzo
	Aptiano	120		Arenisca de Las Juntas	Cuarzoarenitas, localmente conglomeráticas muy cementadas, con algunas intercalaciones de lodolitas negras
	Barremiano			Lutitas de Macanal	Conjunto de lutitas y shale negro con algunas intercalaciones esporádicas de calizas
	Hauteriviano	130			
Valanginiano					
Berriasiano					

**Figura 34.** Columna estratigráfica generalizada (sin escala) de las unidades presentes en el área del Anticlinal del Guavio. Revisión geológica Bloque Cóndor. Geostratos para Lukoil, 2006.

### Formación Une (K2u)

En el sentido de Hubach (1931), esta unidad aflora solamente en el bloque colgante (en posición invertida) de la Falla de La Paz y el núcleo del Anticlinal de Tierranegra, se compone de paquetes de cuarzoarenitas de grano fino a medio, con buena selección, granos subredondeados a redondeados, de color blanco a gris medio, bien cementadas por sílice y/o carbonato, baja porosidad y matriz arcillosa. Las rocas se presentan en paquetes masivos a gruesos, tabulares o a veces en cuña, ricos en micas, bioclastos, conchas e icnofósiles, y se encuentran separadas entre sí por capas delgadas a medias de arcilolitas negras carbonosas. Las estructuras sedimentarias más frecuentes en las areniscas de esta unidad son laminación inclinada y estratificación cruzada, aunque en la parte media son comunes las lodolitas finamente laminadas y las arenitas de grano fino con laminación ondulada.

El contacto inferior con la infrayacente Formación Fómeque, aparentemente es transicional. El espesor medido en varias transectas levantadas en el área, varía entre 900 y 1430 metros (Geoestudios, 1995).

### **Formación Chipaque (K2c)**

La Formación Chipaque aflora en el bloque colgante de la Falla La Paz y el Anticlinal de Tierranegra. En el sentido de Hubach (1931), está constituida por shales, lodolitas limosas y limolitas silíceas de color negro a gris oscuro, frecuentemente muy oxidados de colores marrón a amarillo, en capas tabulares, medias a masivas. Son frecuentes los niveles de areniscas color gris claro a medio de baja porosidad, en capas cuneiformes, muy delgadas a gruesas, bioperturbadas, restos carbonosos de plantas, mica fina, tiene bajo contenido de glauconita y los bivalvos son abundantes; esporádicamente pequeñas concreciones elipsoidales de lodolita piritizada y niveles con fosforitas negras. Hacia el tope de la unidad, se tienen algunas alternancias de calizas lumaquéllicas muy competentes y areniscas calcáreas, grises.

El contacto con la infrayacente Formación Une es transicional lento y se marca por la mayor cantidad y espesor de los niveles arenosos del Une. En el área fueron medidos 245 metros (Geoestudios, informes internos de ECOPETROL).

### **Grupo Guadalupe (K2g)**

El Grupo Guadalupe está definido y dividido para la región de la Cordillera Oriental en las Formaciones Arenisca Dura, Plaeners, Arenisca de Labor y Arenisca Tierna (Pérez y Salazar, 1978), su uso se extiende comúnmente al Piedemonte Llanero aunque la subdivisión de las unidades antes mencionadas se hace más compleja. Estudios recientes (Guerrero y Sarmiento, 1996) proponen el uso de las Formaciones Arenitas de San Antonio, Lodolitas de Aguascalientes y Arenitas de San Luis de Gaceno para denominar la secuencia de roca que corresponden en posición stratigráfica al Grupo Guadalupe. Como las unidades que conforman el Grupo Guadalupe conservan características litológicas similares a la sección tipo; se prefiere en este informe utilizar el Grupo Guadalupe en el sentido de Pérez & Salazar (1978). Al Grupo Guadalupe se le asigna una edad Campaniano-Maastrichtiano.

El Grupo Guadalupe aflorante a lo largo de la Quebrada San Antonio presenta un espesor total de 495 m, y se puede dividir en 4 formaciones claramente diferenciables: la Formación Arenisca Dura (Guadalupe Inferior), la Formación Plaeners (Guadalupe Medio), la Formación Arenisca de Labor y Arenisca Tierna (Guadalupe superior)

El contacto inferior con la Formación Gachetá es transicional. El espesor varía entre 300 y 450 metros. El ambiente de depositación es marino somero con influencia deltaica.

### **Formación Arenisca Dura (Guadalupe Inferior)**

La Formación Arenisca Dura está constituida en su mayor parte por arenisca de grano fino y en menor proporción arenisca de grano muy fino y grano medio, con intercalaciones de lodolita y shale y limolita.

Con un espesor de 190 m, consiste casi exclusivamente de bancos potentes de arenitas bioturbadas, friables, limpias, levemente fosfáticas, de colores beige y blanco, buena selección y

porosidad y con cemento silíceo. Internamente los bancos presentan laminación ondulosa bioturbada en grado variable, o son totalmente bioturbados al grado de ser destruida completamente la laminación. Los paquetes de arenisca presentan interposiciones menores de niveles de 0.5 a 7 m de espesor de interlaminaciones finas de lodolitas masivas o shale negro con arenitas cuarzosas finas y limolitas negras, esporádicamente intercalaciones de lodolitas negras y cuarzoarenitas con glauconita y nódulos de pirita. Se observan Planolites , Palaeophycus y Thalassinoides subhorizontales de 1 a 2 cm. de diámetro.

### **Formación Plaeners (Guadalupe medio)**

Consta de 137 m, constituidos principalmente por paquetes muy gruesos de espesor de lodolitas negras masivas y laminadas e intercalaciones de lodolitas (limolitas silíceas duras de color gris claro) y shales negros con capitas muy esporádicas de calizas micríticas. Presenta intercalaciones (4 bancos) de arenitas gris claro a oscuro, fosfáticas de grano medio y fino, con espesores de 2.5 m, 5.5 m, con estratificación plano paralela, ondulada y en menor proporción lenticular. Las arenitas son friables en general, con cemento silíceo, aunque esporádicamente es calcáreo cuando hay presencia de bivalvos en las lodolitas. Los niveles de bioturbación están concentrados principalmente en los arenosos y se caracterizan por tubos verticales, inclinados, horizontales y tubos en forma de "U".

### **Formación Arenisca de Labor (Guadalupe superior)**

La Formación Arenisca de Labor consiste de arenitas de grano variable desde arenitas de grano fino, medio muy grueso, con menores proporciones de grano muy fino y esporádicos conglomerados de gránulos y lodolitas; presenta un espesor de 90 m y se puede dividir a grosso modo en 2 grandes segmentos (Figura 34).

El segmento basal esta conformado por 27 m de interestratificaciones de lodolita negra y cuarzoarenitas de grano fino, así como cuarzoarenitas de grano fino en capas muy gruesas y laminaciones finas. Hacia la base del segmento son frecuentes los nódulos de pirita, así como la bioturbación, principalmente paralela a los planos de estratificación con estructuras tipo Thalassinoides.

El segmento superior esta constituido por 63 m de cuarzoarenitas blancas y cuarzoarenitas fosfáticas gris claro, de grano medio, friables, masivas y de porosidad regular a buena, con estratificación cruzada planar. Las arenitas se presentan en bancos muy gruesos, de hasta 24 m de espesor, separados por capas de menos de 0.5 m de lodolitas con láminas de arenisca. La bioturbación, esta caracterizada por tubos subparalelos a la estratificación. En unos pocos sectores, las arenitas son guijarrosas y de grano grueso.

### **Formación Arenisca Tierna (Guadalupe superior)**

Esta representada por 77.5 m de secuencias granodecipientes de cuarzoarenitas guijarrosas, blancas, friables y porosas de grano muy grueso a gruesos, con estratificación cruzada planar. Hacia la base de las secuencias suelen hallarse clastos lodosos y guijarros de cuarzo de hasta 0.5 cm. de diámetro. Los bancos de secuencias granodecipientes están separados generalmente

unos de otros por láminas de lodolita o interlaminaciones / interestratificaciones bioturbadas de lodolita y arenita gruesa. Hacia el tope del segmento son frecuentes los nódulos de pirita. En general, la bioturbación es muy escasa y está caracterizada por tubos subhorizontales y subverticales, especialmente hacia los límites de los bancos o secuencias granodecrecientes.

El tope de la última arenita gruesa aflorante en la Quebrada San Antonio se puede considerar como el tope del Grupo Guadalupe, puesto que a partir de allí se tiene una zona de geomorfología muy suave y cubierta, correspondiente a la Formación Guaduas.

#### **Formación Guaduas (K2-E1g)**

En su mayor parte cubierta en el área de estudio, presenta un espesor medido de 62.5 m por la carretera Aguacalara-San Luis de Gaceno en cercanías al puente sobre la Quebrada San Antonio. Está constituida esencialmente por shales, arcillolitas, lodolitas plásticas, gris claro, gris oscuro y negro, localmente carbonáceos y con intercalaciones de capas delgadas a muy delgadas de carbón.

#### **4.6. 2 TERCIARIO**

Es común en la industria petrolera de Colombia nombrar como Terciario a las rocas del Paleógeno y del Neógeno, nomenclatura que se utilizará en este trabajo de investigación con el fin de guardar coherencia con la información levantada por Lukoil en sus trabajos de exploración en el Anticlinal del Guavio. En el área de estudio encontramos las siguientes Formaciones del Terciario: Barco, Los Cuervos, Mirador, Carbonera, León, Guayabo y Corneta cuya descripción se hace a continuación

#### **Formación Barco (E1b)**

La Formación Barco fue definida por Notestein et al. (1944), en el Anticlinal de Petrólea, Cuenca del Catatumbo, aunque este nombre es de uso generalizado en el Piedemonte Llanero. En la sección tipo se compone predominantemente de areniscas de cuarzo y lutitas intercaladas. En la cuenca del Piedemonte Llanero se incrementa el contenido arenoso y desaparecen casi totalmente las lutitas.

La Formación Barco en el borde Este de la Cordillera Oriental esta separada del Grupo Guadalupe por lodolitas de la Formación Guaduas que por su espesor en muchas localidades no es cartografiable, debido a esto se ha hecho común el uso de la unidad Grupo Palmichal para designar el conjunto de areniscas del Guadalupe, las lutitas del Guaduas y las areniscas de la Formación Barco, (Ulloa y Rodríguez 1979). En el área de trabajo aunque no es posible cartografiar la Formación Guaduas si es posible separar las dos unidades arenosas, incluyendo las lutitas de esta última dentro de la Formación Barco.

La unidad fue identificada en el sector del Río Upía, sobre las traversas de Guaicáramo, Río Upía, carretera Santa María – San Luis de Galeno, Agua Clara – El Secreto, y en varias quebradas entre ellas la Quebrada La Guadualera donde se midió un espesor de 300 m y levantó la columna (Geostratos para Lukoil, 2006)



La Formación Barco esta constituida esencialmente de cuarzoarenitas las cuales son típicamente limpias, friables y blancas, de tamaño de grano variable desde muy grueso a grueso, medio y fino, selección buena a moderada, granos subredondeados, con algo de matriz caolinítica y cementos silíceos y arcilloso. Los granos de cuarzo son característicamente hialinos. Las arenitas ocurren en capas muy gruesas y gruesas, subtabulares con laminación plana paralela o laminación cruzada planar de bajo ángulo bajo. Se observa comúnmente juegos de laminas de grano grueso, muy grueso granulares alternando con juegos de laminas de grano medio y fino. Delgadas capas de 2- 3 cm. de arcillolita y lodolita gris clara ocurren separando las capas gruesas de arenita.

Localmente las arenitas blancas presentan tonalidades rosadas, amarillo claro y violáceas claras. Igualmente interláminas continuas, regulares, planas paralelas, más arcillosas ocurren interpuestas con láminas cuarzosas limpias de grano medio. En la base paquetes de arenita, que varían entre 0.5 y 12 m de espesor, están separados unos de otros por capas de lodolita gris de hasta 30 cm. de espesor, o de interestratificaciones de lodolita y arenita fina con laminaciones onduladas paralelas y lenticulares. También se observan intraclastos lodosos angulares y redondeados.

Hacia la parte media y superior se observan lodolitas limosas y arcillosas, masivas y laminadas, de colores grises y rojizos en sectores, con intercalaciones de centímetros a metros de litoarenitas limosas y cuarzoarenitas de grano muy fino a fino con laminaciones cruzadas paralelas. Capas o bancos muy gruesos de arenita presentan fracturamiento perpendicular a la estratificación, o irregular que origina partición característica en grandes bloques irregulares y angulosos.

### **Formación Los Cuervos (E1c)**

Definida por Notestein *et al.* (1944), en la Quebrada Los Cuervos, en la antigua Concesión Barco, departamento de Norte de Santander. Allí consta de shales carbonáceos, arcillolitas y limolitas micáceo - carbonosas, areniscas y carbones. En el área de estudio, esta unidad se observó en el sector del Río Upía y muy buenos afloramientos a lo largo de las Quebradas Guadualera y el Toro. Algunos afloramientos aislados se aprecian sobre la carretera que conduce al caserío de Guacáramo.

La Formación Los Cuervos está constituida por gruesos paquetes de lodolitas varicoloreadas de hasta 50 m de espesor, masivas y plásticas, con restos de hojas y material carbonoso, concreciones calcáreas esporádicas y concreciones de pirita. Esta monótona litología se halla interpuesta por paquetes menores y esporádicos de litoarenitas de grano fino, grises, así como también por capas de limolitas arenosas, limolitas calcáreas y bancos de carbón de hasta 3 m de espesor. Los bancos de arenitas varían en espesor desde 0.2 m hasta 11 m, presentan estratificación cruzada planar, concreciones de pirita y algunas calcáreas y localmente intraclastos lodosos. En la parte superior de la unidad, la proporción de arenita se incrementa considerablemente, teniéndose bancos de 2.5 m, 5.5 m y 13.5 m de litoarenitas gris claro, friables, de buena porosidad y selección, con estratificación cruzada planar, concreciones de pirita, lentes de carbón e intraclastos de lodolita esporádicos. Estos bancos de litoarenitas están separados entre sí por capas de lodolita gris de hasta 0.5 m de espesor. Por encima de estas arenas se tienen de nuevo lodolitas limosas y limolitas lodosas varicoloreadas, en contacto neto y concordante con las primeras areniscas conglomeráticas de la Formación Mirador.

## **Formación Mirador (E2m)**

El nombre Areniscas de Mirador fue empleado por De Loys (1918) en un informe privado publicado por Garner (1926), en Venezuela y redefinida en la nomenclatura Colombiana por Notestein, (1944), en el Cerro Mirador. En esta unidad predominan las cuarzoarenitas friables de grano fino a grueso, en parte conglomeráticas, de color pardo claro a blanco. Sobre la parte media se aprecia un nivel de lutitas. De manera general en todo el Piedemonte Llanero se considera a la Formación Mirador como la mejor unidad reservorio de hidrocarburos de la cuenca, dadas las excelentes características de porosidad y permeabilidad de sus areniscas. La unidad aflora y presenta buenas exposiciones en la Quebrada El Toro, en la Vereda El Cairo y por el carretable que conduce al caserío de Guaicáramo.

La Formación Mirador en el área de estudio consiste predominantemente de cuarzoarenitas blancas y amarillo claro algo arcillosas, muy friables, en capas medias, gruesas y muy gruesas y tabulares con laminación plana paralela a inclinada y en artesa. Las arenitas son de grano variable desde muy grueso a grueso, medio y fina con matriz y cemento caoliníticos, selección moderada y buena porosidad. Al tope se encuentran areniscas levemente lodosas, bioturbadas. En términos generales se observó que las areniscas de la parte inferior mostraban granulometrías más gruesas que las del tope. En menor proporción ocurren también conglomerados cuarzosos, clastosportados aparentemente masivos, de guijos pequeños y muy pequeños, selección moderada a buena y guijos bien redondeados que pasan abruptamente a arenitas de grano muy grueso y grueso.

Presenta un espesor total de 217 m en la sección de la Quebrada El Toro y se puede dividir claramente en 3 unidades o segmentos menores.

El segmento basal (39 m de espesor) reposa en forma plana neta sobre la Formación Los Cuervos y esta constituido por 3 sucesiones areno-conglomeráticas de 10 m, 6.5 m y 12 m separados por dos niveles principales de lodolitas grises laminadas y masivas de 9 m. y 2 m respectivamente. Las sucesiones arenosas son en su mayoría granodecrescentes al tope, y están representadas por conglomerados guijosos y granulares de cuarzo lechoso, arenosoportados y areniscas cuarzosas blancas, guijarrosas, friables de muy grueso a grano fino con restos orgánicos piritosos e intraclastos de lodolita. Los guijarros alcanzan 1 a 1.5 cm. de diámetro, y son muy bien redondeados. La porosidad es buena en general, así como la selección. El cemento es silíceo. La estratificación cruzada planar a pequeña y gran escala, de ángulos bajos y altos. En las capas de lodolita hay presencia de lentes menores de arenita fina a gruesa y lentes conglomeráticos.

El segmento intermedio (espesor 42 m) está constituido principalmente por lodolitas, interlaminaciones de limolita y arenita, arenitas de grano fino, medio, y en menor proporción grueso, y muy grueso y conglomerado arenoso de gránulos. Las lodolitas son masivas, en capas muy gruesas, de color gris, gris verdoso y púrpura, esporádicamente laminación plana paralela y ondulosa, con concreciones ferruginosas y oxidaciones ocre. Las interlaminaciones son onduladas, de limolitas y arenitas de grano muy fino, en capas gruesas, de color gris claro predominante. Las arenitas son cuarzosas, blancas, con laminación plana paralela, continua, y cruzada planar, de grano medio, fino, grueso y conglomerado arenoso, con clastos de lodolita, láminas de materia orgánica carbonosa, y pirita diseminada. La porosidad es buena, y el cemento es silíceo.

El segmento superior (136 m de espesor) se compone, a grosso modo, de 3 grandes paquetes separados por dos niveles de lodolita (2.5 m y 3 m de espesor). Está constituido por una sucesión de bancos muy gruesos de cuarzoarenitas guijosas, de grano muy grueso a fino y conglomerados arenosos de gránulos y guijos de cuarzo, con estratificación cruzada planar granodecrecientes a interlaminaciones de arenita muy fina y shale y delgados paquetes de lodolita. La presencia de intraclastos lodosos a la base de las sucesiones granodecrecientes y la presencia de láminas orgánicas (alquitrán?) y pirita diseminada son frecuentes a lo largo de todo el segmento.

El cambio abrupto de cuarzoarenitas a lodolitas grises masivas, marca el contacto entre las Formaciones Mirador y Carbonera.

### **Formación Carbonera**

Redefinida para Colombia por Notestein, *et al.* 1944 (en De Porta, J., 1974), en la Quebrada La Carbonera. “Consta de arcillolitas grises a gris verdoso y pardas con areniscas y con algunos lechos de lignito en su parte inferior y superior. Las areniscas se presentan en capas cuyo espesor varía desde menos de 1 hasta 30 metros, el tamaño del grano es variable. Estas areniscas se presentan más arcillosas que las de la Formación Mirador”.

En la industria petrolera se hace cada vez más común el empleo de niveles informales para subdividir esta unidad. En este trabajo se mencionan ocho niveles que de tope a base se han denominado como nivel operacional C1 hasta nivel operacional C8. Los niveles impares (C1, C3, C5 y C7) corresponden a unidades cartografiables predominantemente arenosas, aunque son comunes intercalaciones de lodolitas, en todo caso presentan un relieve algo escarpado que contrasta con el relieve de valles y morfología suave que generan los niveles pares (C2, C4, C6 y C8), los cuales son mayormente compuestos por lodolitas gris verdoso a gris oscuro.

En esta área la unidad tiene un espesor aproximado de 4000 metros, de los cuales aproximadamente la mitad corresponde a los niveles de las unidades Carbonera C1 y Carbonera C3.

### **Nivel operacional C8 (E3c8)**

Este nivel operacional fue medido por el carretable que de Barranca de Upía conduce al Caserío de Guaicáramo. También se reconocen algunos afloramientos aislados en la carretera Agua Clara-El Secreto, en el bloque yacente de la falla de Silbadero y el cabeceo sur del Anticlinal de Tierranegra.

Consta de paquetes muy gruesos de lodolitas de color gris oscuro, gris claro y rojizas por meteorización, localmente tienen laminación plano paralela y son muy ricas en restos vegetales y materia orgánica. Hacia la parte inferior y media es frecuente la presencia de capas delgadas de carbón y algunas intercalaciones de capas delgadas de cuarzoarenitas y sublitoarenitas de grano muy fino, color gris oliva. El contacto con la infrayacente Formación Mirador es transicional, al igual que el contacto con el suprayacente nivel operacional C7. El espesor medido es de 719 m,

aunque en el pozo Cóndor-1 el espesor es de 472 m lo que indica que puede haber repeticiones de secuencia en sectores cercanos al Anticlinal del Guavio.

### **Nivel operacional C7 (E3c7)**

La sección estratigráfica de este nivel se encuentra localizada en el carreteable de Aguas Calientes, el cual se desprende de la Carretera principal, Paratebueno – Barranca de Upía. Este nivel consta de tres segmentos; el inferior está constituido por una sucesión de capas medias de limolitas y arcillolitas de color gris oscuro interpuestas con capas delgadas, subtabulares y canaliformes de cuarzoarenitas de grano muy fino a medio, localmente con laminación ondulosa e inclinada planar; sobre la parte más inferior se observa una capa de carbón de 20 cm de espesor. El segmento intermedio son capas finas a medias subtabulares de cuarzoarenitas de grano medio y fino, muy limpias, con laminación en artesa, ondulosa e inclinada tangencial a la base; localmente con impregnaciones de hidrocarburos, concreciones sideríticas y capas de carbón desde finas hasta medias. Las capas de cuarzoarenitas aumentan su espesor y su frecuencia hacia el tope de este segmento. Ya en el segmento superior las capas de arenitas, con laminación inclinada planar y ondulosa se hacen estrato adelgazantes y su tamaño de grano disminuye a fino, mientras que las arcillolitas y limolitas aumentan en frecuencia y espesor.

El contacto inferior con el C8 es transicional rápido (muy marcado morfológicamente) y se fija en la primera aparición importante de arenitas; el contacto superior con el nivel C6 se sitúa donde aparece un nivel espeso de arcillolitas y desaparecen arenitas. Las sedimentitas de este Nivel operacional tienen un espesor variable del orden de 645 m. En el pozo Cóndor-1 se calculan 588 m (Geostratos para Lukoil, 2006)

### **Nivel operacional C6 (E3c6)**

La columna estratigráfica del intervalo C6 fue medida en la Quebrada Caño Rico, en donde el nivel se caracteriza por ser una sucesión monótona de arcillolitas grises, grises oscuras y grises verdosas, con abundante materia orgánica. Hacia la base del conjunto se observan láminas de carbón. El contacto con el infrayacente nivel operacional C7 es neto y se ubicó donde desaparecen las capas medias de arenitas e inicia la sucesión monótona de arcillolitas. El contacto superior con el nivel C5 es neto (solo aflora en el área del cabeceo del Anticlinal de Silbadero) y se determina en el punto donde aparecen las primeras capas medias de arenitas.

En el sector de la Serranía de las Palomas el nivel C3 esta reposando discordantemente sobre la parte media – inferior de la Formación Carbonera, tal como ocurre en la sección medida. Hacia el sur de esta área el nivel C6 esta completamente erodado, cuando la discordancia alcanza a afectar la parte superior del Nivel C7.

El espesor medido es de 325 m, pero debe ser mayor (tomando en cuenta que el techo del nivel esta parcialmente erodado por el nivel C3. En el pozo Cóndor – 1 se tiene un espesor de 414 m.

### **Nivel operacional C5 (E3c5)**

Este nivel no ha sido controlado en campo y únicamente se ha determinado su presencia en el cabeceo del anticlinal de Silbadero a partir de sensores remotos. Su litología no es conocida y hacen falta estudios que identifiquen sus características litoestratigráficas. De todas maneras su aspecto parece similar al del Nivel C3, es decir compuesto por intercalaciones en proporciones variables de areniscas y lodolitas.

En el Pozo Cóndor-1 su presencia no esta asegurada, ya que el nivel C3 ha erodado completamente al nivel C4 y no es claro si eroda también el nivel C5 o solamente alguna parte de este. El espesor de 710 m que se calcula entre la base del nivel C2 y el tope del nivel C6 es ligeramente mayor al estimado de 620 m para el nivel C3 en la Serranía de las Palomas, pero hay que mencionar que según las relaciones regionales, dicha unidad presenta los mayores espesores hacia el oeste.

### **Nivel operacional C4 (E3c4)**

En superficie el nivel C4, al igual que el nivel C5 solo esta cartografiado en el cabeceo sur del Anticlinal de Silbadero (aunque solo hay control fotogeológico de la unidad y se desconocen sus características). En el pozo Condor-1 y en el resto del área se observa totalmente erosionado por el nivel C3.

Del conocimiento de otras secciones (por ejemplo en la Quebrada Jarama – en el sector del Morro) se supone que esta unidad se compone principalmente de lodolitas, las cuales allí consisten de arcillolitas y limolitas verdosas, ocasionalmente calcáreas y con bivalvos y escasas intercalaciones de areniscas.

### **Nivel operacional C3 (E3c3)**

Buenos afloramientos de este nivel se observan en la vía Paratebueno – Medina y en la vía que conduce al antiguo pozo Coporo, así como por algunos carretables que conducen desde la vía Villavicencio – Yopal a la Serranía de las Palomas y caseríos como Villa Pacelli.

Su acumulación parece que estuvo ligada a algunos eventos orogénicos de importancia sucedidos entre el Eoceno y el Oligoceno, los cuales generaron subsidencia flexural en la región de Guavio (Parra *et al*, 2006) y que en este trabajo parecen tener evidencia estratigráfica en la relación discordante y no fallada sobre la zona clásicamente cartografiada como Falla de Tesalia.

El nivel C3 muestra evidencias de representar un evento de levantamiento de la Cordillera Oriental de edad pre-Oligoceno, el cual permitió el desarrollo de discordancias progresivas (flanco oeste del Sinclinal de Nazareth) e intraformacionales importantes (Serranía de las Palomas).

Su espesor es variable (con valores máximos hacia el oeste) y su cálculo es difícil de hacer debido a su carácter discordante sobre unidades infrayacentes (algunas de características similares) aunque un valor promedio esta entre los 700 m y 900 m (en la carretera Paratebueno – Medina se estiman 620 sin hallar la base).

Los contactos varían de neto-plano a transicional; la geometría de los estratos es subtabular con formas que asemejan acanalamientos de gran magnitud y poco relieve. La estratificación interna predominante varía de laminaciones planas subparalelas, ondulosa paralela a cruzada plana de pequeña a mediana escala. Las estructuras biogénicas observadas sugieren actividad de organismos que se alimentaban por material lodoso (icnofósiles del tipo Fodinichnia).

El contacto con el suprayacente nivel operacional C2, se observa muy bien en la quebrada Los Limones, allí la unidad culmina en un segmento rico en niveles fosilíferos (restos de bivalvos y fragmentos de tortuga) con gránulos y guijos flotantes de cuarzo y una capa de 15 cm. de pirita.

### **Nivel operacional C2 (N1c2)**

Este intervalo se observa con buenos afloramientos sobre la Quebrada Los Limones, sobre el carretable que conduce a la inspección de Santa Teresa, sobre la sección Paratebueno – Medina y en el núcleo del Anticlinal del Guavio. De acuerdo a los cortes geológicos se calcula un espesor promedio de 200 aunque hacia el sector del pozo Coporo-1, es erosionado por la base del nivel C1. En el pozo Cóndor-1 se encontró un espesor de 231 m, mientras que en la sección medida se encuentran 183 m (que ya evidencian ligera erosión del tope de la unidad).

El contacto con el nivel C3 se puede apreciar sobre la mencionada quebrada Los Limones, observándose neto. Todo el intervalo inferior de la unidad se compone principalmente de lodolitas de color gris verdoso, con intercalación de niveles delgados de arenitas muy finas – finas, con laminación ondulosa a festoneada de escala centimétrica. También es notoria la ocurrencia de niveles tormentíticos (fragmentos de bivalvos pequeños) delgados, capas y concreciones sideríticas, algunas fosilíferas (Bivalvos, ostras y gasterópodos), que se observaron en el norte y sur del área trabajada.

En la sección aledaña a la Carretera Paratebueno-Medina se observó a la base lodolitas ligeramente arenosas que gradan hacia arriba a arcillolitas gris verdosas con un 30-40% de tubos verticales y oblicuos con estructuras "*spreiten*" (fodinichnia). Esta litología se observó de nuevo en la parte media del C2 y parece persistir hasta el tope de la unidad, como se aprecia en el Caño La Lejía por el camino que del pozo Coporo-1 conduce al pozo Cumaral-1AX. Los contactos varían de neto plano a neto onduloso y transicional; y la geometría de ondulosa no paralela a subtubular. La estratificación interna es también variable de plana paralela, ondulosa paralela, cruzada planar de escala pequeña, rizada, disturbada en gran proporción por actividad orgánica que se manifiesta por la presencia de madrigueras de icnofósiles y restos vegetales diseminados.

El contacto superior, con el nivel C1 se observó discordante, llegando en el sector central de la Serranía de las Palomas a causar la erosión de toda la unidad.

### **Nivel operacional C1 (N1c1)**

El intervalo C1 (espesor medido de 970 metros) aflora bien por la vía Paratebueno – Medina, sobre el Río Amarillo, en el Anticlinal del Guavio y por el carretable a la inspección departamental de Santa Teresa. Consiste de cuarzoarenitas grises a amarillentas, de grano fino a grueso (en ocasiones con niveles de conglomerados, dispuestas en capas canaliformes, lenticulares y subtabulares, con estratificación cruzada en artesa e inclinada de bajo ángulo, también se aprecian

algunas capas de arenitas levemente lodosas, así como intervalos bioturbados por tubos verticales. Es común la intercalación de paquetes muy gruesos de lodolitas abigarradas con fantasmas de raíces.

Está suprayaciendo discordantemente al conjunto C2, llegando a erodar completamente la unidad en la parte central de la Serranía de las Palomas, por lo que en esa zona reposa discordantemente sobre el nivel C3.

Su aspecto distintivo es el de presentarse como una unidad constituida de varias secuencias grano decrecientes, las cuales se pueden agrupar en 4 segmentos conformados por paquetes arenosos que gradan generalmente en forma rápida a lodolitas.

Los contactos entre litologías arenosas gruesas y lodolitas varían de neto ondulado, neto irregular y erosivo, mientras que estos pueden ser gradacionales cuando están en contacto arenitas finogranulares y lodolitas. La geometría es ondulosa lenticular, canaliforme o subtabular.

Las lodolitas presentan patrones poliédricos en la bioperturbación que sugieren madrigueras, o estructuras que asemejan desarrollos de paleosuelos. La estructura sedimentaria interna incluye laminaciones paralelas a no paralelas, ondulosa a rizada no paralela, cruzada en artesa y planar de mediana a gran escala y en algunos sitios es posible observar apilamiento de capas que reflejan parcialmente estructuras de corte y relleno.

### **Formación León (N1l)**

El autor para Venezuela es Hedberg, H. D (1944), y es redefinida para Colombia por Notestein, W. C., *et al.* 1944 (De Porta, J., Op. cit.), en la Quebrada León. “Esta unidad formada predominantemente por shales de color gris y gris verdoso, con raras capas delgadas de areniscas con láminas carbonáceas. Tanto en la base como en la parte superior de la Formación los shales tienden a pasar a limos”. (De Porta, Op. cit.).

En el área de estudio se pueden observar afloramientos de la Formación León sobre el Río Gazaunta, en la vía que conduce a la locación del antiguo pozo Coporo-1. Allí consisten en arcillolitas masivas, en ocasiones físciles, de color gris verdoso, con algunas intercalaciones menores de arenitas de grano muy fino.

Regionalmente se puede apreciar como los afloramientos de la unidad están restringidos al Sinclinal de Nazareth y son parcial a totalmente erosionados por los depósitos de la Formación Guayabo.

La Formación León suprayace en contacto concordante a la Formación Carbonera e infrayace discordante a la Formación Guayabo. El espesor estimado es de 400 metros, aunque por discordancia pueden encontrarse espesores mucho menores, o incluso la unidad puede estar totalmente erosionada.

### **Formación Guayabo (N1g)**

Definida por geólogos de la Caribbean Petroleum Company. Como primera referencia escrita se tiene a Notestein, W. C., *et al.* 1944 (en De Porta, J., Op. cit.). La sucesión consta de la base hacia

la parte superior de: arcillas arenosas y grises con areniscas (186 metros), arcillas y arcillas arenosas con algunas areniscas (181 metros), areniscas y localmente arcillas moteadas (436 metros)", (De Porta, J., Op. cit). Esta unidad ha sido reevaluada desde el punto de vista litológico y cronoestratigráfico. Notestein (OP. cit.) al introducir esta unidad para Colombia no señala sección tipo, y posteriormente Van der Hammen (De Porta, Op. cit.) propone como sección tipo la que se encuentra en la Quebrada León.

En el área de estudio, se aprecian afloramientos de la Formación Guayabo en el Sinclinal de Nazareth y fosilizando el trazo de la falla de Guaicáramo.

La unidad se compone de intercalación, en proporciones variables, de arcillolitas y limolitas masivas – en ocasiones arenosas – grises y abigarradas, con fantasmas de raíces y capas cuneiformes y canaliformes de arenitas lodosas grises y amarillentas, masivas y con estratificación cruzada en artesa de escala métrica, en ocasiones con cintas de guijarros y gránulos flotantes y en otras correspondiendo a conglomerados con matriz de arena y lodo.

### **Formación La Corneta (N2c)**

Afloramientos de esta unidad se observan fosilizando el trazo de la falla de Guaicáramo en todo el borde oriental del área de trabajo.

La Formación La Corneta se encuentra siempre en contacto discordante, reposando sobre rocas de la Formación Guayabo evidenciando un leve basculamiento hacia el Este. La unidad se compone principalmente de conglomerados polimícticos clastosoportados de guijarros y cantos, en una matriz de arena y grava. El espesor de la unidad es variable, observándose disectada por depósitos recientes.

## **5. RESULTADOS**

A continuación se relacionan los resultados obtenidos durante la investigación y el procesamiento de los datos para determinar el modelo geomecánico del Anticlinal del Guavio, los patrones de fracturamiento por medio del análisis de las imágenes de pozo y el análisis de Mohr-Coulomb para finalmente llegar a determinar cuales son los intervalos que podrían favorecer permeabilidad de fracturas y por consiguiente la productividad del reservorio.

### **5.1 MODELO GEOMECAÍNICO**

El modelo geomecánico para el área del Anticlinal del Guavio se construyó usando los datos de los pozos Cóndor-1, Cóndor-2, Lengupa-1, Medina-1 Guavio-1, Guavio-2 y Guavio-3. El modelo geomecánico se desarrollo en función de la profundidad usando el esfuerzo vertical inferido de los registros de densidad y pseudo-densidad. Los datos de registros eléctricos junto con medidas directas en la Formación Mirador y experiencias de perforación fueron usados para predecir y controlar la presión de poro. El *overburden* (esfuerzo de sobrecarga) fue estimado basado en los registros de densidad de los pozos Cóndor-1 y Cóndor-2. La presión de poro se calculó a partir de



datos de registros de pozo y medidas directas de presión de poro sobre la Formación Mirador (Geoservices 2006). (Figura 35).

El esfuerzo principal mínimo (Shmin) se calculó a partir de pruebas de integridad de formación y datos de presión de fracturas (Tabla 4).

### 5.1.1 Cálculo de Parámetros del Modelo Geomecánico

#### Cálculo de Shmin:

El esfuerzo horizontal mínimo Shmin para los pozos Cónдор-1 y Cónдор-2 se calculó a partir de las pruebas *Leak Off Test* y *Formation Integrity Test* que se hicieron durante la perforación de estos pozos Tabla.4

**Tabla 4.** Cálculo de Shmin para los pozos Cónдор-1 y Condor-2. Tomado de Pruebas FIT y LOT Lukoil, 2006, 2008. MD=Profundidad Medida, TVD=Profundidad Vertical Verdadera, PSI= Libra por pulgada cuadrada, PPG= Libra Por Galón.

POZO	FORMACION	TOPE	BASE	Peso de Lodo (PPG)	Presión de Formación (PPG)	Presión de Fractura (PPG)	Prueba LOT (PSI)	Prueba FIT (PSI)	Fecha de la Prueba
CONDOR-1	Carbonera C1	Surfoc	2600	8.9-9.1	7.5-8.5	10-12.5			
	Carbonera C2								
	Carbonera C3								
	Carbonera C4	2688	4825	9.1	8.5	12		3059.67PSI@493HTMD - 4907TVD	2005-12-09
	Carbonera C5	4325	8525	9.3-9.7	8.9-9.3	12-14			
	Carbonera C7								
	Carbonera C8	7811	8556	8.3				5277.4PSI@8513MD - 8483TVD	2006-01-02
	Mirador								
	Cuernos								
	Bianco	8525	12990	9.3	7.7-7.9	12 - 14			
Guadalupe									
Ustaria									
Una	12990	14850	8.8	7.9-8.2	13-14		745.20PSI@1290MD - 5297TVD	2006-04-04	
CONDOR-2	Carbonera C1								
	Carbonera C2	2488	3110	9.6	9.7	13.4		1580.32 PSI@2681 MD - 2642TVD	2008-12-21
	Carbonera C3								
	Carbonera C4								
	Carbonera C5	5250	7214	9	8.8	10.86	4055.09PSI@6300MD-5872TVD		2008-01-25
	Carbonera C6								
	Carbonera C7								
	Carbonera C8			8.8		15.2		4405.68PSI@9355MD - 8478TVD	2008-02-08
	Mirador								
	Cuernos								
Bianco									
Guadalupe									
Ustaria									
Una									

Los valores de Shmin corresponden a los obtenidos en las pruebas *Leak Off Test*, según la Tabla 4 solo hay un valor para el Cónдор-2 al tope de la Formación Mirador, este valor medido directamente sobre la formación es 4405 Psi a 9355 ft MD (Profundidad Medida), 8478 ft TVD (Profundidad vertical). En Cónдор-1 no se hicieron pruebas de *Leak Off Test*, pero se cuenta con una prueba de integridad de formación (FIT) al tope de la Formación Mirador, aquí se obtuvo una presión de 5277 Psi a una profundidad de 8513 pies en profundidad medida (MD) equivalente a 8483 pies en profundidad verdadera. Como se explica en el marco teórico los valores obtenidos del *Leak off Test* son más aproximados a la presión a la cual la Formación está a punto del fracturamiento hidráulico, es decir esta es la mejor aproximación al valor real de Shmin. A la profundidad donde se realizó la prueba *Leak off test* La relación de esfuerzo efectivos mínimos la cual llamaremos ESRmin= (Shmin-Pp)/(Sobrecarga-Pp) es la siguiente:

$$ESRmin = (4405 - 2676) / (8817.12 - 2676) = 0.28$$

Esto significa que el gradiente de esfuerzo efectivo mínimo  $S_{min}$  con respecto a la profundidad vertical es de 0.28, lo que permite calcular el esfuerzo mínimo en cualquier punto de la columna estratigráfica, ver Anexo 2.

### Cálculo de Presión de Poro

La presión de poro se obtuvo de datos directos sobre la Formación mediante las pruebas de MDT (*Modular Dynamic Test*) y pruebas DST (*Drillstem Test*)

**Tabla 5.** Pruebas de Presión MDT en la Formación Mirador pozo Cónдор-1. Lukoil 2006.

Referencia	Profundidad (Pies)		Presion (Psi)
	TVD	MD	
MDT	8528.30	8559.00	2676.64
MDT	8675.05	8705.96	2916.19
MDT	8707.03	8737.98	2834.10
MDT	8712.05	8743.01	2836.02
MDT	8723.01	8753.99	2839.59
MDT	8723.02	8754.00	2838.86
MDT	8726.00	8756.99	2841.59
MDT	8729.02	8760.01	2841.13
MDT	8729.98	8760.97	2841.64
MDT	8729.98	8760.97	2841.23
MDT	8729.98	8760.97	2841.25
MDT	8751.93	8792.98	2854.05
MDT	8758.94	8800.00	2855.86
Presion Promedio			2835.15

La Tabla 5 presenta los valores de presión de la Formación Mirador en diferentes puntos de la formación. Se observa que los valores de presión van desde 2676 psi en las areniscas al tope de la formación a valores de 2835 psi en las areniscas de la base de la formación. El valor promedio de presión para la formación Mirador en este pozos es 2835.15 psi.

En el pozo Cónдор-2 también se hicieron mediciones de MDT en la Formación Mirador y los resultados se aprecian en la Tabla 6.

**Tabla 6.** Pruebas de Presión MDT en la Formación Mirador pozo CONDOR-2. Tomado de pruebas de formación pozo Condor-2, Lukoil 2008.

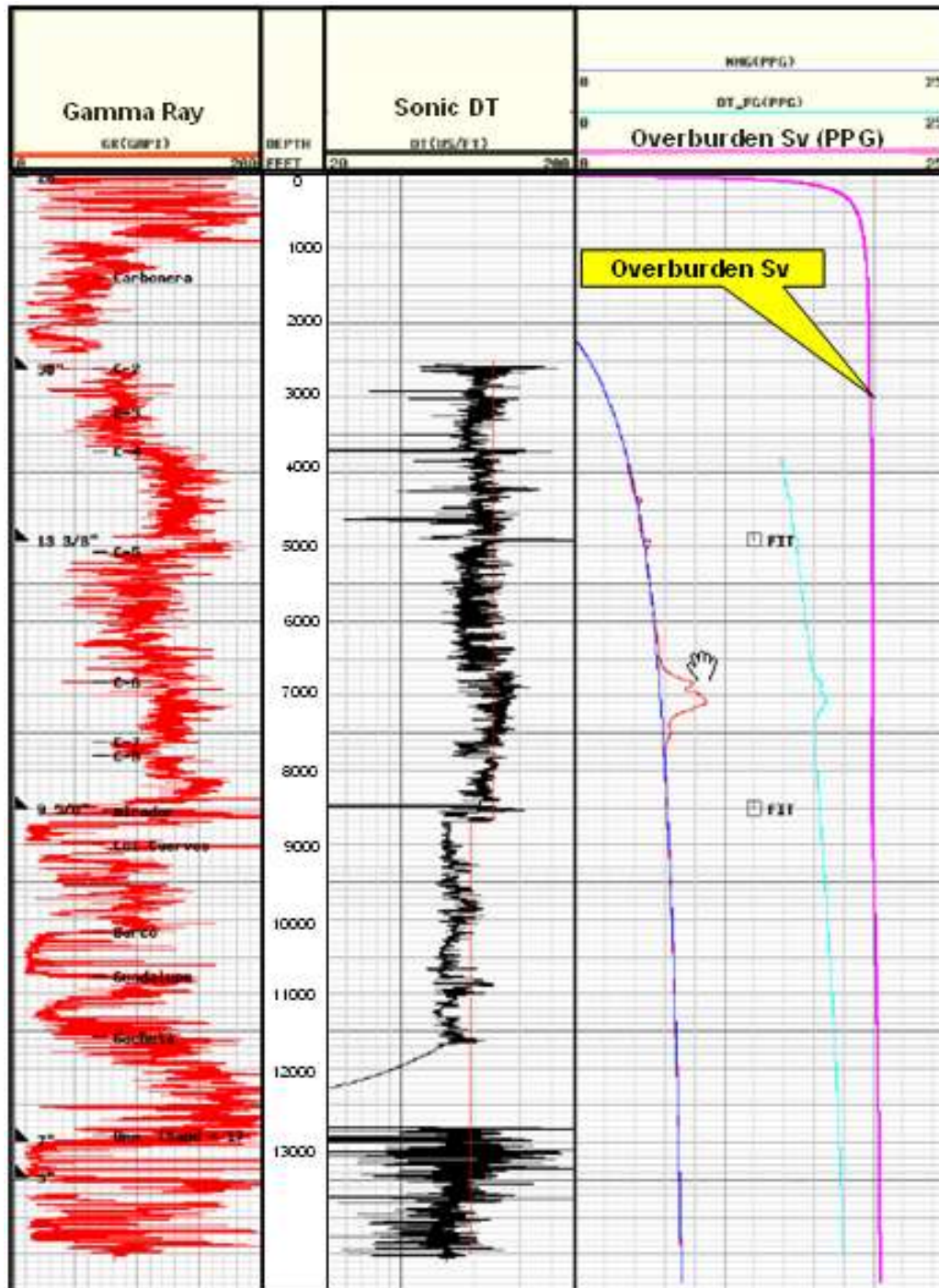
Referencia	Profundidad (Pies)		Presion (Psi)
	TVD	MD	
MDT	8505.82	9382.00	2845.47
MDT	8520.73	9397.00	2834.91
MDT	8524.60	9401.00	2920.64
MDT	8532.03	9408.44	2824.06
MDT	8628.87	9506.00	2998.75
MDT	8655.19	9532.50	2816.44
MDT	8662.15	9539.60	2818.90
MDT	8669.92	9547.39	2822.96
MDT	8675.57	9552.89	2824.32
MDT	8680.11	9557.60	2826.77
MDT	8713.38	9590.89	2835.87
MDT	8717.85	9595.68	2838.14
MDT	8720.34	9598.00	2839.40
MDT	8727.80	9605.34	2842.54
MDT	8738.75	9616.29	2847.62
MDT	8742.73	9620.40	2849.83
MDT	8750.37	9628.20	2857.13
MDT	8768.74	9646.69	2866.74
MDT	8781.03	9659.10	2866.92
MDT	8810.65	9688.80	2878.00
MDT	8824.30	9702.36	2884.09
MDT	8829.28	9707.40	2886.39
MDT	8847.68	9726.24	2896.01
MDT	8867.09	9745.37	2905.71
Presion Promedio			2859.48

Los valores de presión obtenidos para la Formación Mirador en el pozo Cóndor-2 oscilan entre 2845 psi al tope de la formación a 2905 psi en las areniscas de la base. El valor promedio de presión para este pozo en la Formación Mirador es 2859 psi. Comparando los valores promedio de presión para los pozos Cóndor-1 y Cóndor-2 en el intervalo de la Formación Mirador se obtienen valores muy similares de lo que se concluye que el régimen de presiones en ambos pozos es el mismo.

### **Cálculo de Esfuerzo Vertical o Esfuerzo de Sobrecarga $S_v$**

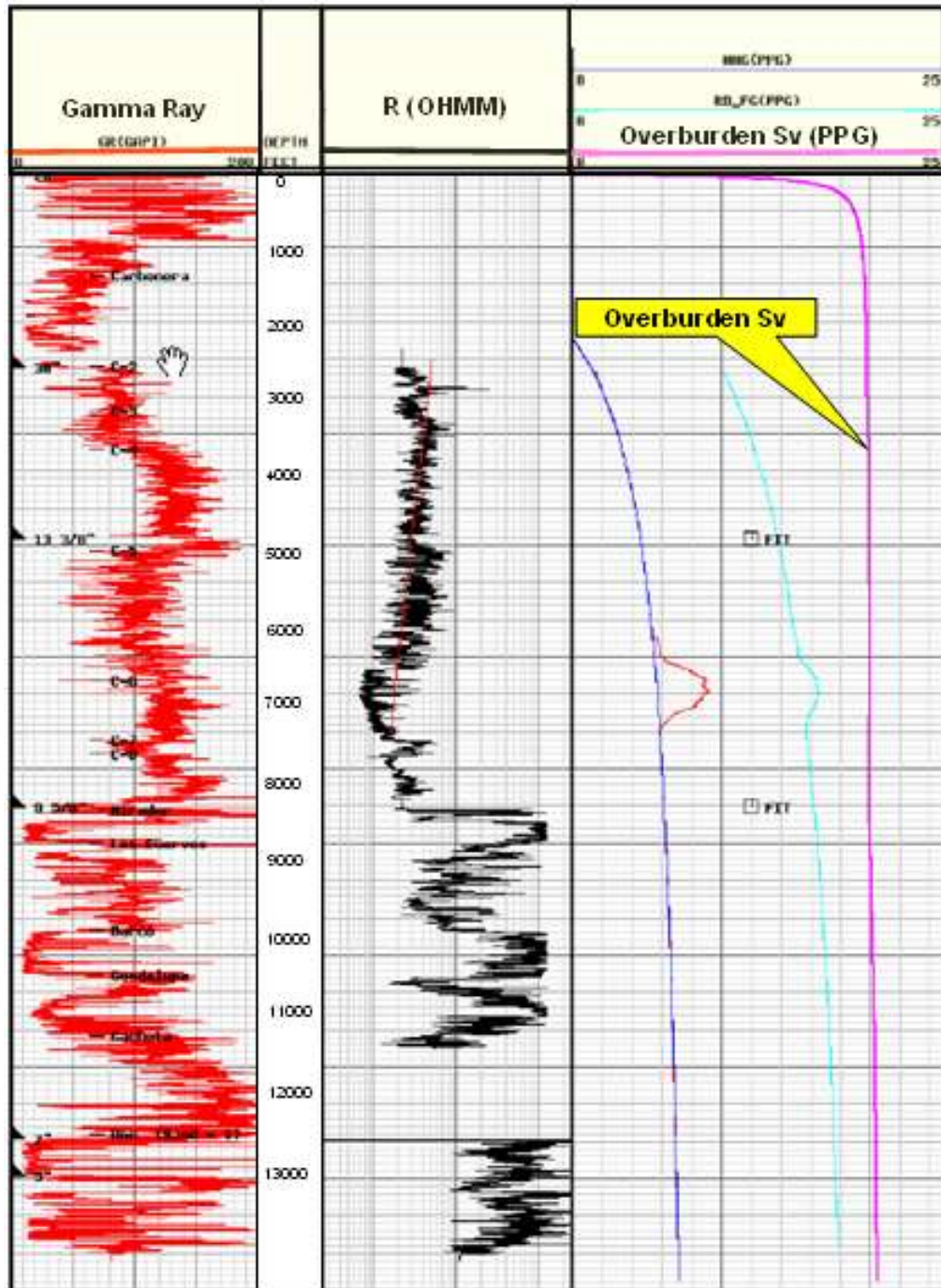
Este es un esfuerzo que se calcula a partir de los registros de densidad y pseudo densidad y mediante la ecuación de Gardner. Las curvas de  $S_v$  de ambos modelos fueron idénticas. (Figura 35). El cálculo del esfuerzo de sobrecarga  $S_v$  se realizó mediante la integración de los datos de densidad obtenidos de la curva de densidad representada por el registro de densidad RHOB, los datos se integraron desde superficie a profundidad total y donde el registro no presentaba datos se hicieron interpolaciones. El resultado de esta integración se presenta en la Figura 35 para Condor-1 y Figura 36 para Condor-2.

En la perforación de pozos petroleros es práctica común tomar registros de densidad únicamente en las formaciones de interés, en este caso en la Formación Mirador, lo que hace que para el cálculo de densidad en todo el pozo sea necesario generar registros sintéticos (es decir registros generados a partir de otros registros) como lo es el caso de los registros de pseudo densidad los cuales se obtienen tomando como insumo básico el registro sísmico (Delta T) el cual a diferencia de los de densidad se corre desde superficie hasta profundidad total. La Figura 34 es la resultante del cálculo de la presión de sobrecarga  $S_v$  mediante el registro sísmico (Delta T)



**Figura 35.** Cálculo de la curva de Gradiente de sobrecarga Sv a partir del registro sísmico (DT). Nótese que el registro sonido cubre el pozo desde la Formación Carbonera Unidad C2 hasta la profundidad total.

Los valores calculados para el gradiente de sobrecarga  $S_v$  están consignados en el Anexo 2. El gradiente de sobrecarga también se obtuvo partiendo de registros resistivos y usando la ecuación de Gardner para su cálculo (Figura 35)



**Figura 36.** Cálculo de la curva de Gradiente de sobrecarga  $S_v$  a partir de registros resistivos. Nótese la similitud con la curva de gradiente de sobrecarga calculado mediante registros sísmicos.

Para el pozo C3ndor-1 a una profundidad de 8525 Pies el gradiente de sobrecarga es aproximadamente 20ppg (libras por gal3n), por lo tanto el esfuerzo vertical Sv a esa profundidad se calcula de la siguiente manera:

$$S_v = 0.052 \times 20\text{ppg} \times 8525 \text{ Pies} = 8866 \text{ Psi o lo que es equivalente } 61.13 \text{ MPa}$$

Para C3ndor 2 el gradiente de sobrecarga es 20 ppg (libras por gal3n), por lo tanto el esfuerzo vertical Sv a esa profundidad es:

$$S_v = 0.052 \times 20\text{ppg} \times 8484\text{pies} = 8823 \text{ Psi o lo que es equivalente } 60.83 \text{ MPa}$$

Donde 0.052 es el factor de conversi3n que representa la relaci3n entre valores de gradiente de presi3n en ppg (libras por pulgada) y profundidad en pies para obtener valores de presi3n en psi.

Como se puede apreciar los valores de esfuerzo vertical Sv para ambos pozos son muy similares sin importar que en profundidad los pozos est3n separados 1000 metros.

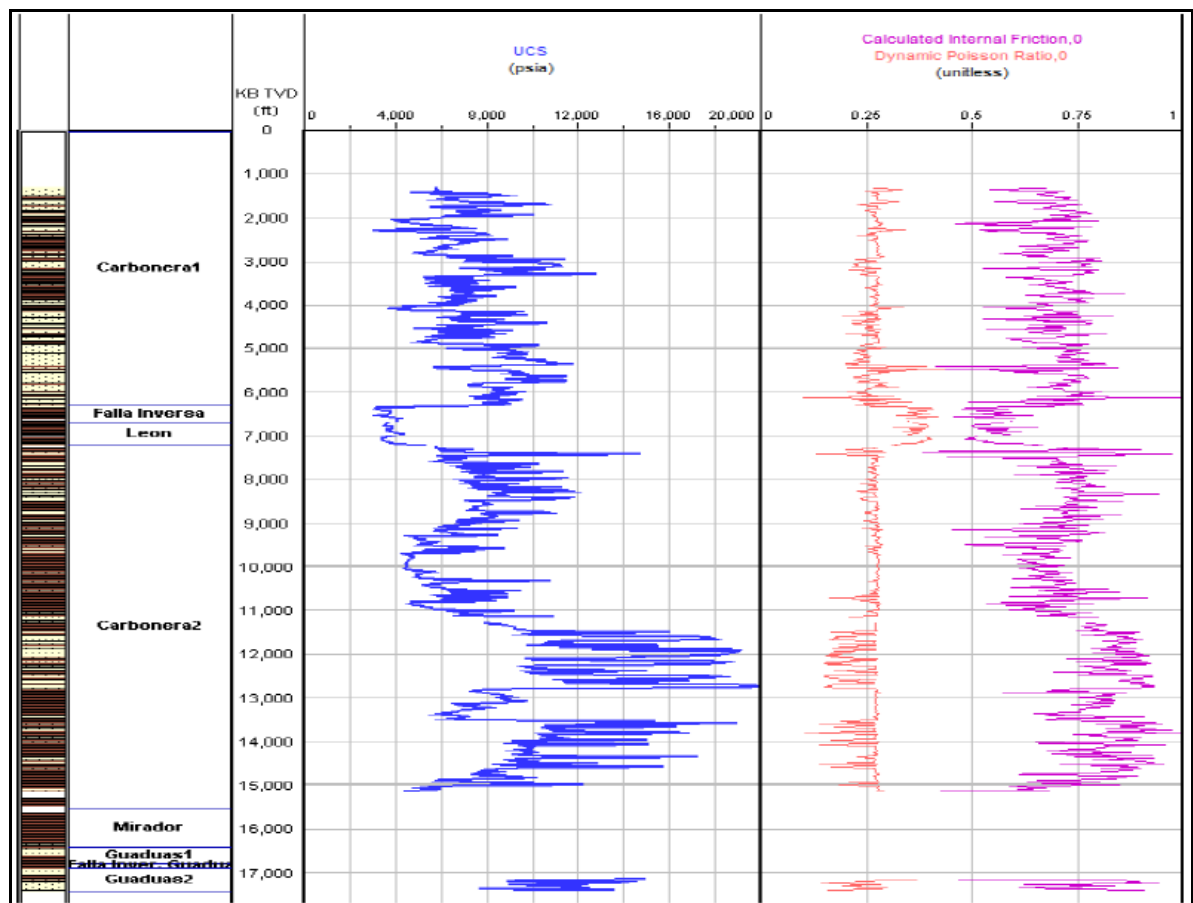
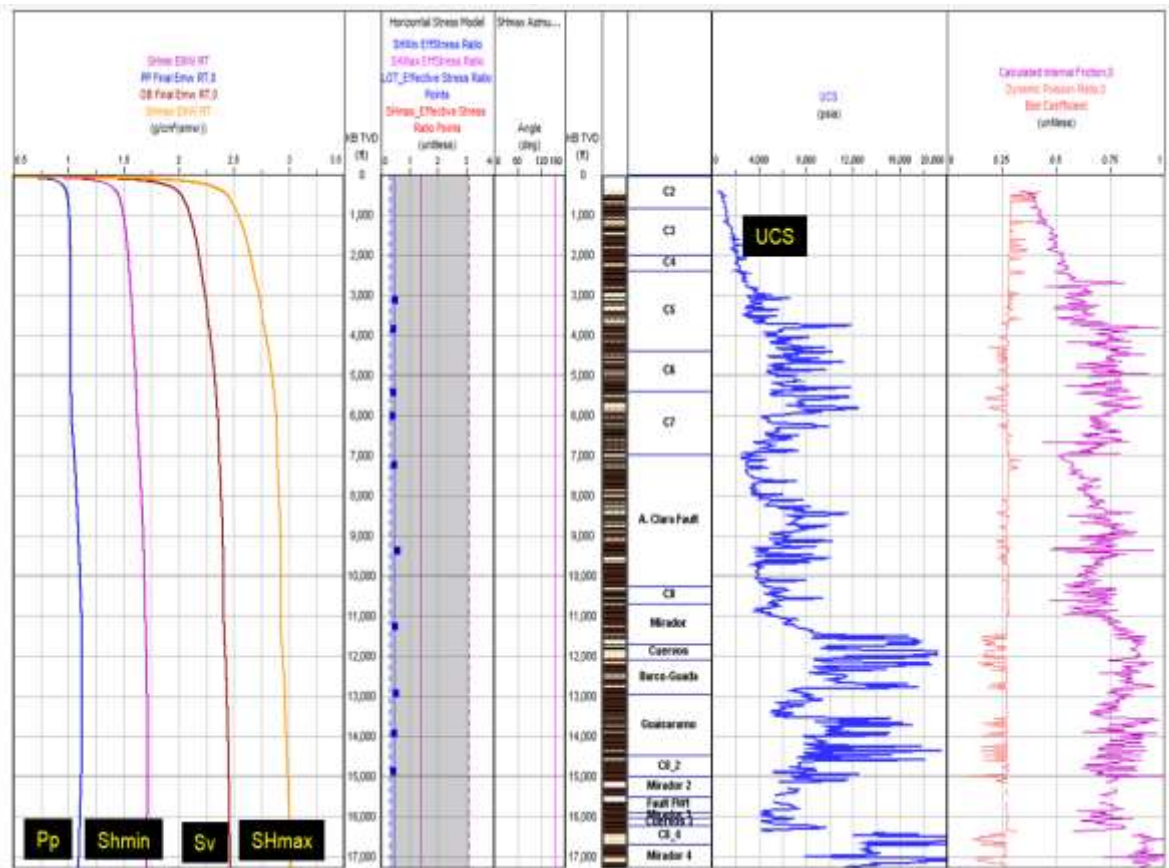


Figura 37. Propiedades de las rocas calculadas para el pozo Cumaral-1.

El modelo geomecánico para el campo se usó para predecir los pesos de lodos requeridos para prevenir el colapso del pozo así como las pérdidas de circulación. Durante la perforación, conocer la ventana de peso de lodo (los pesos de lodo requeridos para evitar colapso del pozo y pérdidas de circulación) es la clave para operaciones exitosas, y operaciones económica de completamiento de pozo. El resultado del modelo geomecánico para el área del Anticlinal del Guavio se observa en la Figura 38.



**Figura 38.** Modelo Geomecánico Integrado para el Anticlinal del Guavio.

### Cálculo del Esfuerzo Principal Máximo Horizontal SHmax

Teniendo en cuenta que la relación de esfuerzos efectivos máximos se definió como  $(SH_{max}-P_p)/(S_{ov}-P_p)$ , entonces se puede calcularse SHmax a partir de los valores de esfuerzos de sobrecarga (Sv) y presión de poros (Pp) calculados arriba:

En estos casos, la relación de esfuerzos efectivos máxima está entre 1.3 y 1.4. Entonces puede calcularse SHmax a partir de la sobrecarga.

El Coeficiente de Fricción Interna se calculó usando la correlación de Lal:

Fricción Interna=  $\tan(\arcsin((V_p-1)/(V_p+1)))$  [donde Vp es la velocidad de la onda de compresión]

La Relación de Poisson dinámica se calculó a partir de la siguiente relación elástica:  
 $\text{Poisson} = (V_p^2 - 2 \cdot V_s^2) / (2 \cdot (V_p^2 - V_s^2))$  [donde  $V_p$  es la velocidad de la onda de compresión y  $V_s$  es la velocidad de la onda de corte o cizalla]

### Magnitudes relativas de esfuerzos y la clasificación de Anderson

El régimen tectónico se define en términos de la relación entre el esfuerzo vertical ( $S_v$ ) y dos esfuerzos perpendiculares entre sí ( $S_{Hmax}$  y  $S_{Hmin}$ ).

**Tabla 7.** Magnitudes relativas de esfuerzos según el régimen de esfuerzos para El Cóndor-1 en la Formación Mirador. (Ver tabla Completa en Anexo A).  $S_v$ =Sobrecarga,  $S_{Hmax}$ = esfuerzo Principal Máximo Horizontal,  $S_{Hmin}$ = Esfuerzo principal Mínimo Horizontal,  $P_p$ = Presión de poro, PPG=Libra por Galon.

MD(ft)	$S_v$ (PPG)	$S_{Hmax}$ (PPG)	$S_{Hmin}$ (PPG)	$P_p$ (PPG)
8540	19.96	24.23	14.07	9.28
8556	19.96	24.23	14.08	9.28
8576	19.96	24.23	14.08	9.28
8592	19.96	24.23	14.08	9.29
8608	19.96	24.23	14.08	9.29
8624	19.96	24.23	14.08	9.29
8640	19.97	24.23	14.09	9.29
8656	19.97	24.24	14.09	9.3
8672	19.97	24.24	14.09	9.3
8688	19.97	24.24	14.09	9.3
8704	19.97	24.24	14.09	9.3
8720	19.98	24.25	14.1	9.3
8736	19.98	24.25	14.1	9.31
8752	19.98	24.25	14.1	9.31
8768	19.98	24.25	14.1	9.31
8784	19.99	24.26	14.11	9.31
8800	19.99	24.26	14.11	9.32
8816	19.99	24.26	14.11	9.32
8832	19.99	24.26	14.11	9.32
8848	20	24.27	14.12	9.32
8864	20	24.27	14.12	9.32
8880	20	24.27	14.12	9.33
8900	20	24.26	14.12	9.33
8916	20	24.26	14.12	9.33
8932	20	24.27	14.12	9.33
8948	20	24.27	14.12	9.34
8964	20	24.27	14.13	9.34
8980	20	24.27	14.13	9.34
9000	19.99	24.26	14.13	9.34



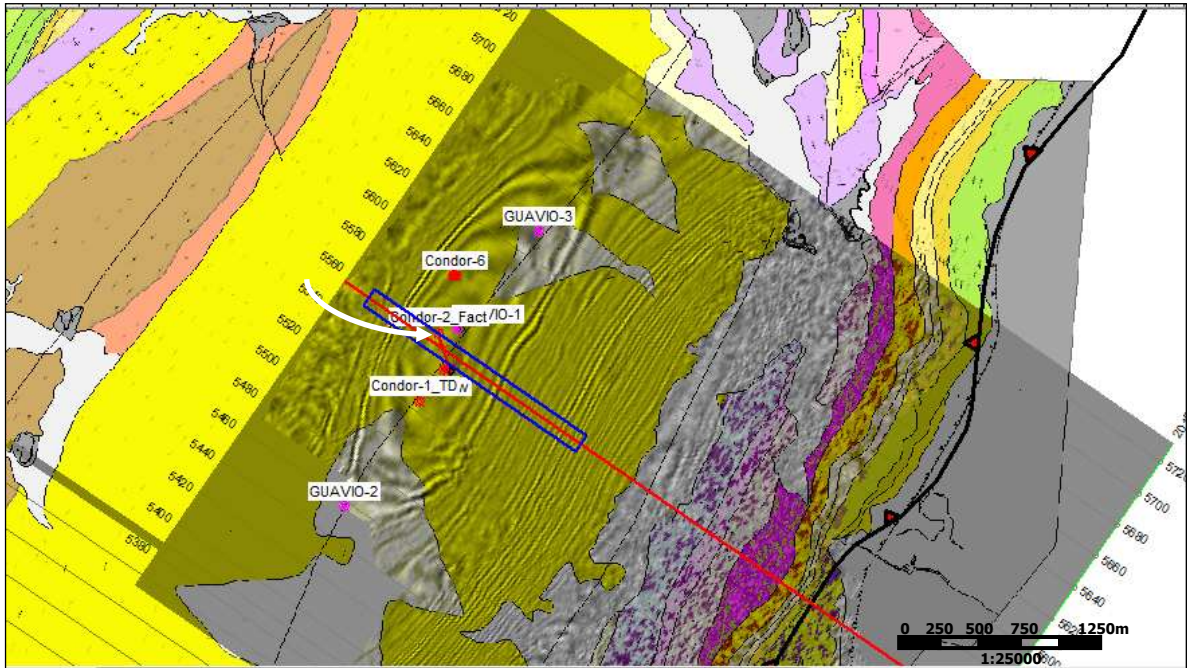
**Tabla 8.** Magnitudes relativas de esfuerzos según el régimen de esfuerzos para Cónдор-2 en la Formación Mirador. (Ver tabla Completa en Anexo A). Sv=Sobrecarga, SHmax= esfuerzo Principal Máximo Horizontal, Shmin= Esfuerzo principal Mínimo Horizontal, Pp= Presión de poro, PPG=Libra por Galón.

MD(ft)	Sv(PPG)	SHmax(PPG)	Shmin(PPG)	Pp(PPG)
9354	20.02	24.28	14.16	9.39
9370	20.02	24.28	14.17	9.39
9386	20.02	24.28	14.17	9.39
9402	20.02	24.28	14.17	9.39
9418	20.03	24.28	14.17	9.4
9434	20.02	24.28	14.17	9.4
9450	20.03	24.28	14.17	9.4
9466	20.03	24.28	14.17	9.4
9482	20.03	24.28	14.18	9.4
9498	20.03	24.28	14.18	9.41
9514	20.03	24.28	14.18	9.41
9534	20.02	24.26	14.17	9.41
9550	20.02	24.27	14.18	9.41
9566	20.02	24.27	14.18	9.41
9582	20.03	24.27	14.18	9.42
9598	20.03	24.27	14.18	9.42
9614	20.03	24.27	14.18	9.42
9630	20.03	24.27	14.19	9.42
9646	20.03	24.27	14.19	9.42
9662	20.03	24.28	14.19	9.42
9678	20.03	24.28	14.19	9.43
9694	20.04	24.28	14.19	9.43
9710	20.04	24.28	14.19	9.43
9726	20.04	24.28	14.19	9.43
9742	20.04	24.28	14.2	9.43
9758	20.04	24.28	14.2	9.44
9774	20.04	24.28	14.2	9.44
9790	20.04	24.28	14.2	9.44
9806	20.04	24.28	14.2	9.44

De la observación de la Tabla 7 y la Tabla 8 se deduce que el régimen de esfuerzos in-situ actualmente, para los pozos Cónдор-1 y Cónдор-2 es Rumbo deslizante: **SHmax > Sv > SHmin**

## 5.2 PATRONES DE FRACTURAMIENTO MEDIANTE INTERPRETACIÓN DE IMÁGENES DE POZO

Mediante esta investigación se determinan los patrones de fracturamiento del Anticlinal del Guavio para la Formación Mirador en el área de los pozos Cónдор-1 y Cónдор-2 recurriendo al uso de imágenes de pozo. De aquí que los resultados se suscriben a esta área y constituyen el punto de partida para en entendimiento del comportamiento de las fracturas en profundidad en este sector del Piedemonte Llanero de Colombia. El tope de la Formación Mirador se encuentra a 8550 pies y 9360 pies para los pozos Cónдор-1 y Cónдор-2 respectivamente y estos están separados entre si en subsuelo una distancia aproximada de 1000 pies, (Figura 39). A continuación se presentan los resultados del análisis de fracturas mediante la interpretación de las imágenes UBI y FMI para cada uno de los dos pozos del estudio.



**Figura 39.** Mapa de localización de los pozos Cónдор-1 y Cónдор-2. Time slice a 1734 ms, tope de la Formación Mirador, sobrepuesta se encuentra la geología, en amarillo el Terciario, Gris=cuaternario, Verde=Cretáceo, Morado = Paleozoico. (Lukoil 2011).

Las fracturas se clasificaron de acuerdo a su orientación de rumbo y buzamiento, este análisis se hizo por medio de imágenes, y en general se clasificaron en fracturas de alta calidad y fracturas de baja calidad, siendo las primeras las que muestran la mejor respuesta a la herramienta de imágenes, además de las fracturas, el uso de imágenes de pozo permitió determinar características geológicas tales como estratificación, dirección de esfuerzos y otras que a continuación se describen.

### 5.2.1 Resultados del Análisis de Imágenes UBI En el Pozo Cónдор-1

En el pozo Cónдор-1 se adquirieron imágenes tipo UBI (*Ultra Sonic Borehole Imager*) en el intervalo 8545 pies a 8950 pies en la Formación Mirador. Los 405 pies de formación que cubre la imagen se

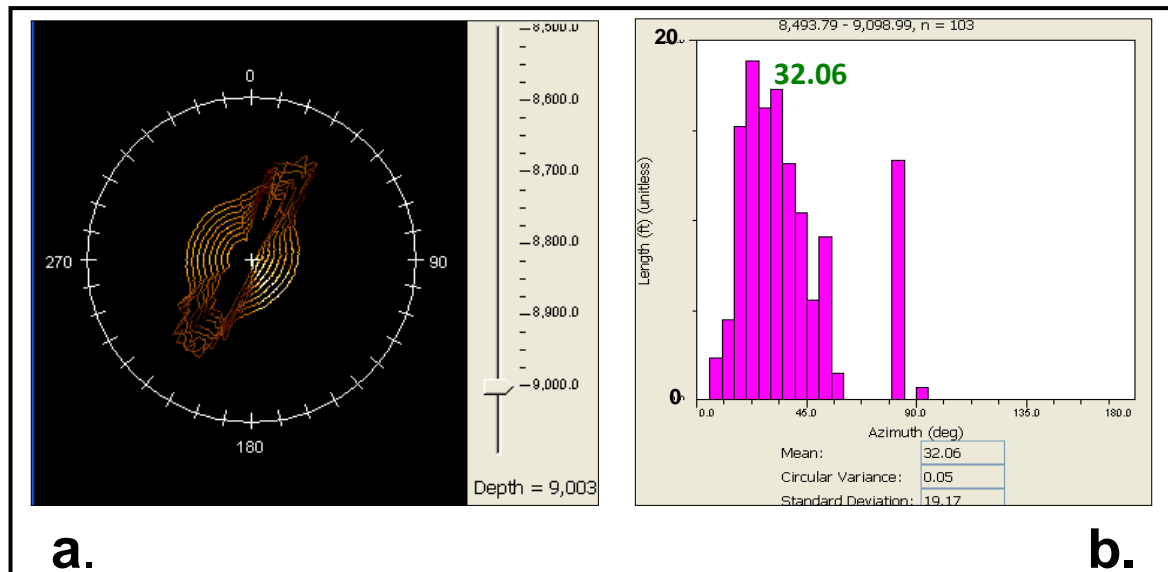
dividieron en intervalos para facilitar su análisis y observar el comportamiento de los elementos observados según los cambios litológicos. Además de las fracturas se identificaron *Breakouts*, y planos de estratificación. A continuación se describen las características encontradas en el intervalo total analizado y posteriormente en cada una de las secciones litológicas en que se dividió la Formación Mirador.

### INTERPRETACION Y ANALISIS EN EL INTERVALO TOTAL 8545 PIES – 8950 PIES

La imagen UBI (*Ultra Sonic Borehole Imager*) adquirida en el pozo Cónдор-1, cubre la Formación Mirador en un intervalo de 405 pies que va desde 8545 pies hasta la profundidad 8950 pies. El tope de la imagen inicia en las arcillolitas de la base de la Formación Carbonera Unidad C8 y finaliza en las arcillolitas de la Formación Los Cuervos. Las características interpretadas en la imagen son Fracturas Naturales, fracturas inducidas por la perforación, planos de estratificación y *breakouts*, en el Anexo 5 presenta toda la sección interpretada.

#### Análisis de Breakouts

En total se interpretaron 103 *breakouts* u ovalidades del hueco cuya orientación y estadísticas se presentan en la Figura 40.



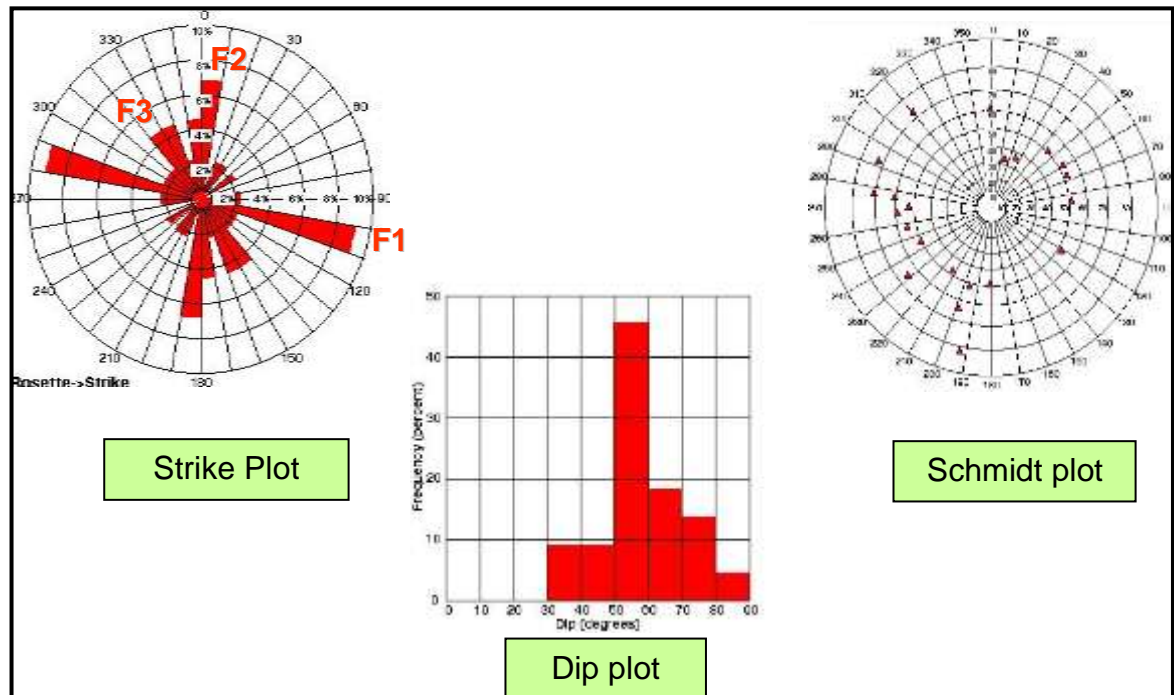
**Figura 40.** a) Análisis de *Breakouts* en el Pozo, se observa la elongación de las paredes del pozo en dirección NNE. b) Representación de las orientaciones de *breakouts* a lo largo de la formación, el valor 32.06 corresponde a la dirección promedio de los *breakouts*.

Como se observa en la Figura 40a los *breakouts* exhiben un rumbo NE-SW con un Angulo promedio de 32.06 grados, puesto que la dirección de *breakouts* en pozos subverticales corresponde al Esfuerzo Principal Mínimo Horizontal  $Sh_{min}$ , de aquí se establece que para el pozo Cónдор-1 la dirección de  $Sh_{min}$  = 32.06 grados, por consiguiente la dirección del esfuerzo principal

máximo horizontal es la perpendicular al valor de  $Sh_{min}$  encontrado, por lo tanto  $SH_{max} = 32.06 + 90$  es decir  $SH_{max} = 122.06$  grados. La longitud promedio de las zonas de *breakouts* es de 15 pies lo que indica una amplia zona de deformación por acción de los esfuerzos *in situ*.

### Fracturas Naturales

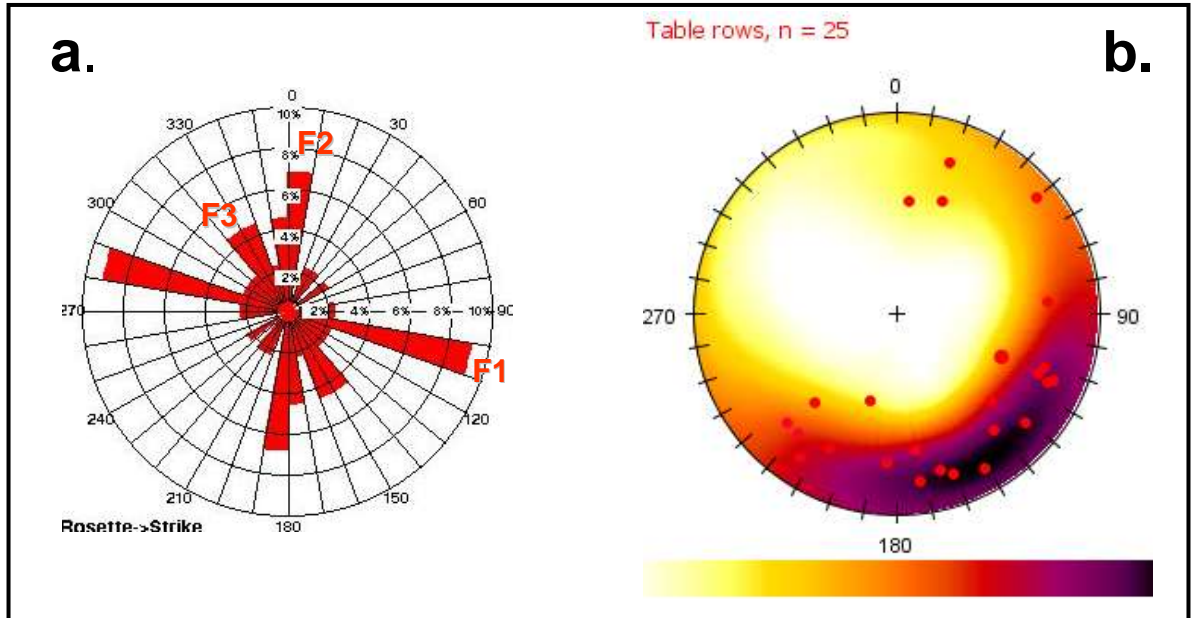
La Figura 41 presenta las fracturas naturales interpretadas sobre imagen UBI en el pozo Cónдор-1.



**Figura 41.** Familias de Fracturas de naturales de Alta Calidad según su rumbo y buzamiento. El diagrama estereoplot de rumbo muestra tres conjuntos de fracturas bien diferenciados, mientras que el diagrama de frecuencias de buzamiento muestra que predominan las fracturas con buzamientos mayores a 50 grados.

Sobre la imagen se interpretaron en total veintidós fracturas naturales de alta calidad en todo el intervalo registrado, estas fracturas corresponden a aquellas que en razón de su apertura y longitud presentaron mejor respuesta ante el registro de imagen. Se observa un tren predominante de fracturas cuyo rumbo es  $N70^{\circ}W$  al cual se denominó Familia 1 (F1), un segundo tren en dirección  $N10^{\circ}E$  al que se denominó Familia 2 (F2) y un grupo más pequeño de fracturas en dirección  $N30^{\circ}W$  al que se llamó Familia-3 (F3). (Figura 41). Se identificaron algunas microfracturas sobre la imagen pero debido a su tamaño y carencia de continuidad no fue posible dibujar tales eventos.

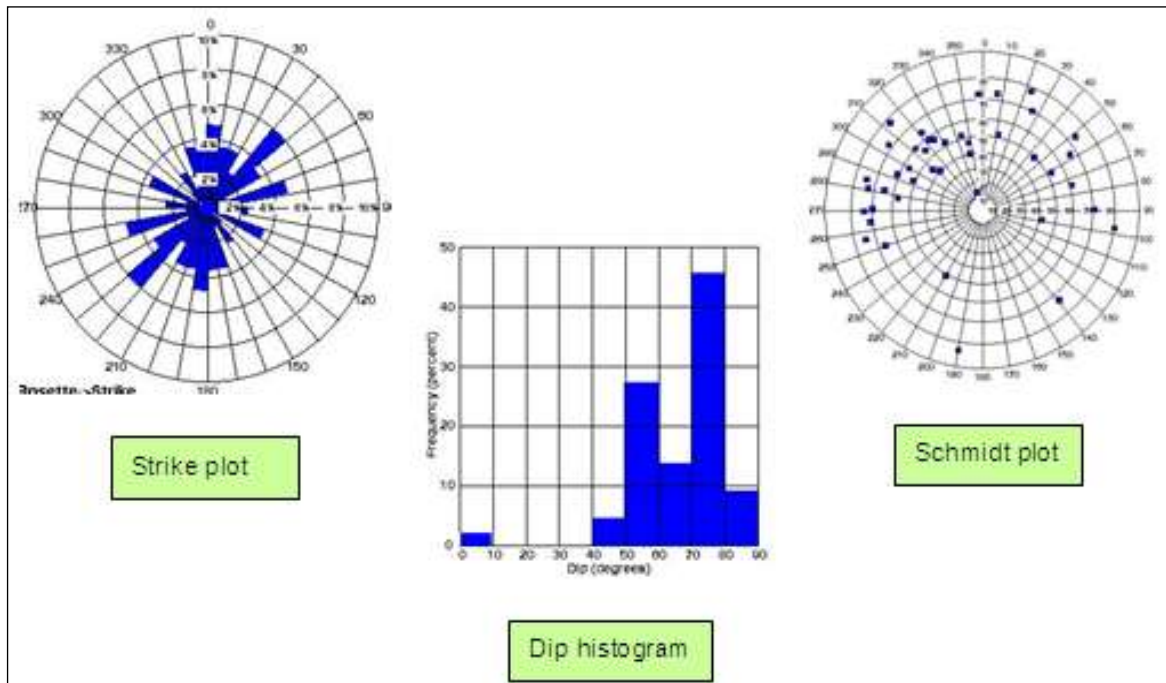
En toda la Formación Mirador predominan las fracturas con altos buzamientos, es decir aquellas cuyos valores de buzamiento superan los 50 grados. La Figura 42 presenta el comportamiento de los polos de las fracturas en todo el intervalo de la Formación Mirador.



**Figura 42.** a) Diagrama de rosa representando las familias de fracturas según el rumbo. b). Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todas las fracturas en el intervalo, los puntos rojos representan los polos de las fracturas.

Puesto que los polos de las fracturas corresponden a la línea perpendicular al plano de cada fractura, se observa en la Figura 42b que la mayor concentración de polos está entre los Azimut 170 a 200 grados, polos asociados a las fracturas de la que se ha llamado Familia-1 que es una familia predominantemente de orientación Oeste-Este.

También se identificaron cuarenta y seis fracturas naturales cuyo contraste en la imagen UBI no es tan marcado como en las fracturas de alta calidad, a este grupo de fracturas se les llamo de baja calidad, ellas exhiben una distribución homogénea principalmente en las areniscas con una densidad promedio de tres fracturas por pie. La orientación de estas fracturas se encuentra predominantemente en el rumbo N50°E y un patrón secundario de rumbo N10°E que coincide con la orientación de las fracturas de la Familia-2 (Figura 43). Estas fracturas de baja calidad presentan buzamientos bimodales tal como se aprecia en la Figura 43 con valores que oscilan entre los 50 y 80 grados.

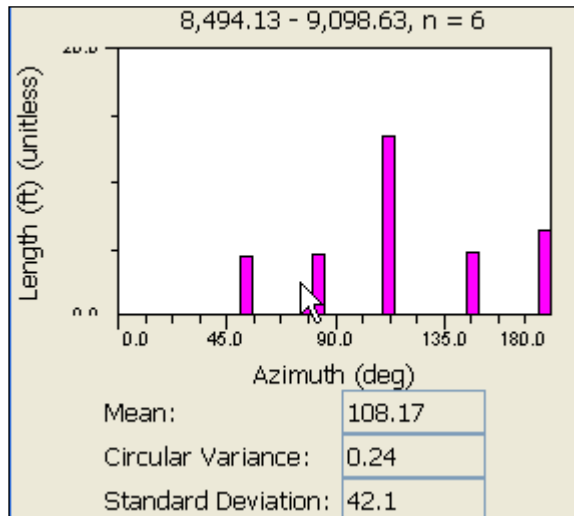


**Figura 43.** Orientación de las Fracturas de Baja Calidad. El diagrama de rosa presenta la orientación preferencial de las fracturas en dirección N50°E, los ángulos de buzamiento son altos con valores preferenciales entre 50 y 80 grados. El diagrama de Smith demuestra que los planos de las fracturas tienen vergencia preferencial NNW.

### Fracturas inducidas por Tensión

Las fracturas inducidas por tensión representan en pozos verticales o subverticales tales como El Cóndor-1 la dirección aproximada del esfuerzo máximo horizontal SHmax. Para todo el intervalo del pozo se obtiene un valor promedio del Azimut SHmax = 108.17 Grados. (Figura 44)

Estas fracturas son evidentes en las imágenes UBI ya que se muestran como discontinuidades en la dirección del eje del pozo. Se identificaron seis de estas fracturas entre las profundidades 8494 pies y 9098 pies distribuidas alrededor de las paredes del pozo. Su dirección promedio es Azimut=108 grados

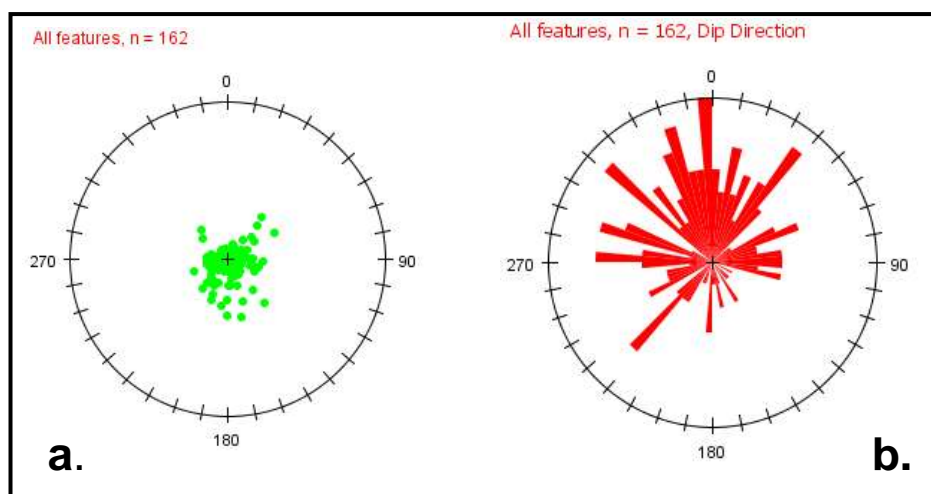


**Figura 44.** Fracturas Inducidas por Tensión. Hay una distribución de estas fracturas siguiendo la circunferencia de las paredes del pozo. El Azimut promedio para estas fracturas es 108.17 el cual es una buena aproximación al azimut de SHmax.

### Estratificación

Sobre la imagen UBI los planos de estratificación se reconocen como planos que cortan las paredes del hueco y muestran un patrón sinusoidal sobre la imagen. Este patrón es oscuro o brillante dependiendo de la impedancia acústica de la formación circundante.

Se interpretaron ciento sesenta y dos planos de estratificación los cuales exhiben un tren de azimut constante sobre todo el intervalo registrado con algunos incrementos en buzamiento debidos principalmente a cambios litológicos. Aunque la herramienta UBI no es la ideal para medir buzamientos los resultados muestran en general pequeños valores de buzamientos los cuales en general no exceden los diez grados en dos direcciones predominantes a saber NS y EW (Figura 45a y 45b).

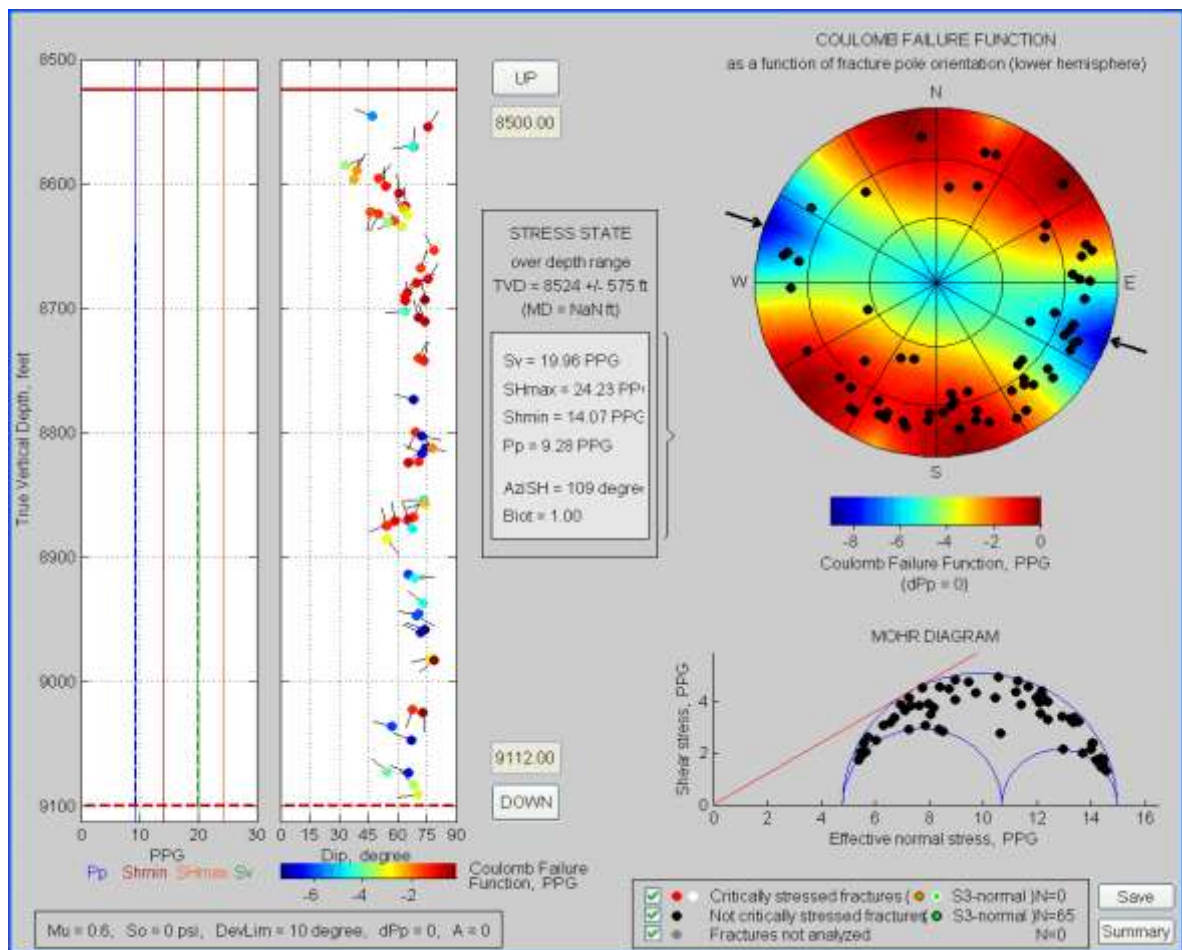


**Figura 45.** a) Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todos los estratos en el intervalo.

La concentración de los polos de los estratos hacia el centro del estereograma demuestra que los estratos son sub-horizontales b) Diagrama de Rosa que presenta la dirección de Buzamiento de estratos en Función del Azimut, obsérvese la predominancia NS Y EW en las direcciones de buzamientos.

### Análisis de Mohr- Coulomb para el Intervalo Total

Mediante este análisis se logró establecer las zonas de fracturas críticamente estresadas y óptimamente orientadas es decir aquellas fracturas que según el régimen de esfuerzos a que están sometidas y por su orientación, están predispuestas a la falla por fricción lo cual favorece la permeabilidad. A continuación se presentan los diagramas de Mohr-Coulomb que representan estas características para todas las fracturas interpretadas en el pozo Cónдор-1.



**Figura 46.** Diagrama Mohr-Coulomb para el intervalo Total 8545 pies -9100 pies. A la izquierda las magnitudes de los esfuerzos principales y la población de fracturas. Los colores de las fracturas siguen la escala según la magnitud de de la Función de Falla de Coulomb (FFC). Menor FFC en color azul mientras los valores de FFC más altos se representan en rojo. A la derecha el diagrama de Mohr-Coulomb representando los polos de las fracturas y las zonas favorecidas por los esfuerzos. Las flechas externas al círculo representan el esfuerzo principal máximo horizontal Shmax.



La Figura 46 muestra a la izquierda el modelo geomecánico con los valores graficados de Presión de Poro, Esfuerzo Horizontal Mínimo  $\sigma_{\text{hmin}}$ , Esfuerzo Horizontal Máximo  $\sigma_{\text{hmax}}$ , y Esfuerzo de Sobrecarga  $S_v$ . La población de fracturas se representa mediante una escala de colores donde los tonos azules representan valores bajos de la magnitud de la Función de Falla de Coulomb, FFC (Ecuación 8) y los tonos rojos FFC altos. A la derecha superior se representan los polos de los planos de las fracturas sobre una proyección estereográfica del hemisferio inferior. La escala de color en este diagrama representa la proximidad de estos planos a la falla por fricción. El dibujo inferior representa la misma distribución de polos de fracturas en un diagrama 3D de Mohr. Aquí los puntos negros representan los polos de los planos de fractura estables. Aunque se observa cierta dispersión en los datos, las fracturas más permeables son aquellas que están más cerca de la que se ha llamado línea de falla de Coulomb, es decir la línea roja tangente al círculo de Mohr. A esta pendiente se le llama  $\mu_f$  el cual es un coeficiente adimensional de fricción que experimentalmente se ha encontrado que oscila entre 0.6 y 0.8. Para las areniscas de la Formación Mirador se tomó el valor de 0.6. Como resultado de este análisis se establece que todas las fracturas presentan altos buzamientos y que por lo tanto son sub-perpendiculares a los estratos. Se interpretan como fracturas críticamente estresadas a aquellas que están más cerca a la línea de falla de Coulomb y fracturas estables a las que se alejan de la línea. Sobre el estereograma se interpretan las fracturas críticamente estresadas como aquellas cuyos polos de sus planos caen sobre las zonas rojas en el estereograma es decir donde la relación de falla de Coulomb (Ecuación 8) se hace más positiva, esta población de fracturas críticamente estresadas y óptimamente orientadas son las que favorecen la permeabilidad.

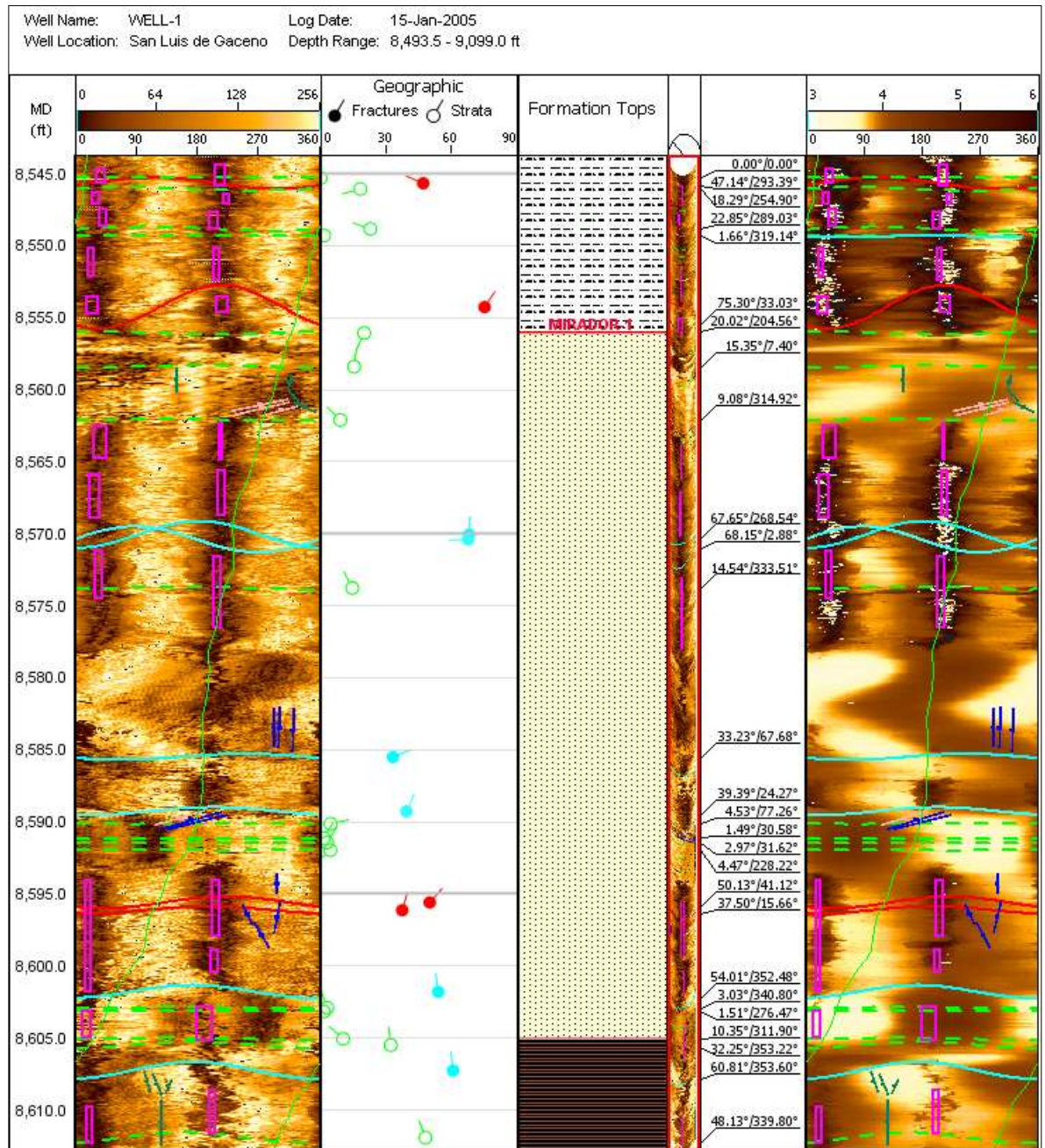
A continuación se presentan los resultados del análisis de fracturas a lo largo de la Formación Mirador en el pozo Cóndor-1 mediante la interpretación de las imágenes UBI. Por cada intervalo se extraerán los resultados del comportamiento de las fracturas frente al estado de esfuerzos en la sección, además se interpretan y analizan otros elementos tales como *breakouts* y estratificación. Se interpretan principalmente los intervalos de areniscas por cuyas fracturas se espera que fluyan los hidrocarburos.

### **Intervalo 8545 pies – 8610 pies**

Esta sección se inicia en la base de la Formación Carbonera Unidad C8 y la entrada a las areniscas de la sección superior de la Formación Mirador, o Mirador-1 como operativamente se le llama. La población de fracturas naturales de alta calidad en el intervalo es escasa pues solo se observan cuatro de ellas, y las principales están en la región de areniscas a 8595 pies, los buzamientos de estas fracturas son altos y sus direcciones no tienen un patrón definido. La razón para que se identifiquen pocas fracturas de alta calidad se debe a que la calidad de la imagen no favorece la interpretación. Predominan las fracturas de baja calidad en buzamientos superiores a 50 grados. También se observan abundantes planos de estratificación de bajo buzamiento y dirección predominante NNW.

Los *breakouts* (zonas verticales oscuras en la imagen) son evidentes y permiten interpretar una buena cantidad de ellos, prueba del grado de deformación que por efecto de los esfuerzos horizontales esta sometida esta sección del pozo. La identificación de estas zonas de ovalidades permitirá como se verá más adelante, poder determinar con buena precisión la dirección del

esfuerzo principal mínimo horizontal  $S_{hmin}$  y por consiguiente el valor de  $S_{hmax}$  pues como se sabe este es perpendicular a  $S_{hmin}$ .

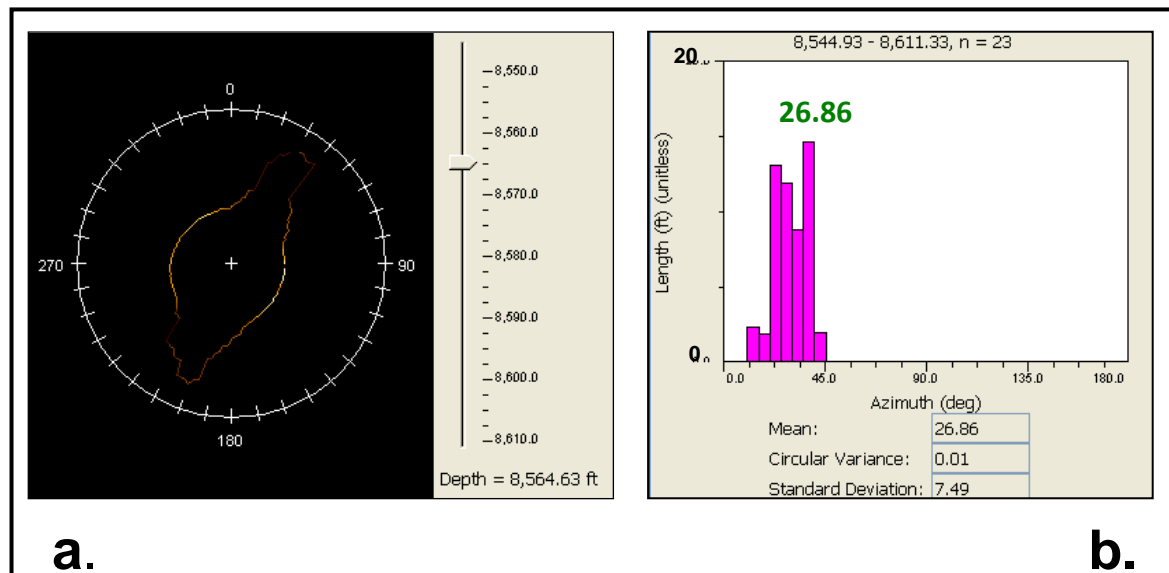


**Figura 47.** Interpretación de fracturas en el intervalo 8545 pies a 8610 pies. Las imágenes representan el desarrollo de la superficie cilíndrica de las paredes del pozo. Las fracturas naturales de alta calidad son los sinusoides de color rojo, las fracturas de baja calidad se representan con color azul claro. Los rectángulos color magenta representan los breakouts, los sinusoides verdes os planos de estratificación y en color azul oscuro se interpretan las fracturas inducidas por tensión.

En la Figura 47 a la izquierda se observa la imagen UBI representando el desarrollo del cilindro que corresponde a las paredes del pozo en cuadrantes de 90 grados. Sobre esta imagen se interpretan características litológicas como fracturas y estratificación. Los *breakouts* siguen los tonos oscuros de la imagen y se desarrollan en la vertical. Al centro de la figura las fracturas y planos de estratificación representados según su rumbo y buzamiento.

Sobre la sección cilíndrica de la imagen se representa cada uno de los elementos interpretados con sus respectivos valores numéricos de rumbo y buzamiento. A la derecha la imagen original en una escala de tiempos de transito que permite identificar claramente los *breakouts*.

### Breakouts



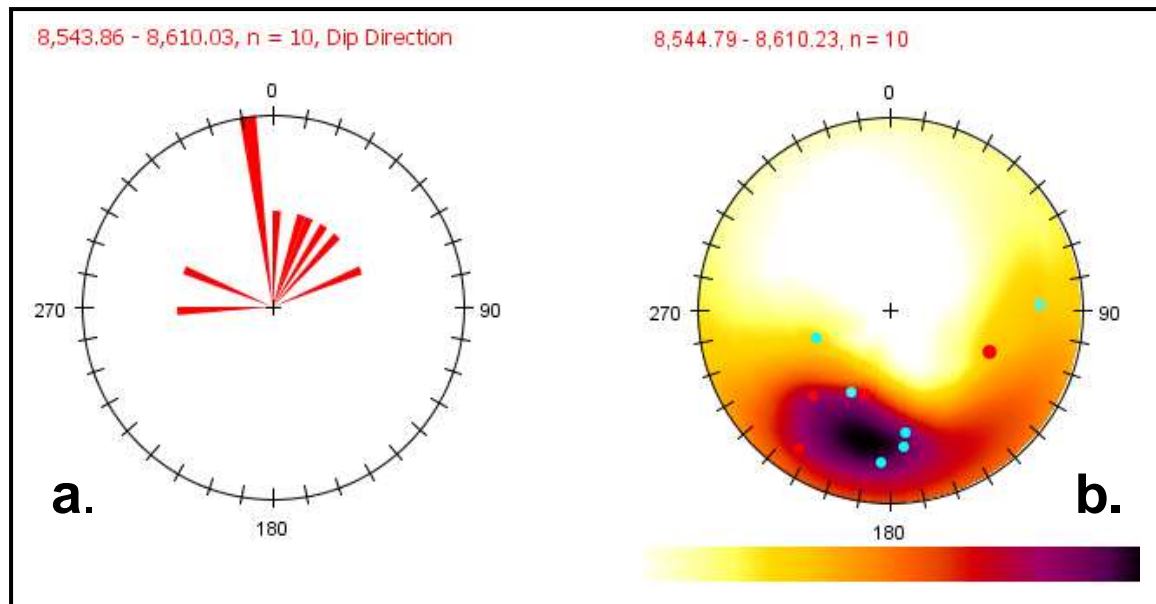
**Figura 48.** a) Análisis de *Breakouts* en el intervalo, se observa la elongación de las paredes del pozo en dirección NNE. b) Representación de las orientaciones de *breakouts* a lo largo de la formación, el valor 26.86 corresponde a la dirección promedio de los *breakouts* en esta sección así como su longitud.

Se interpretaron 23 zonas de *breakouts* con una dirección predominante NNE y Azimut promedio de 26.86 Grados, un poco menor del obtenido para toda la sección de la Formación Mirador (32.06 grados) tal como se aprecia en la Figura 51a. Estas ovalidades se dan especialmente en la zona de areniscas masivas (Figura 48) lo que demuestra la magnitud de los esfuerzos a que esta siendo sometida esta sección

### Fracturas Naturales

En esta sección de la columna hay pocas fracturas naturales, se identificaron cuatro fracturas de alta calidad y seis de baja calidad. Como el intervalo es de 65 pies se puede hablar de una densidad

de fracturas de 0.15 fracturas por pie es decir una población muy baja. La Figura 49a representa la dirección preferencial de buzamiento de estas fracturas en sentido NNE. El diagrama de polos de los planos de fractura muestra mayor concentración entre los azimuts 170 a 200 grados lo que indica que las fracturas tienen rumbo preferente Oeste-Este es decir son sub-perpendiculares al eje del Anticlinal del Guavio. (Figura 49b).

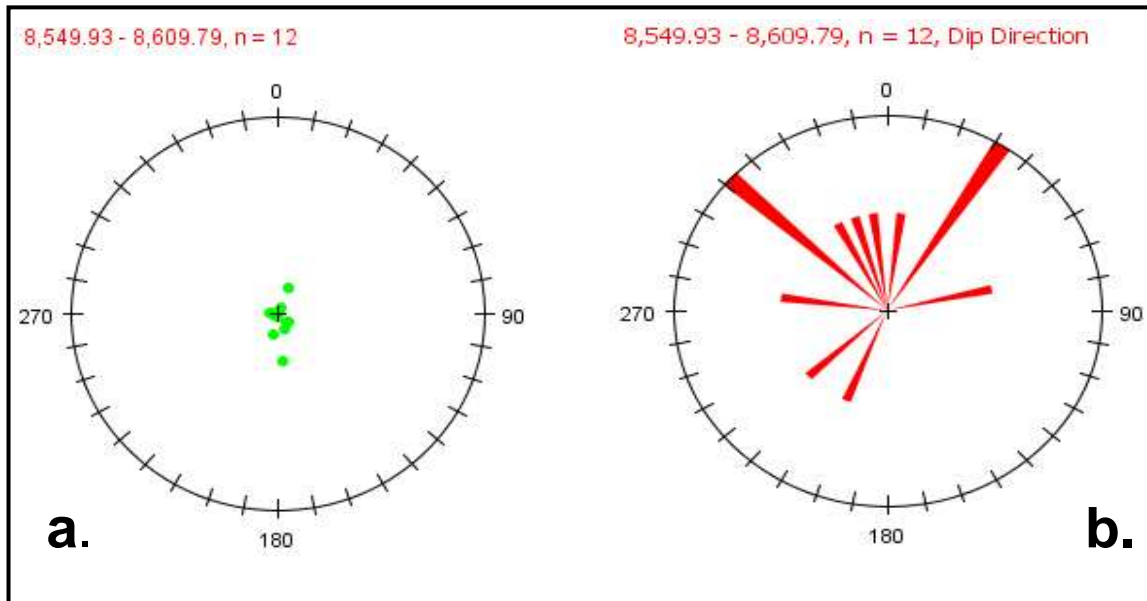


**Figura 49.** a) Diagrama de Rosa mostrando la dirección de buzamiento de Fracturas en Función del Azimut. b) Estereograma del hemisferio inferior, proyección de los polos para todas las fracturas en el intervalo. Fracturas de alta calidad en rojo y fracturas de baja calidad en azul. Obsérvese la concentración de polos en la dirección SSW

El intervalo de 65 pies tiene una población de nueve fracturas naturales, es decir una fractura cada siete pies. Hay dos direcciones predominantes de fracturas cuyos Azimut son 350 grados y 30 Grados respectivamente con ángulos de buzamientos entre 50 y 75 grados. (Figuras 49 a y b). La Figura 49b muestra los polos de los planos de las fracturas concentrados principalmente en dirección SSW en un área comprendida entre los 170 y 210 grados de azimut lo que demuestra que estas fracturas están orientadas en dirección Oeste-Este.

La Figura 50a muestra que los estratos tienen poco ángulo de inclinación, algunos buzando en dirección NNW y otros en dirección NNE. Los valores de buzamientos oscilan entre los 2 y los 22 Grados siendo el buzamiento promedio de 13 grados. El rumbo de los estratos es N30°E y N50°W. (Figuras 50a y 50b).

## Estratificación

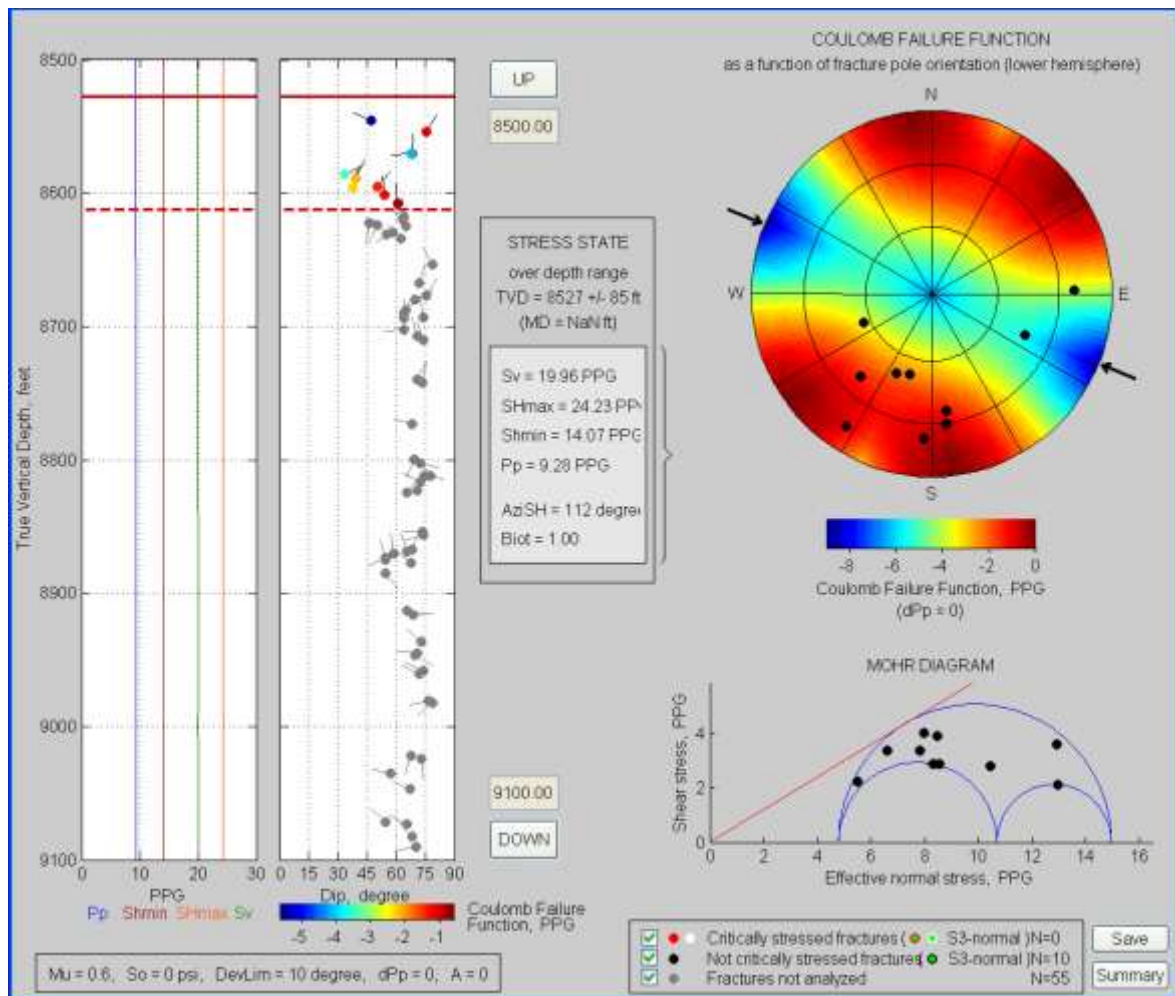


**Figura 50.** a) Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todos los estratos en el intervalo. b) Diagrama de Rosa que representa la dirección de buzamiento de estratos en Función del Azimut.

## Análisis de Mohr- Coulomb para el Intervalo

Este análisis permite establecer cuales son las zonas que de acuerdo a los esfuerzos y dirección de los mismos dan lugar a sectores con fracturas críticamente estresadas y por consiguiente con mas probabilidades de ser permeables. El análisis inicialmente muestra zona por zona las mejores probabilidades de fracturas permeables de acuerdo al criterio de falla de Coulomb. (Figura 51).

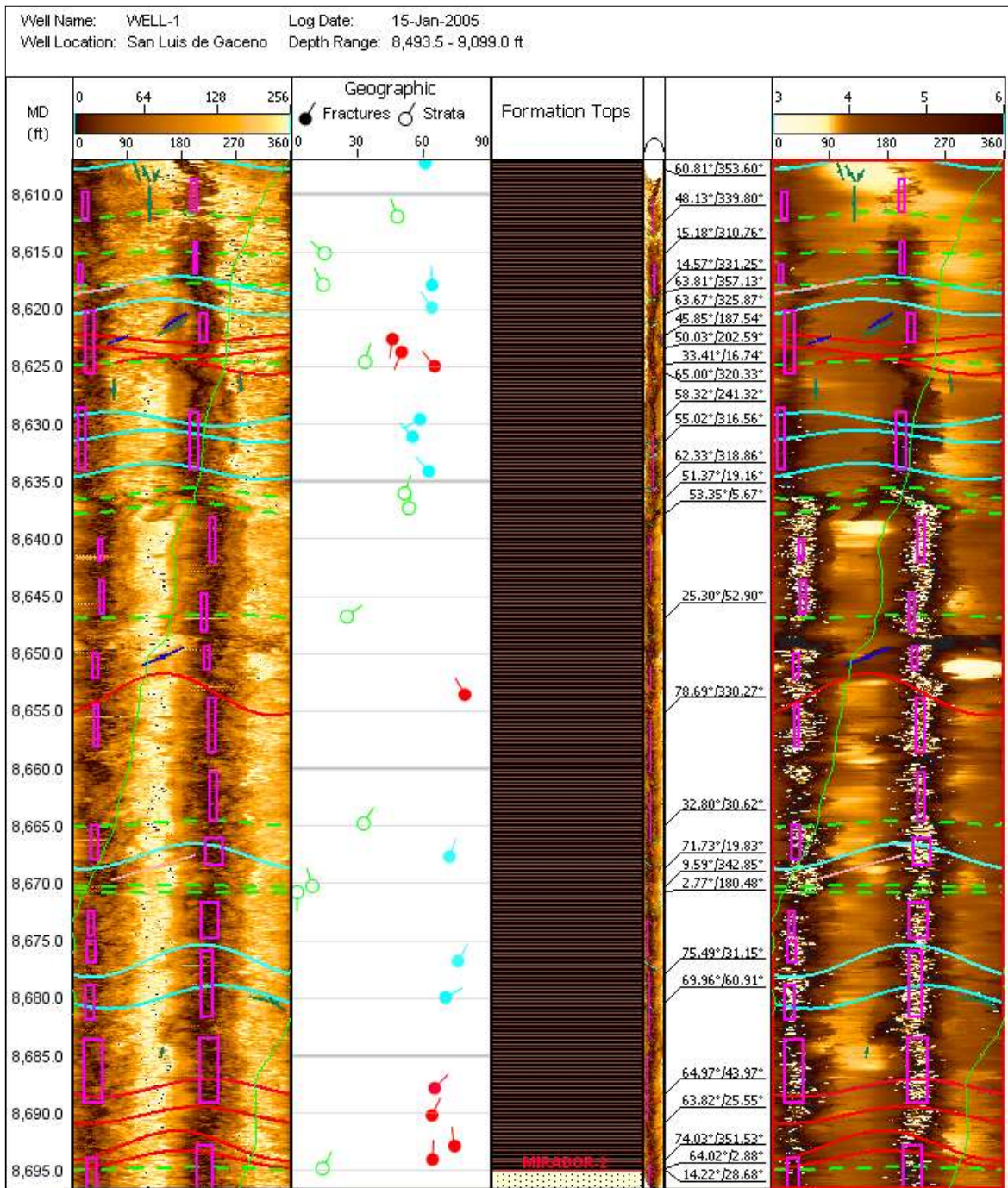
Como se aprecia en la Figura 51 la zona en rojo en dirección 128 a 240 azimut es una zona que favorece la relación de Coulomb es decir es una zona donde los planos de las fracturas tienen la posibilidad de sufrir deslizamiento y por lo tanto falla o ruptura. Si se observa el diagrama 3D de Mohr donde los polos de las fracturas se alejan de la pendiente de falla se puede decir que en esta zona no hay fracturas críticamente estresadas y que por lo tanto las fracturas de esta zona no favorecen la permeabilidad, por consiguiente es muy probable que estas fracturas no sean productoras de hidrocarburos.



**Figura 51.** Diagrama Mohr-Coulomb Análisis para el intervalo 8545 pies -8610 pies. A la izquierda las magnitudes de Sv, Shmax, Shmin y Presiona de poros A la derecha estereograma del hemisferio inferior donde los puntos negros representan los polos de los planos de fracturas. En la parte inferior circulo de Mohr con la posición de los planos de fracturas. Las flechas externas al circulo representan el esfuerzo principal máximo horizontal Shmax.

### Intervalo 8610 pies – 8695 pies

Intervalo predominantemente arcilloso de color gris claro a oscuro (Figura 52) es lo que se conoce como el segmento arcilloso intermedio de la Formación Mirador, divide el Mirador Superior del Mirador inferior. En el tope de la sección hay una limolita arenosa ligeramente carbonosa. Esta sección presenta diecisiete fracturas naturales de las cuales solo nueve son de alta calidad.



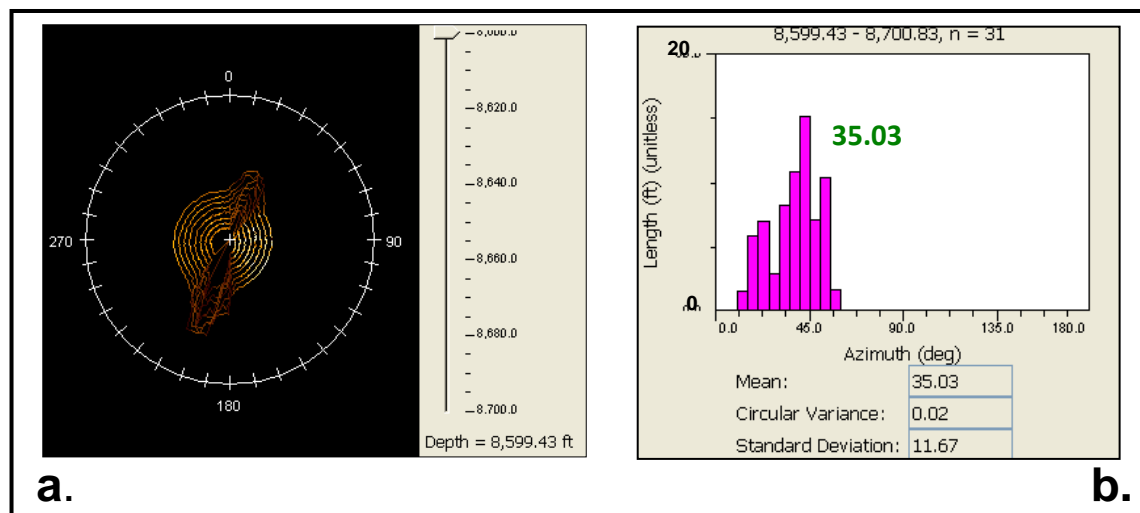
**Figura 52.** Interpretación de fracturas en el intervalo 8610 pies a 8695 pies. Las imágenes representan el desarrollo de la superficie cilíndrica de las paredes del pozo. El track izquierdo corresponde a la imagen generada por las amplitudes de energía acústica reflejada y el track derecho despliega la imagen generada por los tiempos de tránsito a lo largo de la sección. Las fracturas naturales de alta calidad son los sinusoides de color rojo, las fracturas de baja calidad se representan con color azul claro. Los rectángulos color magenta representan los breakouts, los sinusoides verdes los planos de estratificación.

La estratificación es plana-paralela. También son evidentes los *breakouts* a lo largo de toda la sección lo que demuestra la sensibilidad de la formación a los efectos de la perforación. Aunque este intervalo de 85 pies no es importante desde el punto de vista de acumulación de hidrocarburos debido a su naturaleza arcillosa, si lo es si se tiene en cuenta que esta arcillolita separa los dos intervalos productores de la Formación Mirador, es decir las areniscas de la Formación Mirador Superior e Inferior, y actúa como sello entre estas dos secciones, es decir no permite el intercambio de fluidos entre ambas secciones.

Como puede apreciarse en la Figura 52 la imagen tiene muy buena resolución lo cual permite que características tales como los *breakouts*, se vean continuos a lo largo de la sección, también permite identificar fracturas y estratos con relativa facilidad.

A continuación se detallan las características geológicas observadas.

### Breakouts

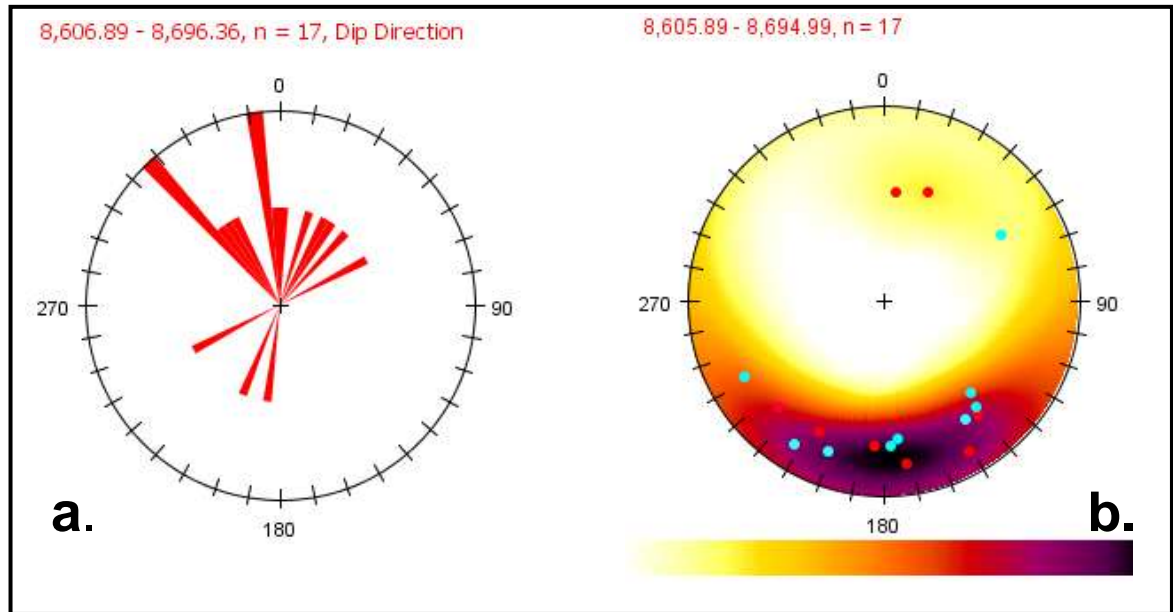


**Figura 53.** a) Análisis de *Breakouts* en el intervalo, se observa la elongación de las paredes del pozo en dirección NNE. b) Representación de las orientaciones de *breakouts* a lo largo de la formación, el valor 35.03 grados corresponde a la dirección de buzamiento promedio de los *breakouts* en esta sección.

Talvez la característica mas sobresaliente de esta sección totalmente arcillosa es la continuidad de los *breakouts* en el sentido longitudinal, lo cual demuestra como los esfuerzos horizontales generan mayor deformación en estas zonas arcillosas del pozo puesto que son litologías más plásticas y deformables en comparación con las areniscas. En comparación con la sección arenosa superior se observa una leve rotación del esfuerzo horizontal mínimo en el sentido NNE evidencia de que la orientación de los esfuerzos va cambiando a medida que se profundiza en el pozo. El valor promedio de la dirección de azimut de *breakouts* en esta sección es de 35.03 grados (Figura 53b).



## Fracturas Naturales

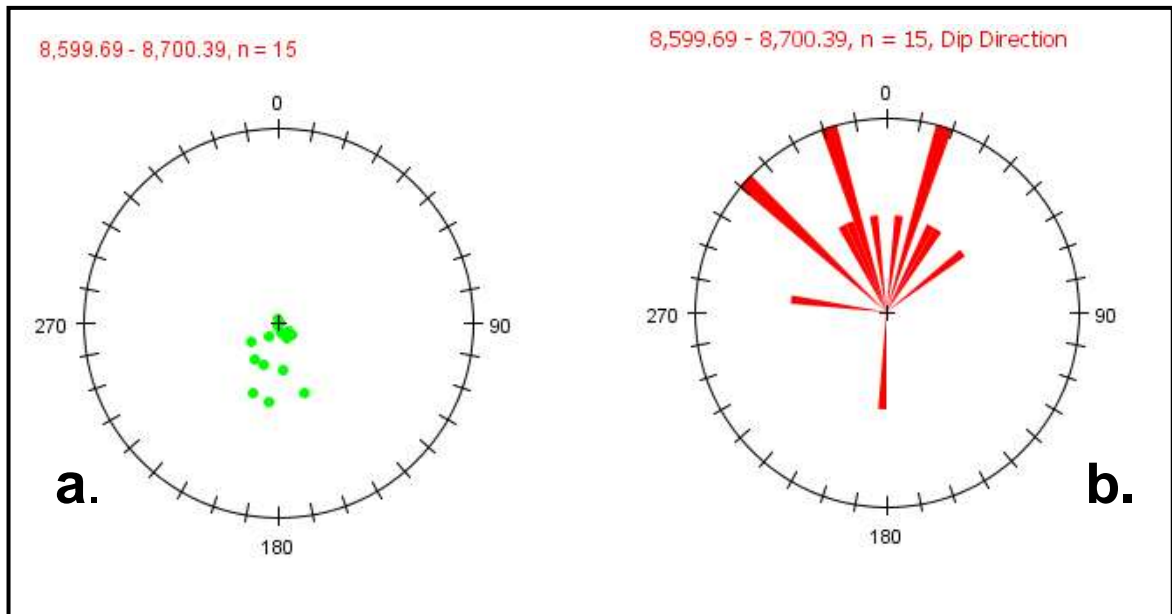


**Figura 54.** a). Diagrama de Rosa, dirección de buzamiento de fracturas en función del Azimut. b). Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todas las fracturas en el intervalo. Fracturas de alta calidad en rojo y fracturas de baja calidad en azul.

Se interpretaron en total 17 fracturas naturales las cuales tienen dirección de rumbo predominante Oeste-Este es decir son sub-perpendiculares al eje del anticlinal del Guavio. La mayoría de los planos de fracturas buzaban hacia el Norte tal como se observa en la Figura 54a. Los polos de los planos de las fracturas se acumulan en la parte baja del estereograma del hemisferio inferior (Figura 54b). La densidad de fracturas en esta sección es de 0.2 Fracturas por pie casi el doble de la densidad de fracturas encontradas en el intervalo arenoso superior.

## Estratificación

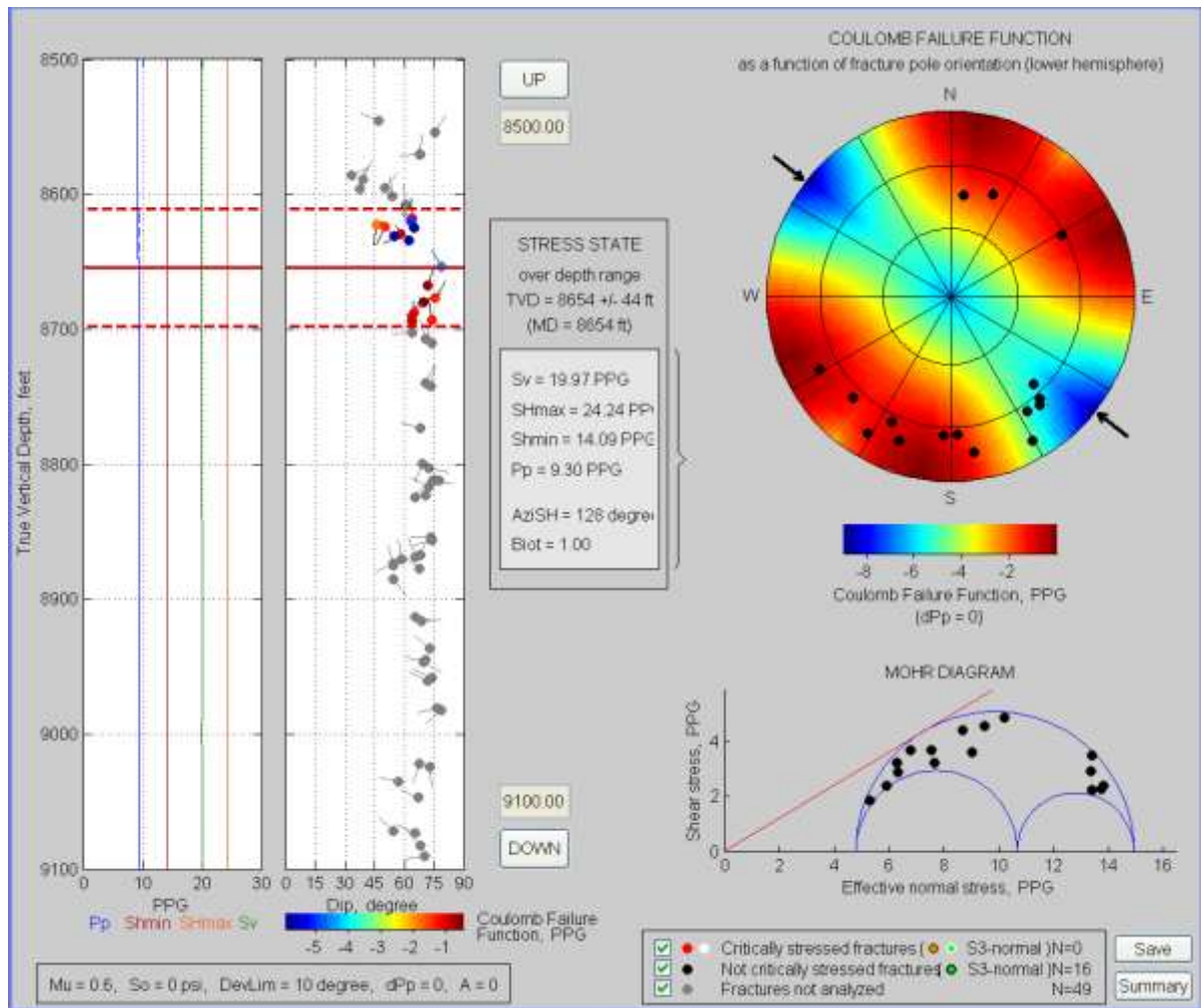
En la Figura 55a se observa que los polos de los planos de los estratos se agrupan hacia el centro del estereograma, esto significa que los estratos son casi horizontales, tal como lo demuestran las mediciones en las que se obtuvieron buzamientos entre 10 y 18 grados en dirección NNW y NNE (Figura 55b).



**Figura 55.** a) Estereograma del hemisferio inferior, los puntos verdes son la proyección de los polos para todos los planos de los estratos en el intervalo. b) Diagrama de Rosa, dirección de buzamiento de los estratos en función del Azimut.

### Diagrama de Mohr- Coulomb para el Intervalo

En la Figura 56 se observa que los polos de los planos de las fracturas se concentran en el sector SSW del estereograma, estos polos corresponden a las fracturas que están orientadas en la dirección del Esfuerzo horizontal principal máximo  $Sh_{max}$ . También se observan en menor cantidad polos de planos de fracturas en el azimut  $N150^{\circ}E$  los cuales corresponden a las fracturas cuya orientación es  $N60^{\circ}E$  es decir fracturas sub-paralelas al eje del Anticlinal las cuales en esta sección se pueden considerar estables, es decir poco afectadas por el régimen de esfuerzos *in-situ*. En el diagrama 3D de Mohr se observa que los polos de las fracturas caen por debajo de la línea de la pendiente (roja) y su régimen de esfuerzos efectivos es estable, es decir se considera que en este sector no hay fracturas críticamente estresadas lo que no favorece la permeabilidad del reservorio y asegura la condición de sello de este intervalo arcilloso que separa Mirador-1 de Mirador-2.



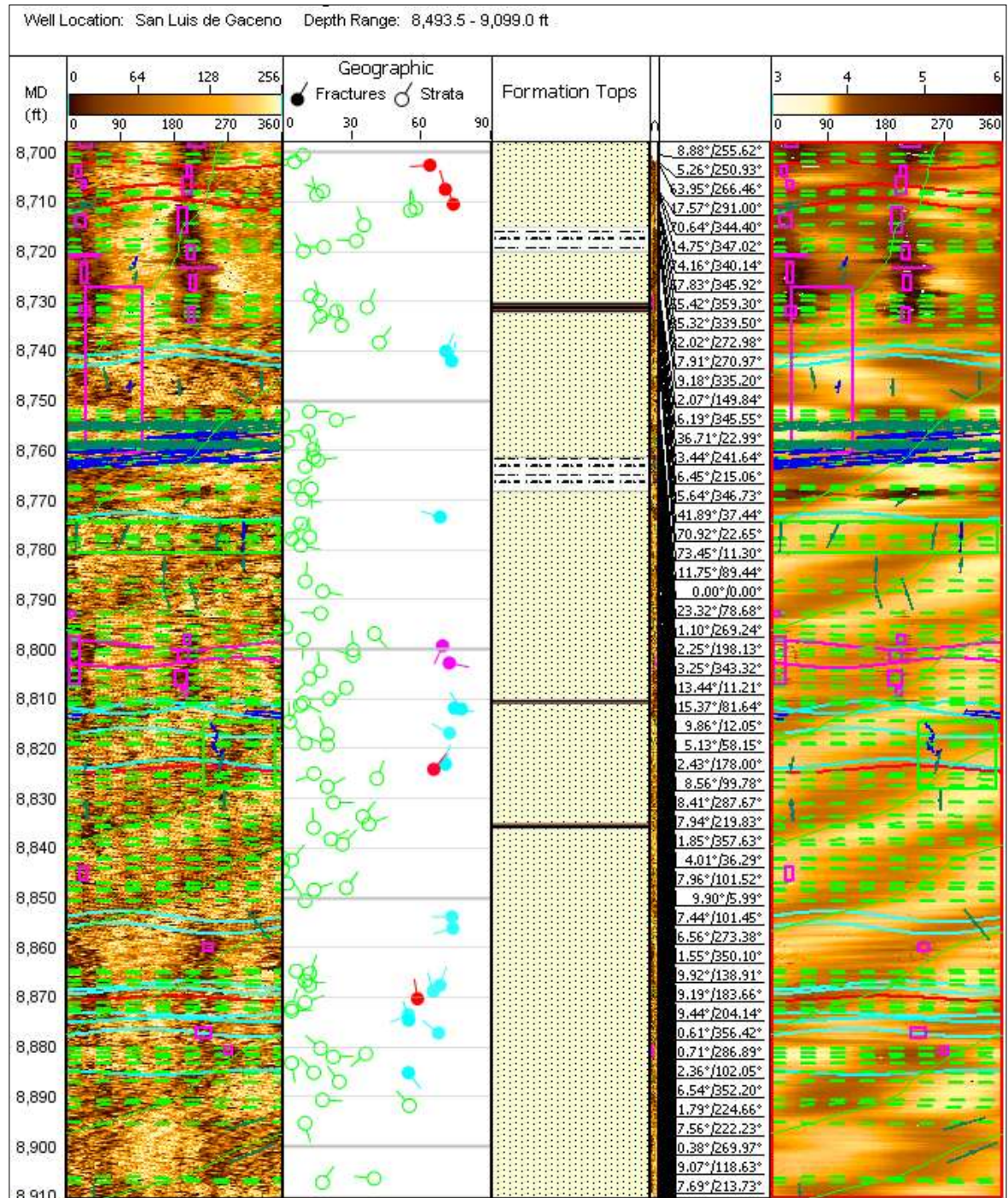
**Figura 56.** Diagrama Mohr-Coulomb para el intervalo 8610 pies -8695 pies. A la izquierda las magnitudes de Sv, Shmax, Shmin y Presión de poros A la derecha estereograma del hemisferio inferior donde los puntos negros representan los polos de los planos de fracturas. En la parte inferior circulo de Mohr con la posición de los planos de fracturas. Las flechas externas al círculo representan el esfuerzo principal máximo horizontal Shmax.

### Intervalo 8700 pies – 8950 pies

A este intervalo se le llama operacionalmente Mirador-2 o Mirador Superior. Es la sección que produce el petróleo del pozo Cónдор-1. Es un intervalo de areniscas masivas, muy duras, aquí se encuentran la mayor cantidad de fracturas naturales, veintisiete en doscientos cincuenta pies, es decir hay una intensidad de fracturas de 0.18, en promedio una fractura cada diez pies.

La Figura 57 muestra la respuesta del registro de imagen UBI sobre el intervalo 8700 pies a 8950 pies, 250 pies de areniscas de la Formación Mirador. Se evidencian los altos ángulos de las fracturas naturales, entre 60 y 85 grados de buzamiento, en contraposición con los bajos buzamientos de los estratos. Los *breakouts* son evidentes en la parte superior de la sección, de 8700 pies a 8800 pies mientras que son escasos en la parte inferior, lo cual es reflejo de que las

condiciones petrofísicas de la Formación Mirador a medida que se profundiza la sección son cambiantes y por lo tanto hay respuestas diferentes a los esfuerzos *in-situ* a lo largo de la columna.

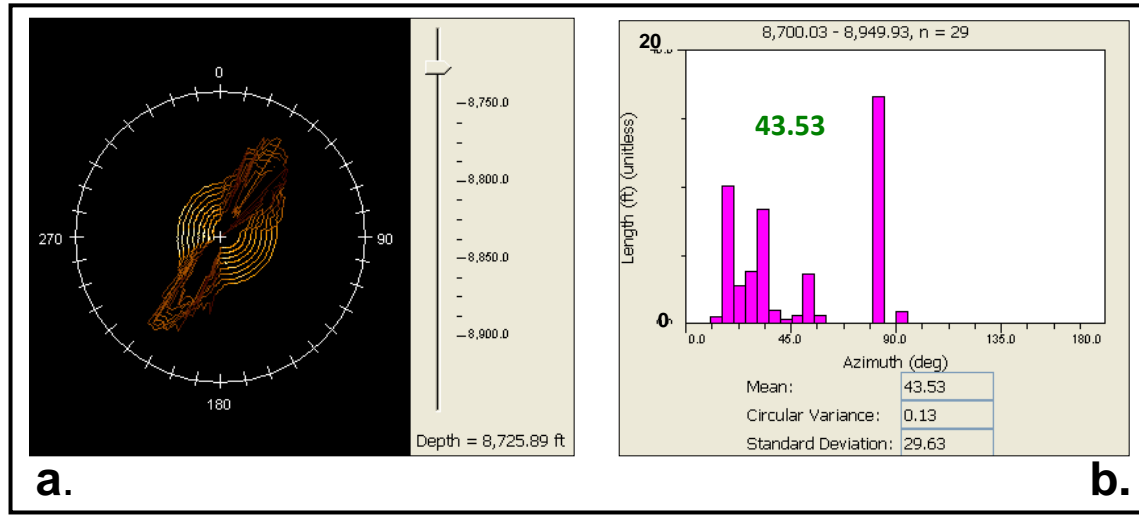


**Figura 57.** Interpretación de fracturas en el intervalo 8700 pies a 8950 pies. Las imágenes representan el desarrollo de la superficie cilíndrica de las paredes del pozo. El track izquierdo

corresponde a la imagen generada por las amplitudes de energía acústica reflejada y el track derecho despliega la imagen generada por los tiempos de tránsito a lo largo de la sección.

Sobre la Figura 57, las fracturas naturales de alta calidad son los sinusoides de color rojo, las fracturas de baja calidad se representan con color azul claro. Los rectángulos color magenta representan los breakouts, los sinusoides verdes los planos de estratificación.

### Breakouts



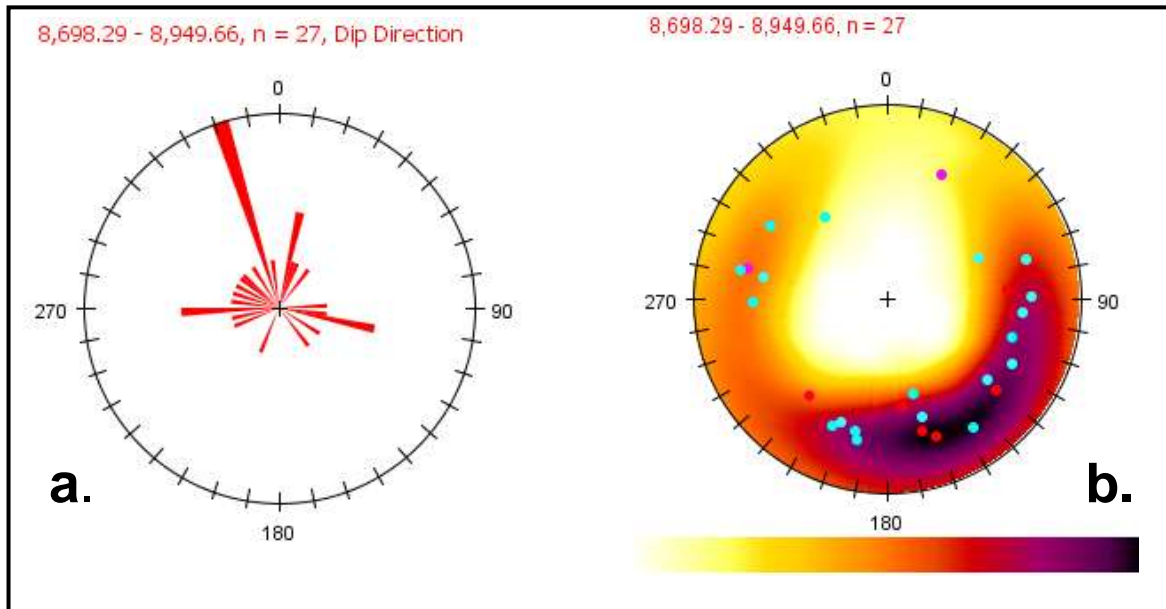
**Figura 58.** a) Análisis de *Breakouts* en el intervalo, se observa la elongación de las paredes del pozo en dirección NNE. b) Representación de las orientaciones de *breakouts* a lo largo de la Formación, el valor 43.53 grados corresponde a la dirección de azimut promedio de los *breakouts* en esta sección.

Los *breakouts* en este intervalo de arenisca dura son pocos en comparación con los intervalos que contienen secuencias arcillosas, lo que demuestra que el hueco tiene mayor estabilidad en este tipo de litologías. Sobre la imagen se identificaron 29 *breakouts* la mayoría de ellos en el intervalo que va de 8700 pies a 8800 pies que es el sector donde están las pequeñas intercalaciones de arcillolita y limolita tal como se aprecia en la Figura 58. La longitud promedio de los *breakouts* es de 10 pies y su dirección de azimut promedio 43.53 grados en dirección NNE. En comparación con el anterior intervalo estudiado la dirección de los *breakouts* continua incrementando en el sentido de las manecillas del reloj lo cual es un indicador serio de que los esfuerzos horizontales mínimo y máximo siguen esta dirección de rotación.

### Fracturas Naturales

En el intervalo se interpretaron veintisiete fracturas de las cuales seis son de alta calidad y diecinueve son de baja calidad. Teniendo en cuenta el buzamiento se observan dos familias de fracturas, la principal en dirección N20°E es decir sub-paralelo al eje del Anticinal y un segundo grupo en dirección E-W. Los polos de las fracturas de alta calidad se agrupan en el diagrama polar

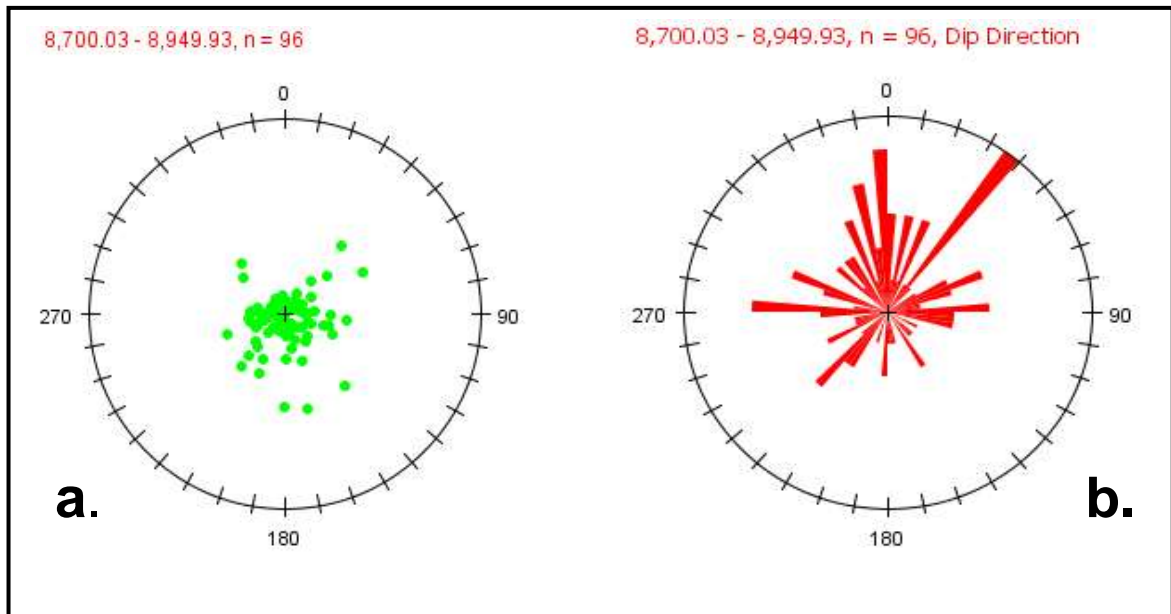
(Figura 59b) en dirección SSE entre los 120 y 170 grados de Azimut. Las fracturas buzcan en ángulos que oscilan entre los 63 y los 78 grados siendo 68 grados el valor promedio. (Figuras 59a).



**Figura 59.** Diagrama de Rosa, dirección de buzamiento de Fracturas en Función del Azimut. b). Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todas las fracturas en el intervalo. Fracturas de alta calidad en rojo y fracturas de baja calidad en azul, se observa la mayor concentración de polos de fracturas en el sector entre los azimut 120 a 170 grados.

### Estratificación

El intervalo 8700 pies – 8950 pies es particularmente prolífico en planos de estratificación tal como se puede apreciar en la Figura 57 donde abundan los sinusoides de color verde que son los que representan estos planos; en esta misma figura y en la Figura 60b se observa que los buzamientos de estas capas son bajos, entre 3 y 18 grados con dirección de buzamiento preferencial NS y WE lo que explica la concentración de los polos de los planos de estratos hacia el centro del estereograma (Figura 60a). Claramente se observan en la figura 57 en color azul los planos de estratificación cruzada y en artesa principalmente en el sector 8750 pies a 8770 pies que es justamente el intervalo de donde proviene el cincuenta por ciento de la producción de petróleo en el pozo Cóndor-1 (según datos de pruebas de producción)

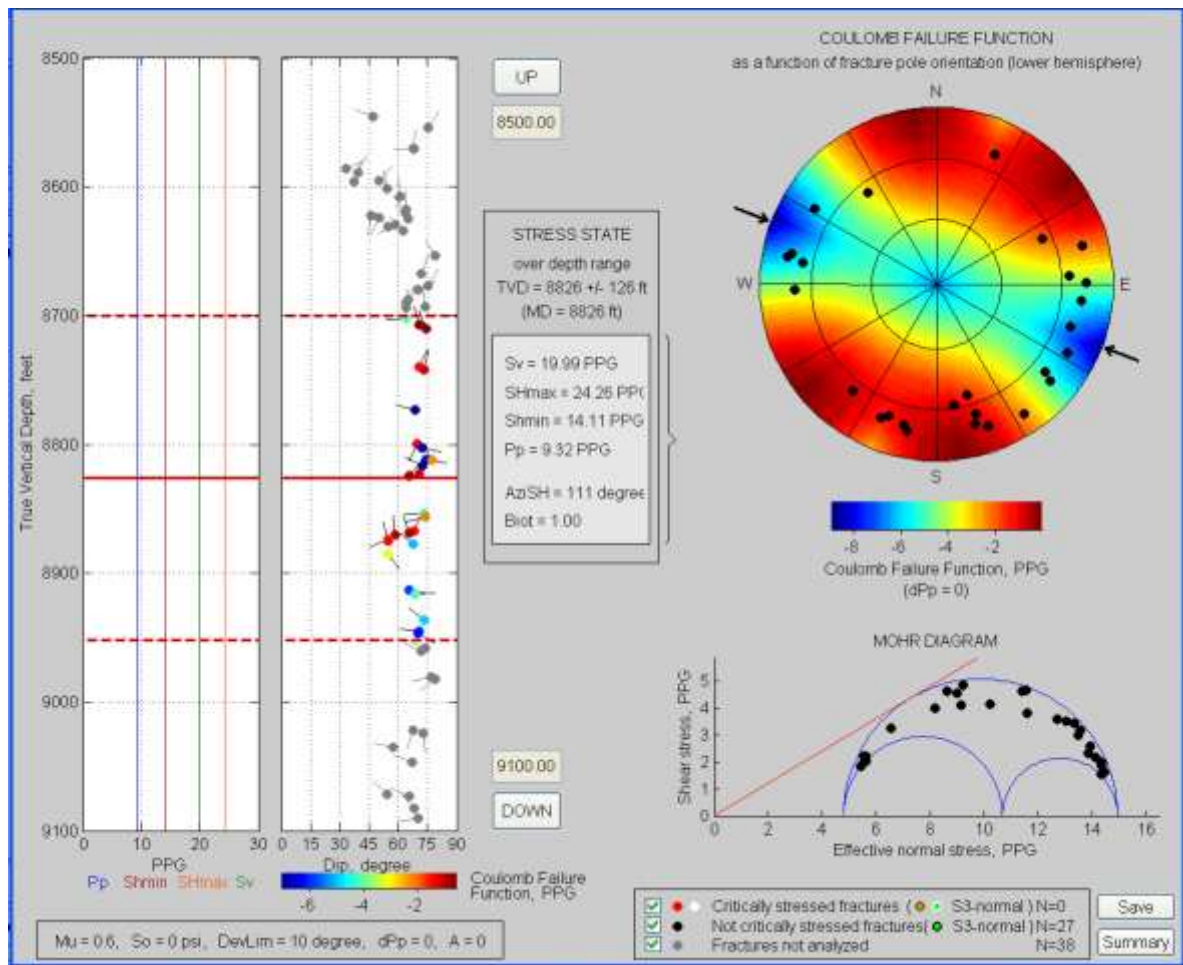


**Figura 60.** a) Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todos los planos de los estratos en el intervalo. Nótese la concentración de los polos hacia el centro del estereograma. b) Diagrama de Rosa con dirección de buzamiento de estratos en Función del Azimut.

### **Análisis de Mohr- Coulomb para el Intervalo**

Como ya se menciona, este es el intervalo de donde proviene la producción de petróleo en el pozo Cónдор-1. En un principio se pensó que el crudo provenía de un intervalo con buenas propiedades petrofísicas es decir altas porosidades y permeabilidades. Los estudios de corazones demostraron que esta premisa era falsa pues la porosidad de la Formación Mirador en este sector de la columna estratigráfica es del 4% (muy baja) y la permeabilidad promedio de 10 mili Darcy (Figura 98 a,b). Estas condiciones petrofísicas unidas a los resultados de las pruebas de producción plantearon la necesidad de entender mejor el mecanismo de producción del yacimiento y es entonces cuando se plantea la hipótesis de producción por fracturas y su correlación con los esfuerzos *in-situ*.

El estereograma de la Figura 61 muestra total dispersión de los polos de las fracturas aunque hay cierto nivel de concentración de polos entre los azimuts 150 a 200 grados, lo cual es coherente con las direcciones de los planos de fracturas representadas en la Figura 59. Estas fracturas corresponden a aquellas orientadas en la dirección del esfuerzo máximo horizontal SHmax y que son por esta razón son las que probablemente presentan mejores posibilidades de ser productoras de petróleo. El diagrama 3D de Mohr en la parte inferior de la Figura 61 demuestra que las fracturas están por debajo de la línea de pendiente (roja) es decir no están sometidas a condiciones de esfuerzos críticos y según estos resultados en el intervalo las fracturas no favorecen la permeabilidad del reservorio es decir en este intervalo las fracturas son estables.

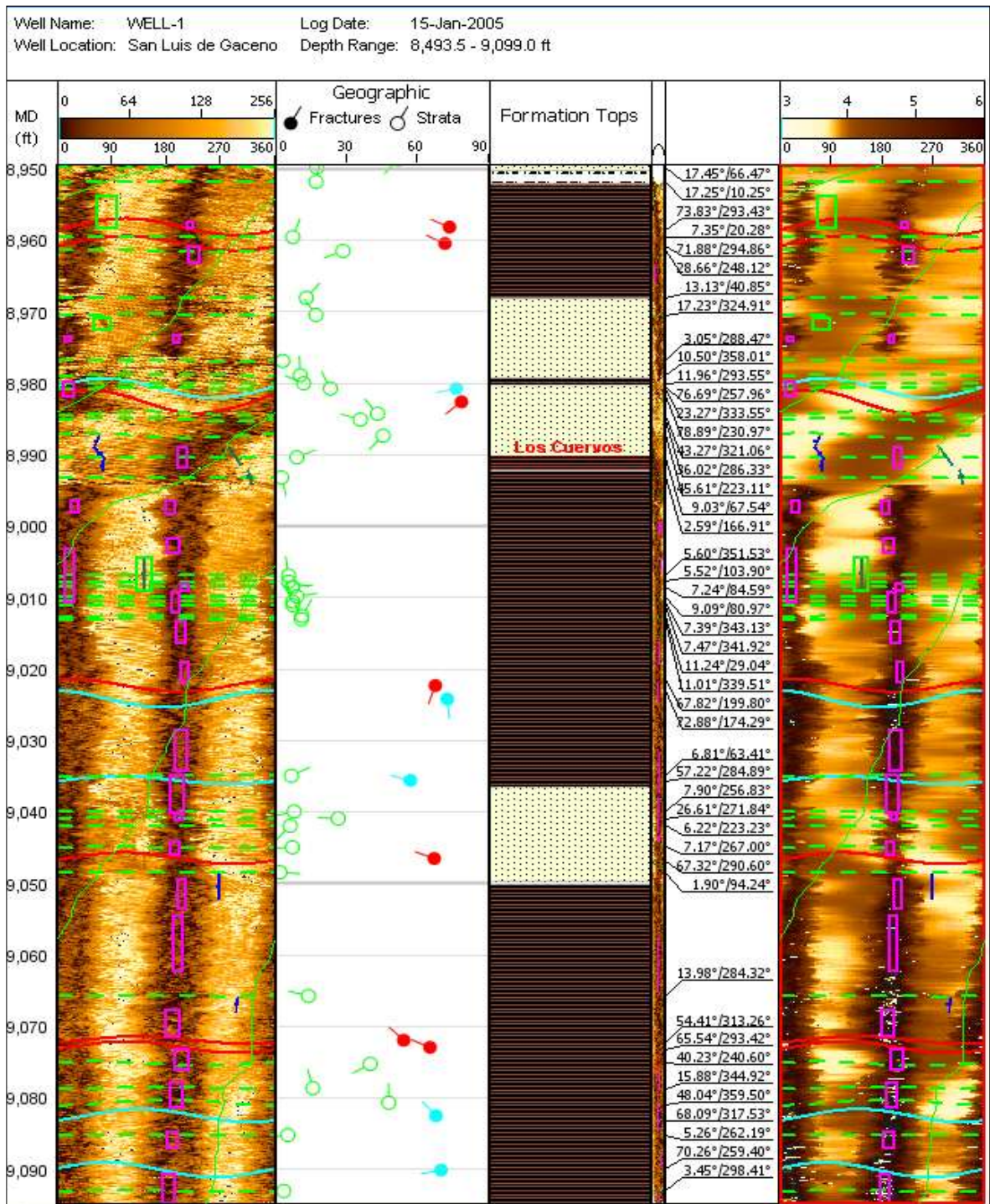


**Figura 61.** Diagrama Mohr-Coulomb para el intervalo 8700 pies -8950 pies. A la izquierda las magnitudes de  $S_v$ ,  $S_{Hmax}$ ,  $S_{Hmin}$  y Presión de poros A la derecha estereograma del hemisferio inferior donde los puntos negros representan los polos de los planos de fracturas. En la parte inferior círculo de Mohr con la posición de los planos de fracturas. Las flechas externas al círculo representan el esfuerzo principal máximo horizontal  $S_{Hmax}$ .

### Intervalo 8950 pies – 9095 pies

Intervalo de cuarenta y cinco pies con predominancia de facies arcillosas y en menor proporción facies areno-limosas especialmente en la parte superior donde esta el contacto entre las Formaciones Mirador y Los Cuervos. La imagen *UBI* presenta buena resolución tanto en valores de amplitud como en valores de tiempo de tránsito, sectores izquierdo y derecho de la Figura 62. Hay características que se aprecian muy claramente tales como los *breakouts* a lo largo de la imagen, también se interpretaron un número limitado de fracturas, en general con altos ángulos de buzamiento y abundantes planos de estratificación cuyos valores de buzamiento son predominantemente bajos. Se observan de manera esporádica fracturas inducidas por tensión en los intervalos arenosos, 8970 pies – 8990 pies y 9040 pies – 9050 pies. (Figura 62).



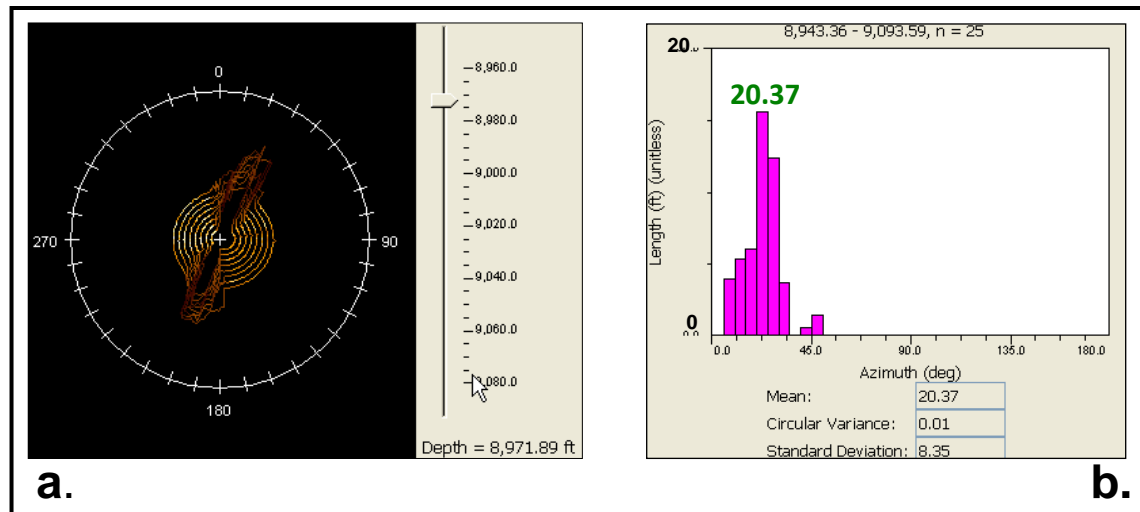


**Figura 62.** Interpretación de fracturas en el intervalo 8950 pies a 9095 pies. Las imágenes representan el desarrollo de la superficie cilíndrica de las paredes del pozo. El track izquierdo corresponde a la imagen generada por las amplitudes de energía acústica reflejada y el track derecho despliega la imagen generada por los tiempos de tránsito a lo largo de la sección.

Sobre la Figura 62 las fracturas naturales de alta calidad son los sinusoides de color rojo, las fracturas de baja calidad se representan con color azul claro. Los rectángulos color magenta representan los breakouts, los sinusoides verdes los planos de estratificación y las líneas azul oscuro las fracturas inducidas por tensión.

### Breakouts

Los *breakouts* son la característica más sobresaliente y definida de la imagen, se observa continuidad de ellos a lo largo de toda la longitud, ellos miden en promedio 8 pies y tienen una dirección de azimut promedio de 20.37 grados (Figura 63 a,b). El análisis de los *breakouts* a lo largo de todo el pozo muestra que la deformación (ovalidad) es mayor en las secuencias arcillosas. Al comparar esta secuencia con la secuencia 8610pies - 8695pies la cual también es predominantemente arcillosa se puede apreciar que la respuesta de la imagen a los *breakouts* es muy similar aunque en los valores de azimut promedio son considerablemente diferentes.

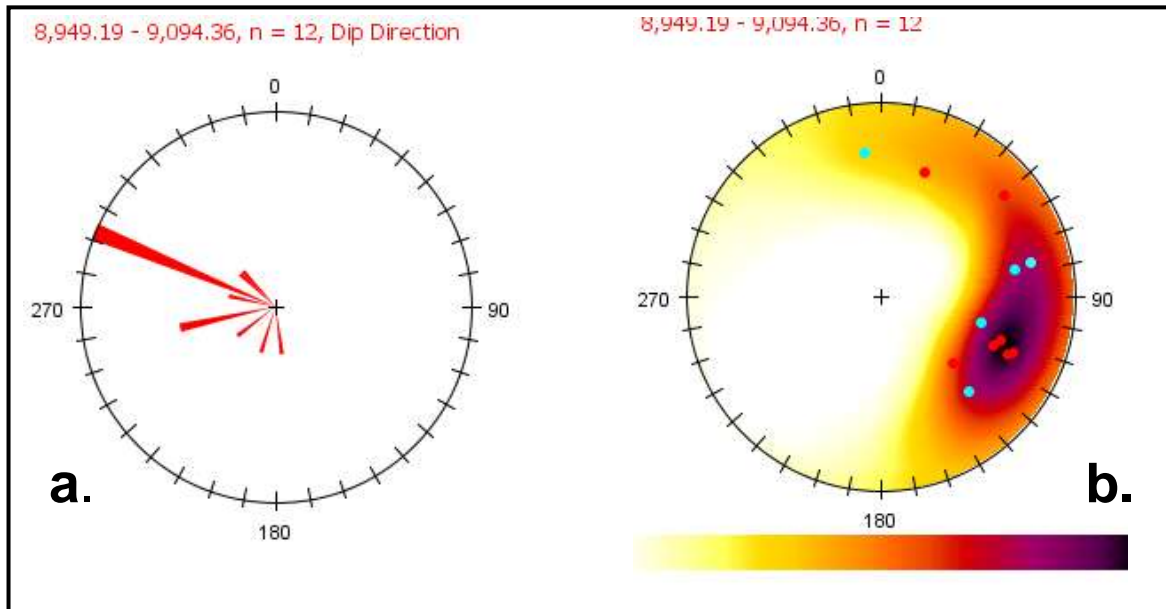


**Figura 63.** a) Análisis de *Breakouts* en el intervalo, se observa la elongación de las paredes del pozo en dirección NNE. b) Representación de las orientaciones de *breakouts* a lo largo de la Formación, el valor 20.37 grados corresponde a la dirección de azimut promedio de los *breakouts* en esta sección, la longitud promedio de *breakouts* es 8 pies.

### Fracturas Naturales

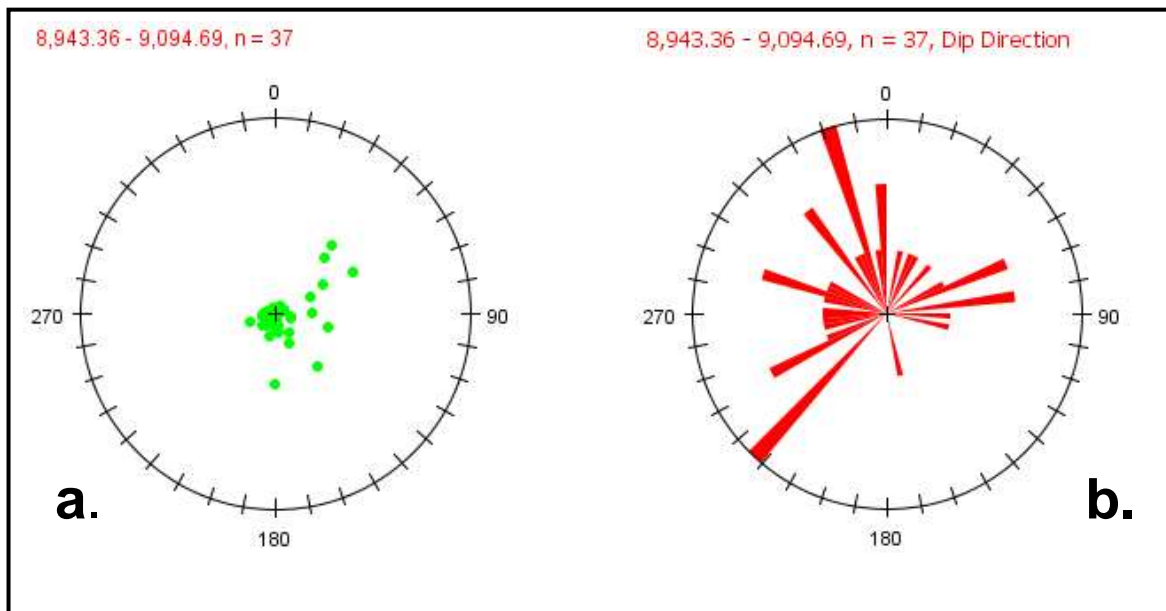
La población de fracturas naturales en este intervalo es escasa, sin embargo se encuentran cuatro fracturas naturales de alta calidad de las cuales solo hay una en litología de areniscas. Los polos de los planos de las fracturas se presentan predominantemente en dirección SSE a un Azimut promedio de 110 Grados con buzamientos entre 55 y 79 Grados. En promedio las fracturas buzanan 68 Grados en dirección preferencial NNW. (Figuras 64a y 64b). Se observa concentración de los polos de las fracturas a los 110 grados de azimut como se aprecia en la Figura 64b, estas polos

corresponden las fracturas que tienen rumbo N20°E es decir aquellas que son sub-paralelas al eje del Anticlinal.



**Figura 64.** a) Diagrama de Rosa. Dirección de buzamiento de planos de Fracturas en Función del Azimut. b) Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todos los planos de las fracturas en el intervalo. Fracturas de alta calidad en rojo y fracturas de baja calidad en azul.

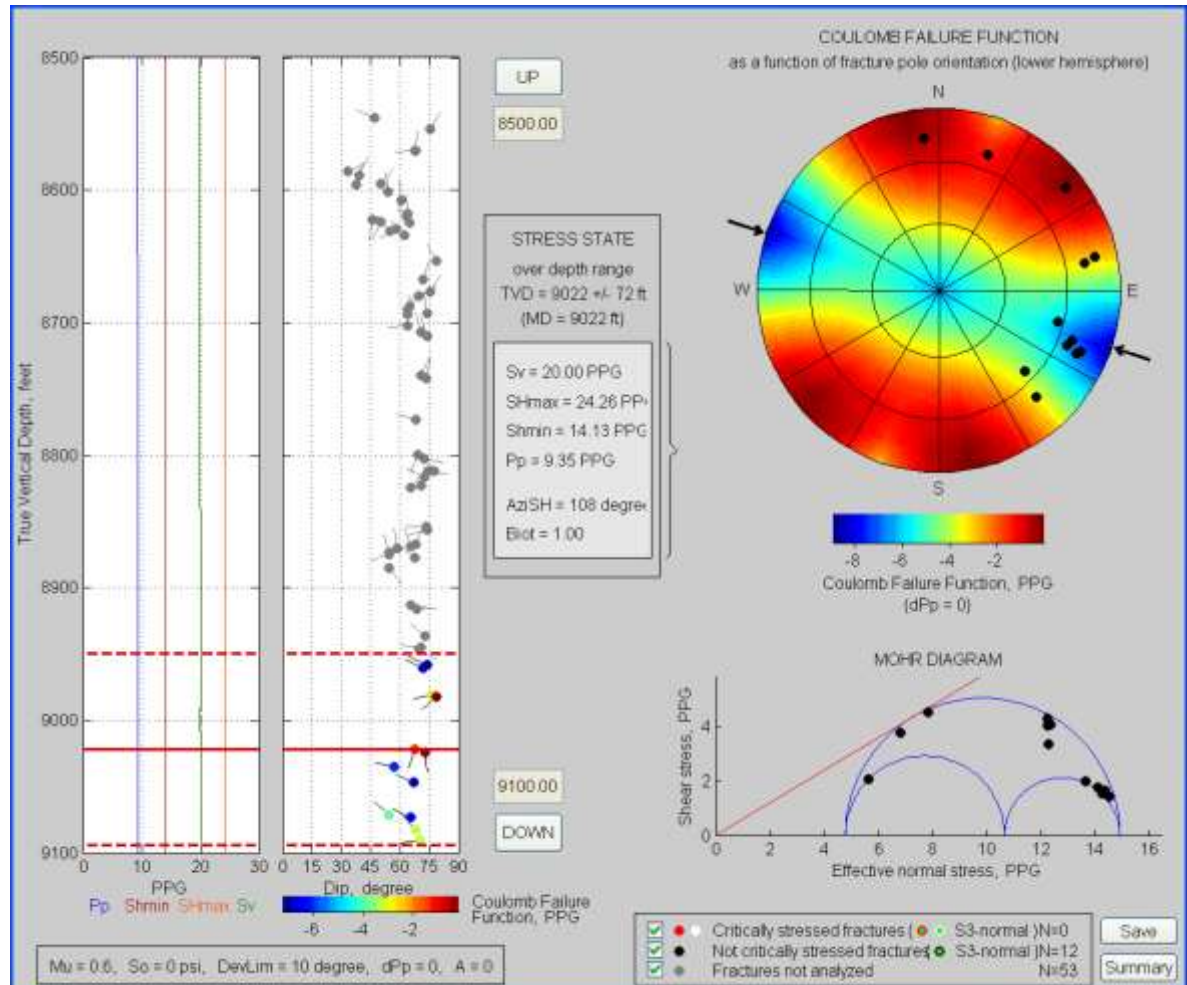
### Estratificación



**Figura 65.** a) Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todos los estratos en el intervalo. b) Diagrama de Rosa dirección de buzamiento de estratos en Función del Azimut.

En esta secuencia arcillosa se interpretaron treinta y cuatro estratos cuyos buzamientos oscilan entre los 3 y los 20 grados con valores promedio de 15 Grados. En general se observan dos tendencias ENE y NNW. (Figuras 65 a, b). Los estratos no tienen una dirección de buzamiento preferencial tal como se aprecia en la Figura 65b. Los planos de estratificación son casi horizontales razón por la que los polos normales a estos planos aparecen aglutinados hacia el centro del estereograma (Figura 65a).

### Análisis de Mohr- Coulomb para el Intervalo



**Figura 66.** Diagrama Mohr-Coulomb para el intervalo 8950 pies -9095 pies. A la izquierda las magnitudes de Sv, Shmax, Shmin y Presión de poros A la derecha estereograma del hemisferio inferior donde los puntos negros representan los polos de los planos de fracturas. En la parte inferior circulo de Mohr con la posición de los polos de fracturas. Las flechas externas al circulo representan el esfuerzo principal máximo horizontal Shmax.

Esta secuencia corresponde en litología a la Formación Los Cuervos la cual en el área de del Anticlinal del Guavio no es prospectiva para hidrocarburos. El análisis de Mohr Coulomb para este intervalo demuestra que las fracturas a pesar de ser escasas, especialmente aquellas en los

intervalos arenosos, tienen algún grado de prospectividad y podrían producir hidrocarburos, de hecho las pruebas de pozo mostraron que estos dos intervalos arenosos de la Formación Los Cuervos son productores de gas. Los polos de las fracturas que al estar en tangencia con la pendiente de Mohr (línea roja sobre el círculo de Mohr) demuestran que son fracturas cuyas condiciones de esfuerzos efectivos las hacen proclives a la falla por fricción y por consiguiente tienen altas probabilidades de ser permeables.

### 5.2.2 Resultados del Análisis de Imágenes FMI en el pozo Cóndor-2

El pozo Cóndor-2 se perforó con lodo base agua lo cual permitió el uso de imágenes resistivas tipo *FMI (Formation Micro Imager)*, en un intervalo de 400 pies de la Formación Mirador que va desde 9360 pies a 9760 pies. En general la calidad de los datos es buena a través de todo el registro lo que permitió la interpretación de un gran número de fracturas, planos de estratificación, *breakouts* y algunos otros eventos geológicos. Para facilitar el análisis de estas características se dividió la imagen en intervalos de acuerdo a los paquetes litológicos presentes a lo largo de la secuencia. A continuación se describen las características encontradas en el intervalo total analizado y posteriormente en cada una de las secciones litológicas en que se dividió la Formación Mirador

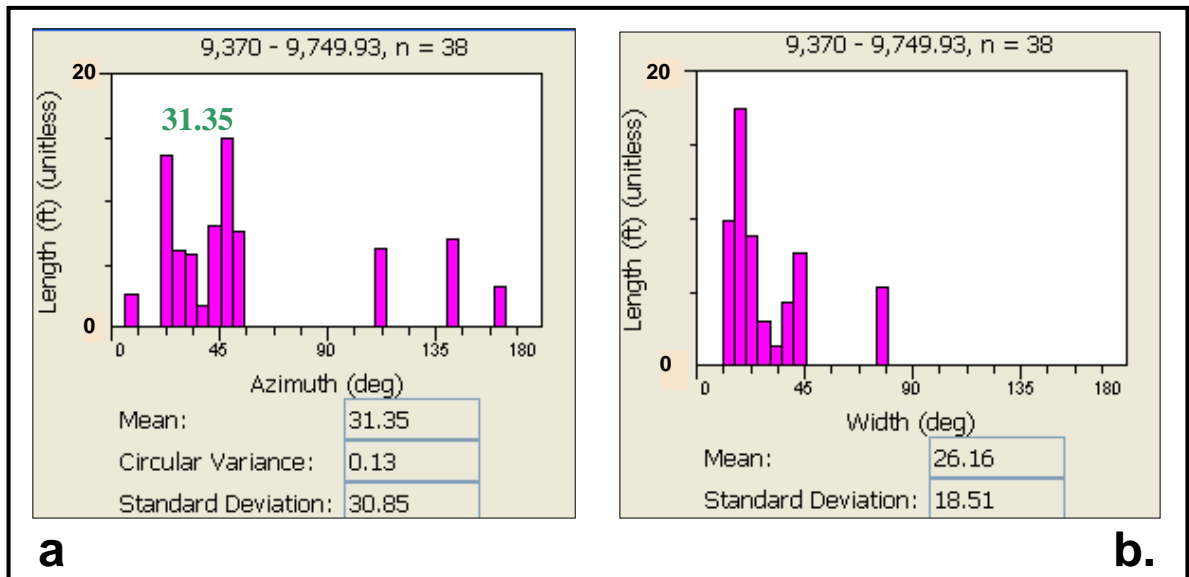
#### INTERPRETACION Y ANALISIS EN EL INTERVALO TOTAL 9360 PIES – 9760 PIES

El registro de imagen *FMI (Formation Micro Imager)* adquirida el pozo Cóndor-2 cubre la Formación Mirador en un intervalo de 400 pies que va desde 9360 pies hasta la profundidad de 9760 pies. El registro de imagen FMI se inicia exactamente en las areniscas del tope de la Formación Mirador y finaliza en la base de lo que operacionalmente se ha llamado areniscas masivas de la Formación Mirador o Mirador-2. Las características interpretadas en la imagen son Fracturas Naturales, fracturas inducidas por la perforación, planos de estratificación y *breakouts*, en el Anexo 6 presenta toda la sección interpretada.

#### Análisis de Breakouts

En total en el pozo Cóndor-2 se interpretaron 38 *breakouts* u ovalidades del hueco cuya orientación y estadísticas se presentan en la Figura 67.

Como se observa en la Figura 67a los *breakouts* exhiben un rumbo NE-SW con una dirección de azimut promedio de 31.35 grados, puesto que la dirección de *breakouts* en pozos subverticales corresponde al Esfuerzo Principal Mínimo Horizontal  $Sh_{min}$ , de aquí se establece que para el pozo Cóndor-2 la dirección de  $Sh_{min}$  = 31.35 grados, por consiguiente la dirección del esfuerzo principal máximo horizontal es la perpendicular al valor de  $Sh_{min}$  encontrado, por lo tanto  $SH_{max}$  =  $31.35 + 90$  es decir  $SH_{max}$  = 121.35 grados. La longitud promedio de las zonas de *breakouts* es de 12 pies (Figura 67b) lo que indica una amplia zona de deformación por acción de los esfuerzos *in situ*, el ancho promedio de los *breakouts* es de 26 grados este valor está directamente relacionado con la magnitud del esfuerzo horizontal máximo principal  $SH_{max}$ .



**Figura 67.** a) Distribución de las orientaciones de *breakouts* a lo largo de la formación, el valor 31.35 grados corresponde a la dirección de azimut promedio de los *breakouts*. b) Distribución de ancho de los *breakouts* en grados y longitud en pies.

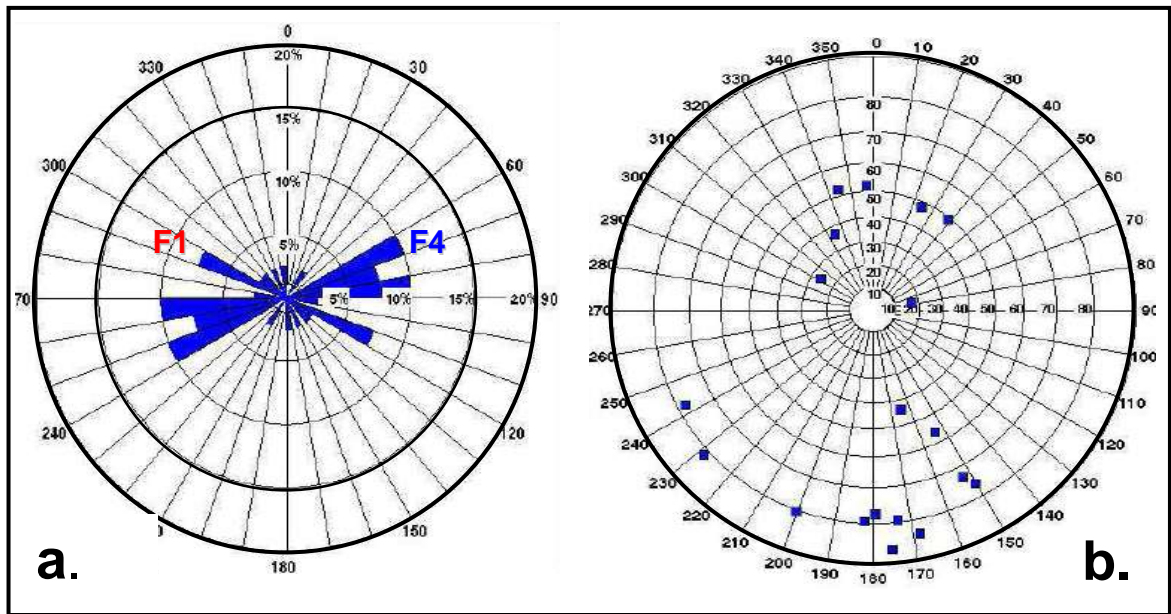
### Patrones de Fracturamiento mediante Análisis de Imágenes FMI

Sobre la imagen *FMI* (*Formation Micro Imager*) una fractura se visualiza cuando su resistividad es diferente a la de la roca circundante; si la fractura esta abierta el fluido de perforación puede penetrar dentro de la fractura creando una zona conductiva y de esta manera la fractura se visualizara en la imagen como una sinusoide oscuro. Cuando la fractura ha sido cementada o rellena por materiales resistivos tales como calcita y/o *tar* (*hidrocarburos en su fase sólida*), se genera una zona resistiva.

La Figura 68 presenta las fracturas naturales interpretadas sobre la imagen FMI en el pozo Cándor-2. De un total de 36 fracturas naturales, 20 corresponden a fracturas de alta calidad o fracturas conductivas, 16 a fracturas parcialmente abiertas.

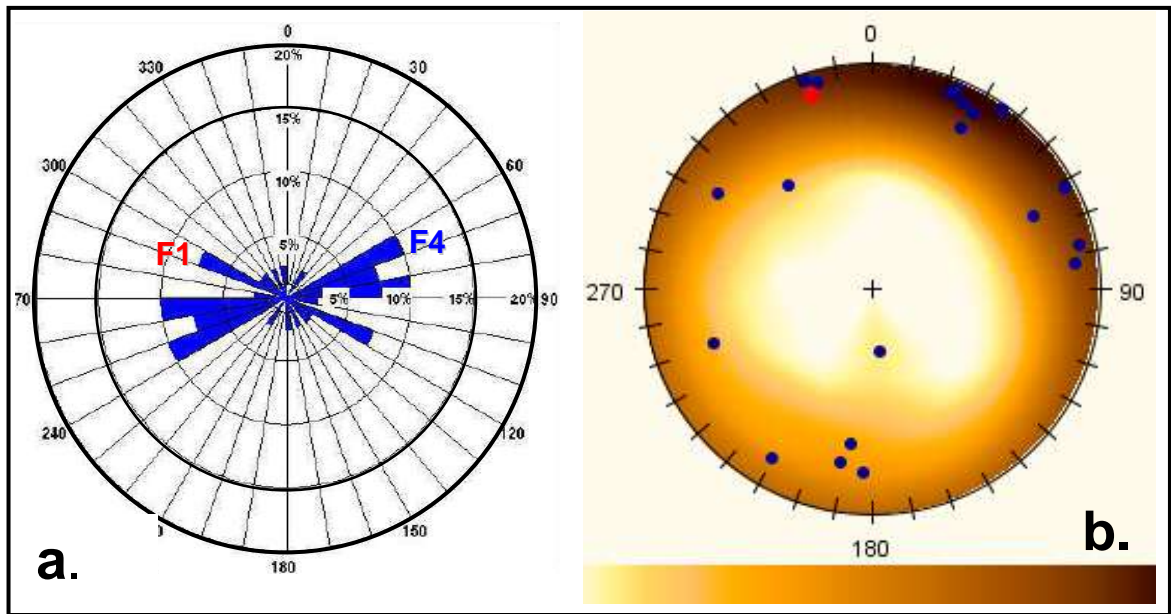
### Fracturas de Alta Calidad

Se interpretaron 20 fracturas de alta calidad sobre el intervalo total. La Figura 68a muestra la orientación de estas fracturas. La mayoría de las fracturas conductivas muestran dirección ENE-WSW, y ángulos de buzamiento que oscila entre 23 y 89 Grados con un buzamiento promedio de fracturas equivalente a 74 Grados. (Figura 68b).



**Figura 68.** a) Familias de Fracturas de naturales de Alta Calidad según su dirección de rumbo. El diagrama estereoplot de rumbo muestra un conjunto de fracturas bien diferenciado en dirección NE-SW, y un grupo mas pequeño de fracturas en dirección NW-SE. b) Diagrama de Schmidt donde se aprecian los altos valores de buzamiento de los planos de fracturas, predominan buzamientos mayores a 50 grados.

Las fracturas interpretadas sobre la imagen FMI son aquellas que en razón de su resistividad presentaron mejor respuesta al registro de imagen. Como se aprecia en la Figura 68a hay un tren predominante de fracturas cuyo rumbo es N60°E al cual se denomino Familia 4 (siguiendo el consecutivo que se traía de la clasificación de fracturas en el pozo Cóndor-1) ,la dirección de rumbo de esta familia de fracturas es claramente sub-paralela al eje del Anticlinal. Además se identifico un pequeño grupo de fracturas en dirección N70°W que correlaciona con las fractura de la Familia 1 en Cóndor-1. A lo largo de la Formación Mirador en el pozo Cóndor-2 presominan las fracturas con buzamientos mayores a 50 grados (Figura 68b).



**Figura 69.** a) Diagrama de rosa representando las familias de fracturas según el rumbo. b). Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todas las fracturas en el intervalo, los puntos azules representan los polos de las fracturas.

En la Figura 69b se observa que no hay una concentración de polos de fracturas, aunque entre los azimuts 180 a 200 se aprecia cierto aglutinamiento de polos de fracturas, igual se puede decir de los azimuts 30 a 80. Las fracturas presentan altos valores de buzamiento característica que se evidencia al observar que la mayoría de polos de fracturas en el estenograma de la Figura 69b se cubican hacia la parte exterior del mismo.

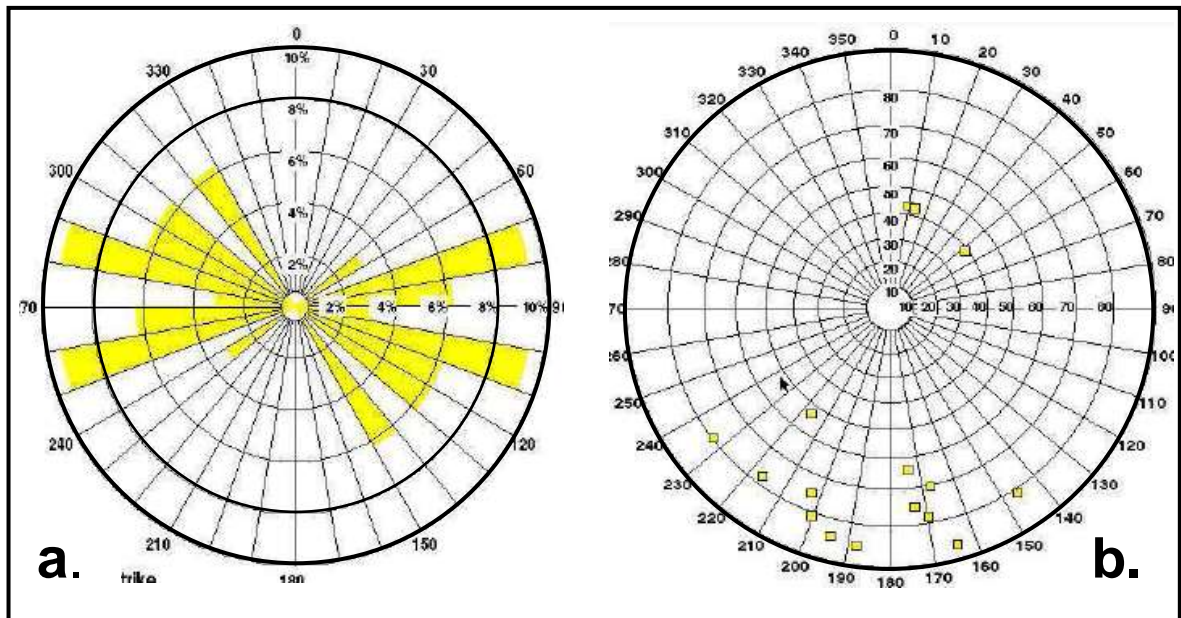
### Fracturas Naturales de Baja Calidad

Las fracturas de baja calidad interpretadas sobre la imagen FMI muestran dos direcciones preferentes de orientación N70°E sub –paralelas al eje del Anticlinal del Guavio y N70°W en dirección perpendicular al eje del Anticlinal (Figura 70a). Las magnitudes de los buzamientos son en general altas es decir mayores de 70 grados y dirección preferencial SSW (Figura 70b).

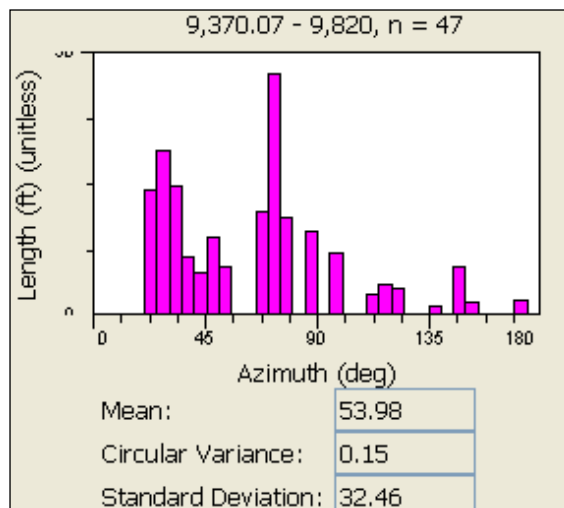
### Fracturas inducidas por Tensión

Aunque las fracturas inducidas por tensión representan en pozos verticales o subverticales la dirección aproximada del esfuerzo máximo horizontal SHmax, esta condición no aplica para el pozo Cóndor-2, que siendo subvertical (es decir el ángulo con el que se entro a la Formación Mirador es menor de 6 grados) el valor promedio de azimut para las fracturas por tensión es de 54 grados (Figura 71) valor que esta lejano de los 121.35 grados de dirección de azimut estimado para SHmax encontrado en el pozo Cóndor-1 (Figura 40) y el valor 121.35 grados encontrado para SHmax en Cóndor-2 (Figura 71). Este análisis demuestra la importancia de cotejar la mayor cantidad de datos para poder determinar con alto grado de precisión las direcciones y magnitudes de los esfuerzos *in-situ* en una región determinada.





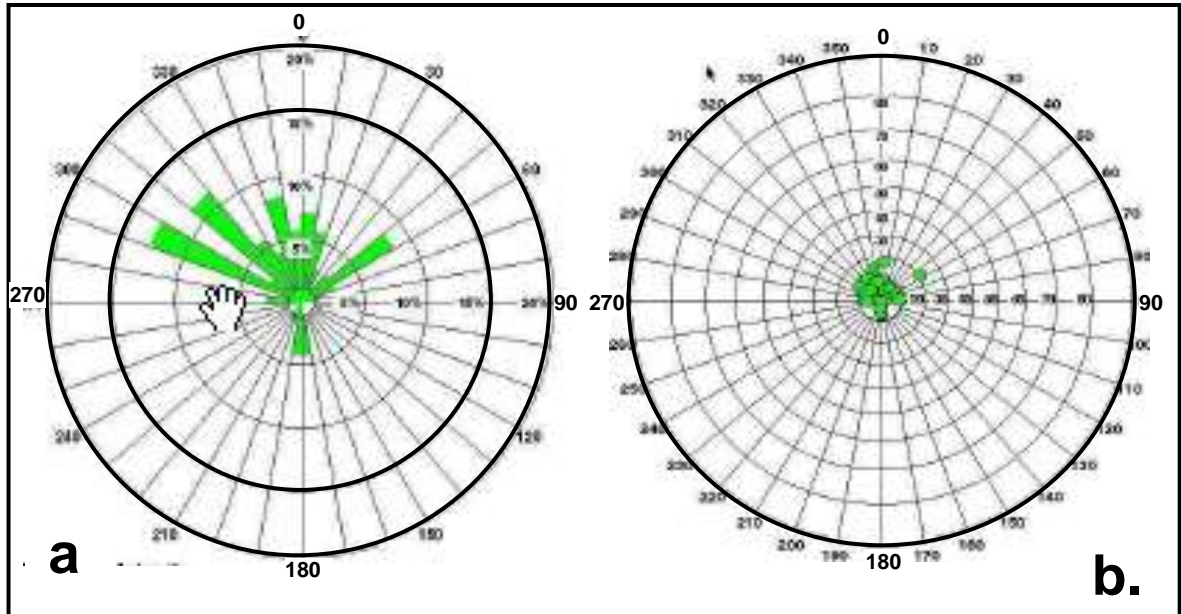
**Figura 70.** a) Orientación de las Fracturas Naturales de Baja Calidad. El diagrama de rosa presenta la orientación preferencial de las fracturas en dirección N70°E y N70°W. b) Ángulos de buzamiento altos con valores mayores de 70 grados. El diagrama de Smith demuestra que los planos de las fracturas tienen vergencia preferencial SSW.



**Figura 71.** Fracturas Inducidas por Tensión, se observa una dispersión de estas fracturas sobre la circunferencia de las paredes del pozo, por lo que el Azimut promedio no representa con certeza la dirección de SHmax.

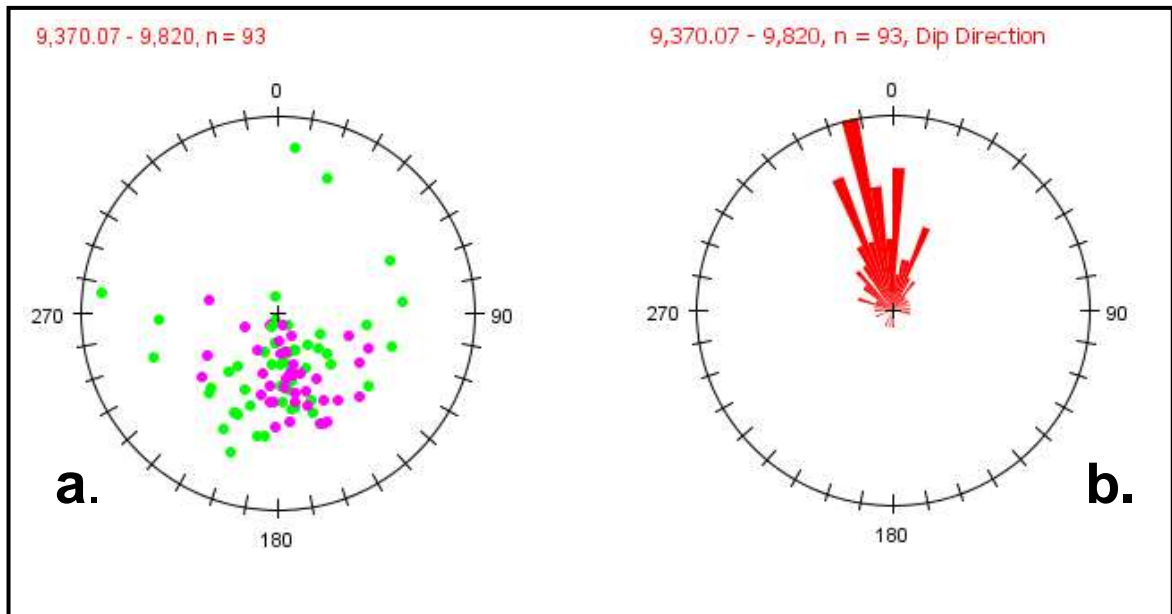
## Estratificación

En la Figura 72 se observa la dirección de rumbo y buzamiento de los planos de estratificación identificados en la Imagen FMI del pozo Cónдор-2.



**Figura 72.** a) Diagrama de Rosa que presenta la dirección de los estratos en Función del Azimut, obsérvese la predominancia NNW en las direcciones de los estratos. b) Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todos los estratos en el intervalo, la concentración de los polos de los estratos hacia e centro del estereograma demuestra que los estratos son sub-horizontales.

En la imagen FMI se identificaron numerosos planos de estratificación sobre una litología donde predominan las areniscas con intercalaciones de limolitas y arcillas. En general los planos de estratificación buzanan en ángulos menores a 10 grados a un azimut promedio de 340 Grados tal como se ilustra en la Figura 72a.

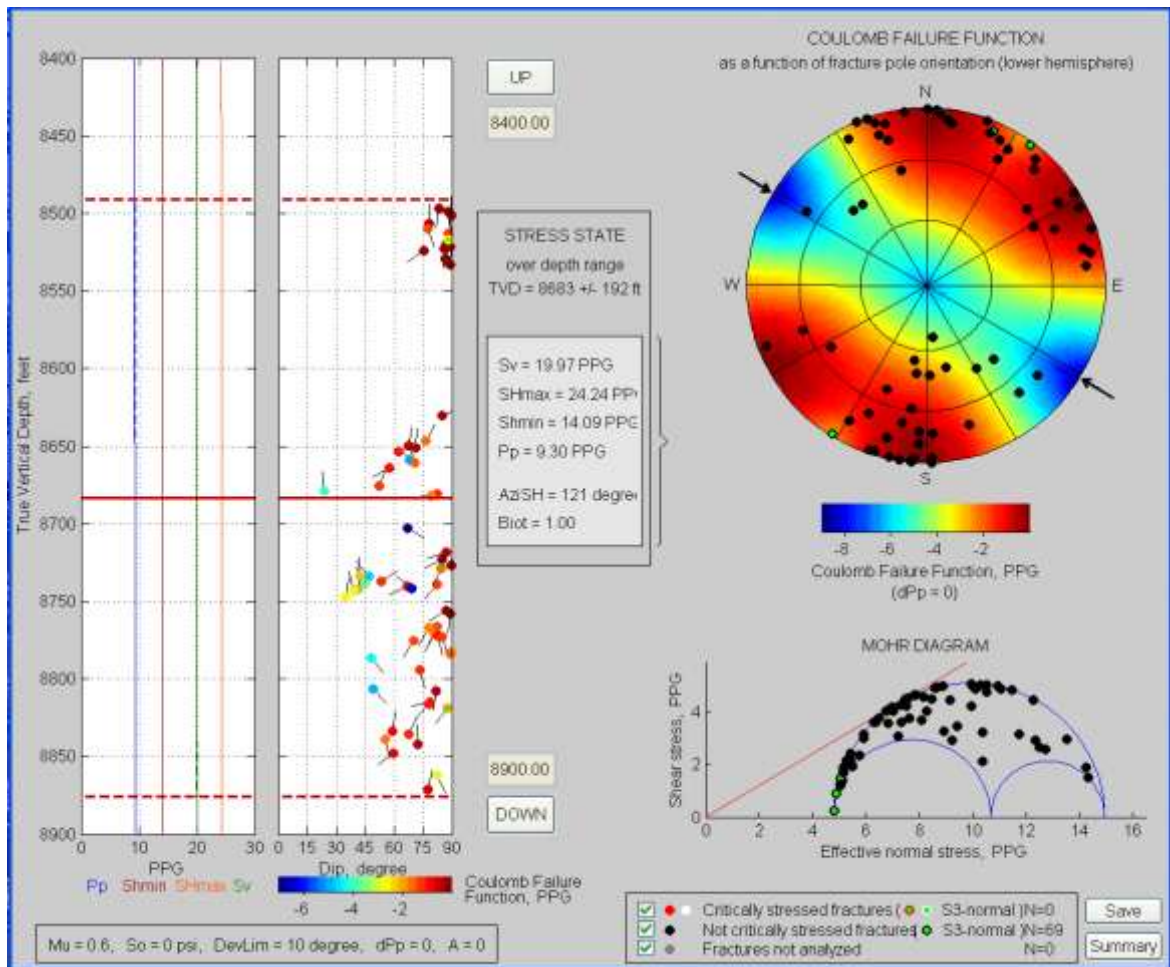


**Figura 73.** a) Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todos los estratos en el intervalo. En verde estratificación plana-paralela, en Magenta estratificación cruzada. b) Diagrama de Rosa. Dirección de buzamiento de los planos de los estratos en Función del Azimut.

La Figura 73a es la representación de los polos de los planos de estratificación sobre un estereograma del hemisferio inferior. Se observa la concentración de polos hacia el centro del estereograma lo cual confirma el carácter sub-horizontal de los estratos tal como lo demostró el mismo análisis en el pozo Cándor-1. La Figura 73b demuestra que la dirección de buzamiento presencia de los estratos es azimut 340 grados.

### Análisis de Mohr- Coulomb para el Intervalo

Mediante este análisis se logró establecer las zonas de fracturas críticamente estresadas y óptimamente orientadas es decir aquellas fracturas que según su régimen de esfuerzos *in-situ* y por su orientación, están predispuestas a la falla por fricción lo cual favorece la permeabilidad. A continuación se presentan los diagramas de Mohr-Coulomb que representan estas características para todas las fracturas interpretadas en el pozo Cándor-2. (Figura 74)



**Figura 74.** Diagrama Mohr-Coulomb para el intervalo Total 9360 pies – 9760pies. Se observa a la izquierda las magnitudes de los esfuerzos principales y la población de fracturas naturales. Los colores de las fracturas siguen la escala según la magnitud de de la Función de Falla de Coulomb (FFC). Menor FFC en color azul mientras los valores de FFC más altos se representan en rojo. A la derecha el diagrama de Mohr-Coulomb representando los polos de las fracturas y las zonas favorecidas por los esfuerzos. Las flechas externas al círculo representan el esfuerzo principal máximo horizontal SHmax.

La Figura 74 representa a la izquierda el modelo geomecánico del área de influencia del pozo Cándor-2 con los valores graficados de Presión de Poro Pp, Esfuerzo Horizontal Mínimo Shmin, Esfuerzo Horizontal Máximo SHmax, y Esfuerzo de Sobrecarga Sv. La población de fracturas se representa mediante una escala de colores donde los tonos azules representan valores bajos de la magnitud de la Función de Falla de Coulomb, FFC (Ecuación 8) y los tonos rojos FFC altos. A la derecha superior se representan los polos de los planos de las fracturas sobre una proyección estereográfica del hemisferio inferior. La escala de color en este diagrama representa la proximidad de estos planos a la falla por fricción. El dibujo inferior representa la misma distribución de polos de fracturas en un diagrama 3D de Mohr. Aquí los puntos negros son los polos de los planos de fractura estables. Aunque se observa cierta dispersión en los datos, las fracturas críticamente estresadas son aquellas que están mas cerca de la que se ha llamado línea

de falla de Coulomb, es decir la línea roja tangente al círculo de Mohr. A esta pendiente se le llama  $\mu_f$  el cual es un coeficiente adimensional de fricción que experimentalmente se ha encontrado que oscila entre 0.6 y 0.8. Para las areniscas de la Formación Mirador en el pozo Cóndor-2 se tomo el valor de 0.6. Como resultado de este análisis se establece que todas las fracturas presentan altos buzamientos y que por lo tanto son sub-perpendiculares a los estratos.

Se interpretan como fracturas críticamente estresadas a aquellas que están mas cerca a la línea de falla de Coulomb y fracturas estables a las que se alejan de la línea. Sobre el estereograma se interpretan las fracturas críticamente estresadas como aquellas cuyos polos de sus planos caen sobre las zonas rojas en el estereograma es decir donde la relación de falla de Coulomb (Ecuación 4) se hace más positiva, esta población de fracturas críticamente estresadas y óptimamente orientadas son las que favorecen la permeabilidad.

A continuación se presentan los resultados del análisis de fracturas a lo largo de la Formación Mirador en el pozo Cóndor-2 mediante la interpretación de las imágenes FMI. Por cada intervalo se extraen los resultados del comportamiento de las fracturas frente al estado de esfuerzos en la sección, además se interpretan y analizan otros elementos tales como *breakouts* y estratificación. Se interpretan principalmente los intervalos de areniscas por cuyas fracturas se espera que fluyan los hidrocarburos.

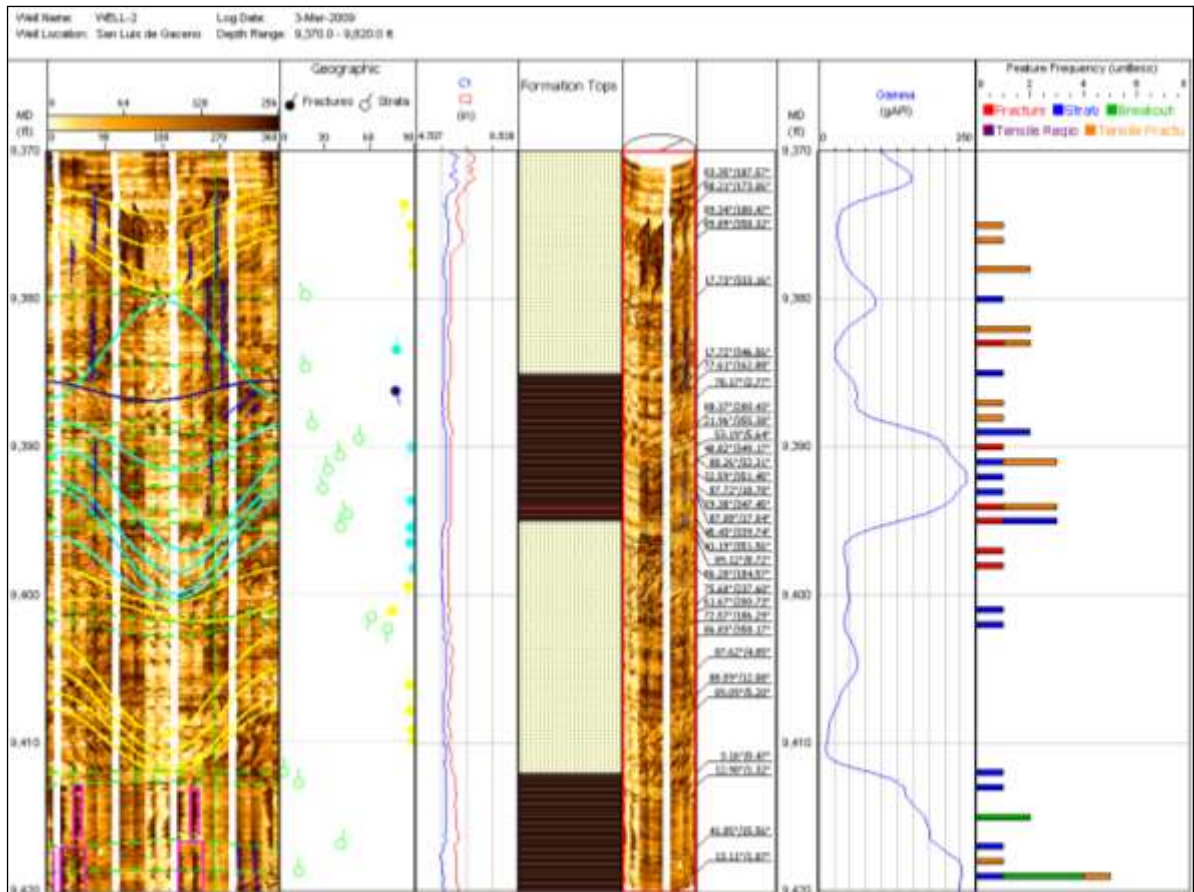
Del análisis de la Figura 74 se extrae que hay dos zonas (en rojo) que agrupan las fracturas de mayor coeficiente de deslizamiento es decir aquellas que han superado o están a punto de superar la fricción que genera el corte. Estas fracturas que están en corte son las fracturas con mayores posibilidades de fracturas productoras de hidrocarburos. Los polos de las fracturas que se encuentran sobre zonas azules en la grafica representan a aquellas que de acuerdo al régimen de esfuerzos a que están sometidas son estables. Se observa que en general son las fracturas que están en dirección del esfuerzo máximo horizontal SHmax, es decir aquellas cuyos polos caen en la zona roja del diagrama de falla de Coulomb las que están críticamente estresadas.

El pozo Cóndor-2 perforo la Formación Mirador desde una profundidad de 9360 pies hasta los 9800 pies, profundidad a la que se alcanzó el tope de la Formación Los Cuervos. El análisis de las imágenes se realizo teniendo en cuenta los intervalos litológicos atravesados durante la perforación.

### **Intervalo 9370 pies – 9420 pies**

El tope de la Formación Mirador en el pozo Cóndor-2 se encontró a 9360 pies y el registro de la imagen FMI se inicio a 9370 pies, donde la formación esta constituida por areniscas. La sección que cubre la imagen se compone de areniscas desde 9370 pies a 9385 pies seguida de una delgada capa de arcillolitas de 9385 pies a 9395 pies. Posteriormente otro intervalo de areniscas de 9395 pies a 9420 pies donde inicia la sección que operativamente ha sido llamada la arcillolita intermedia de la Formación Mirador (Figura 75). La población de fracturas naturales en la sección es escasa con predominancia de estas en la zona de areniscas, todas estas fracturas presentan buzamientos mayores a 80 grados, también hay abundantes planos de estratificación. Los

*breakouts* son escasos aunque se interpretaron algunos de ellos en la zona de las arcillolitas inferiores.

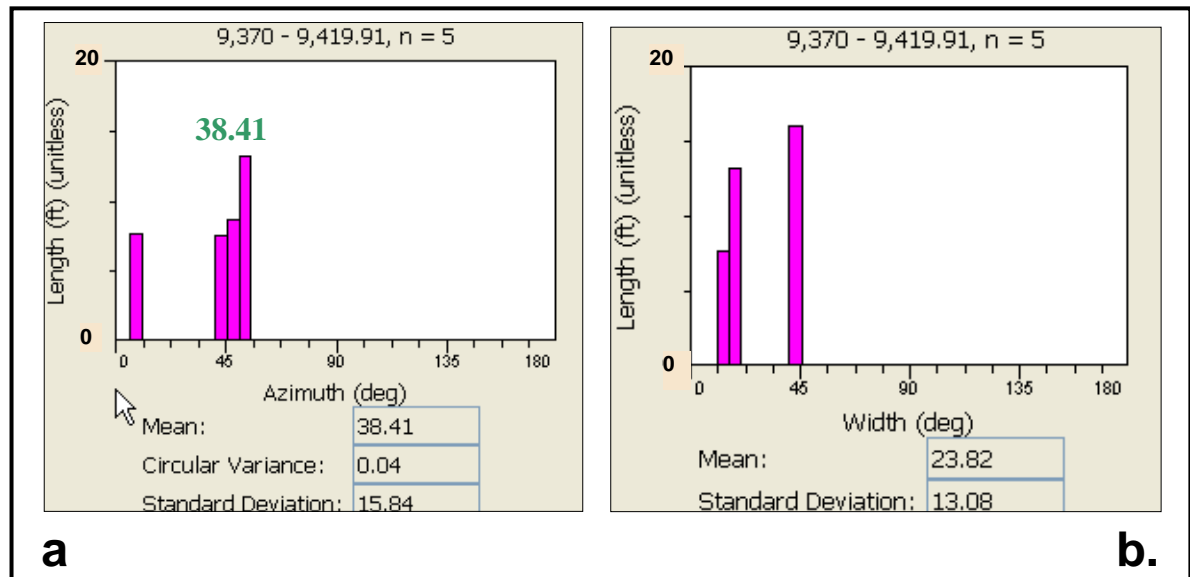


**Figura 75.** Interpretación de la Imagen FMI en el intervalo 9370 pies a 9420 pies. La imagen representa el desarrollo de la superficie cilíndrica de las paredes del pozo en este intervalo. Las fracturas naturales de alta calidad son los sinusoides de color azul oscuro, en amarillo fracturas naturales de baja calidad, en azul claro fracturas inducidas por la perforación. Los rectángulos color magenta representan los breakouts, los sinusoides verdes son los planos de estratificación plana-paralela.

La imagen FMI (*Formation Micro Imager*) de la Figura 75 es la representación del desarrollo en dos dimensiones del cilindro que conforma las paredes del pozo. La imagen muestra los valores de las conductividades eléctricas del material de las paredes, en falso color y alta resolución de píxeles. La escala horizontal indica los valores de azimut del hueco (de 0 a 360 grados), mientras la escala vertical representa la profundidad medida (por sus siglas en inglés *MD=Measured Depth*). A la derecha de la imagen está el *track* que representa la orientación de fracturas y estratos en función de la profundidad. Se llama *tadpole* al círculo con una línea recta (cola) que representa la fractura o el estrato. El eje X del diagrama de *tadpoles* representa el buzamiento de la fractura o estrato y el eje Y representa la profundidad. La cola del *tadpole* da la dirección de buzamiento de la fractura o el estrato en función de su azimut. Enseguida a la derecha de se encuentra el *track* del registro Caliper en función de la profundidad, el eje X representa la apertura de la herramienta cuando se

desliza por las paredes del pozo. El *track* del registro Gamma Ray tiene una escala horizontal de 0 a 150 unidades GAPI (Gamma Ray API) donde los valores bajos se interpretan como areniscas y los valores altos como arcillolitas, la escala vertical de este registro es la profundidad. El *track* final a la derecha, representa la frecuencia de fracturas, estratos y breakouts a lo largo del intervalo analizado.

### Breakouts

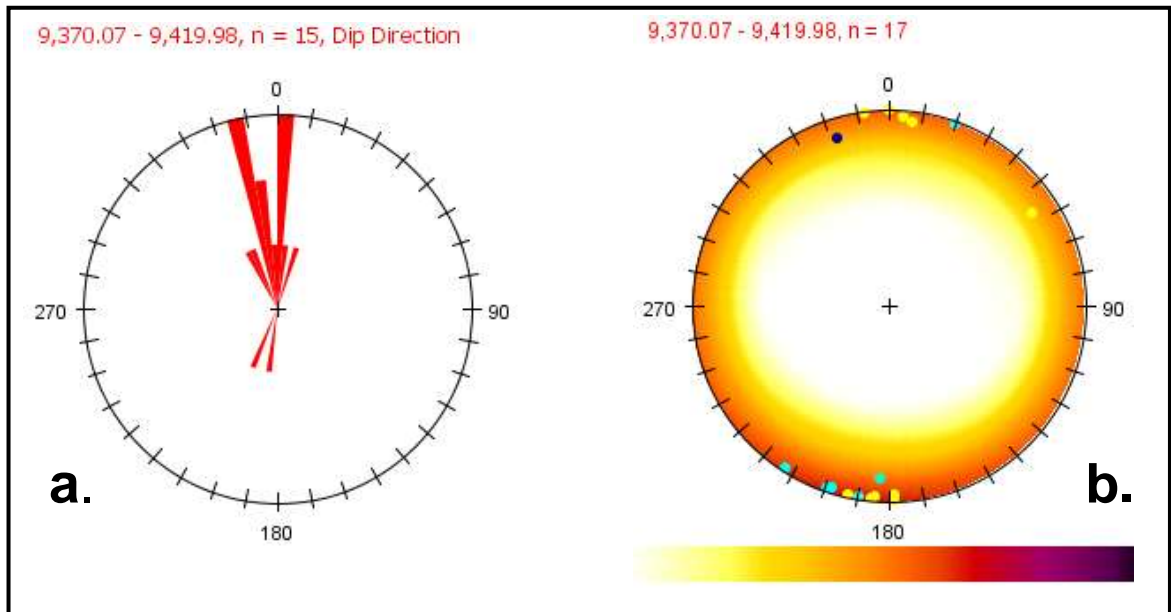


**Figura 76.** a) Distribución de las orientaciones de breakouts a lo largo de la formación, el valor 38.41 grados corresponde a la dirección de azimut promedio de los *breakouts*. b) Distribución de ancho de los *breakouts* en grados.

Se interpretaron 5 zonas de *breakouts* con dirección predominante NNE y azimut promedio de 38.41 Grados (Figura 81a) que en comparación con el valor obtenido para la sección total (Figura 71a) es mayor, aunque el ancho de *breakouts* se mantiene constante (figura 81b). Se conserva la tendencia del esfuerzo horizontal mínimo en dirección NNE. Estas ovalidades del hueco se presentan principalmente en la sección inferior de las arcillolitas. (Figura 76).

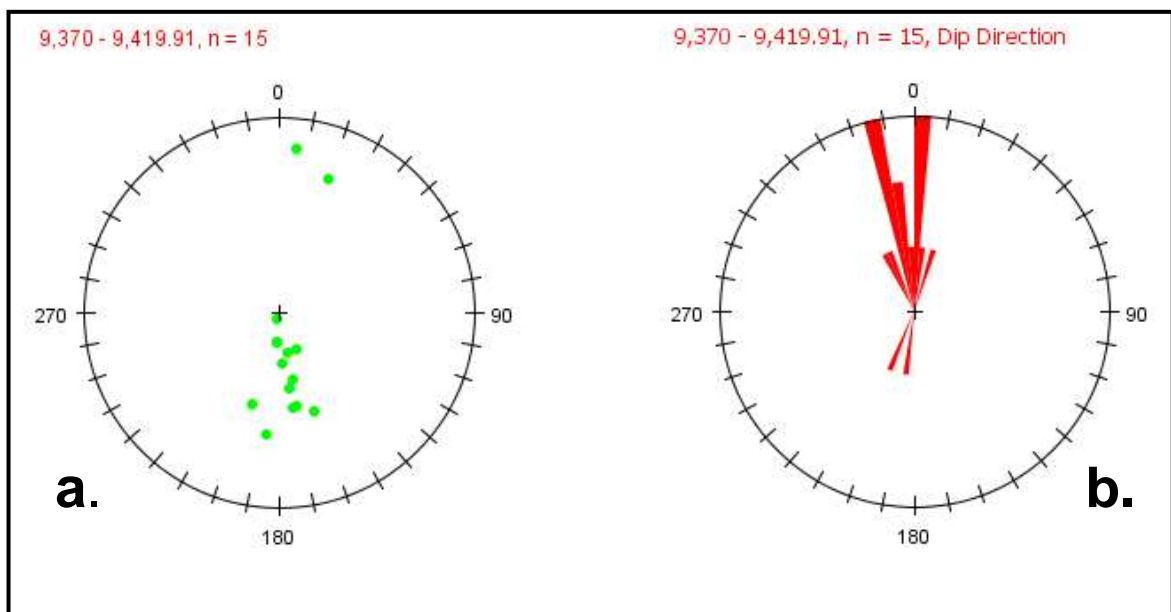
### Fracturas Naturales

Se observan pocas fracturas en esta sección de la columna estratigráfica, se identificaron 10 fracturas de alta calidad y 7 de baja calidad. Como el intervalo es de 50 pies se habla de una densidad de 0.34 fracturas por pie de formación. En la Figura 77a se observa que la dirección preferencial de buzamiento es N-S, mientras los polos de las fracturas se agrupan a los 0 grados y a los 180 grados del estereograma (Figura 77b). Lo anterior demuestra que el rumbo de las fracturas en este intervalo es Oeste-Este con valores de buzamiento entre 80 y 90 grados, es decir las fracturas son sub-perpendiculares a la dirección del eje del anticlinal del Guavio y prácticamente perpendiculares al rumbo de los estratos.



**Figura 77.** a) Diagrama de Rosa. Dirección de buzamiento de Fracturas en Función del Azimut. b) Estereograma del hemisferio inferior. En amarillo proyección de los polos para las fracturas de alta calidad y en azul proyección de los polos para las fracturas de baja calidad en el intervalo.

### Estratificación



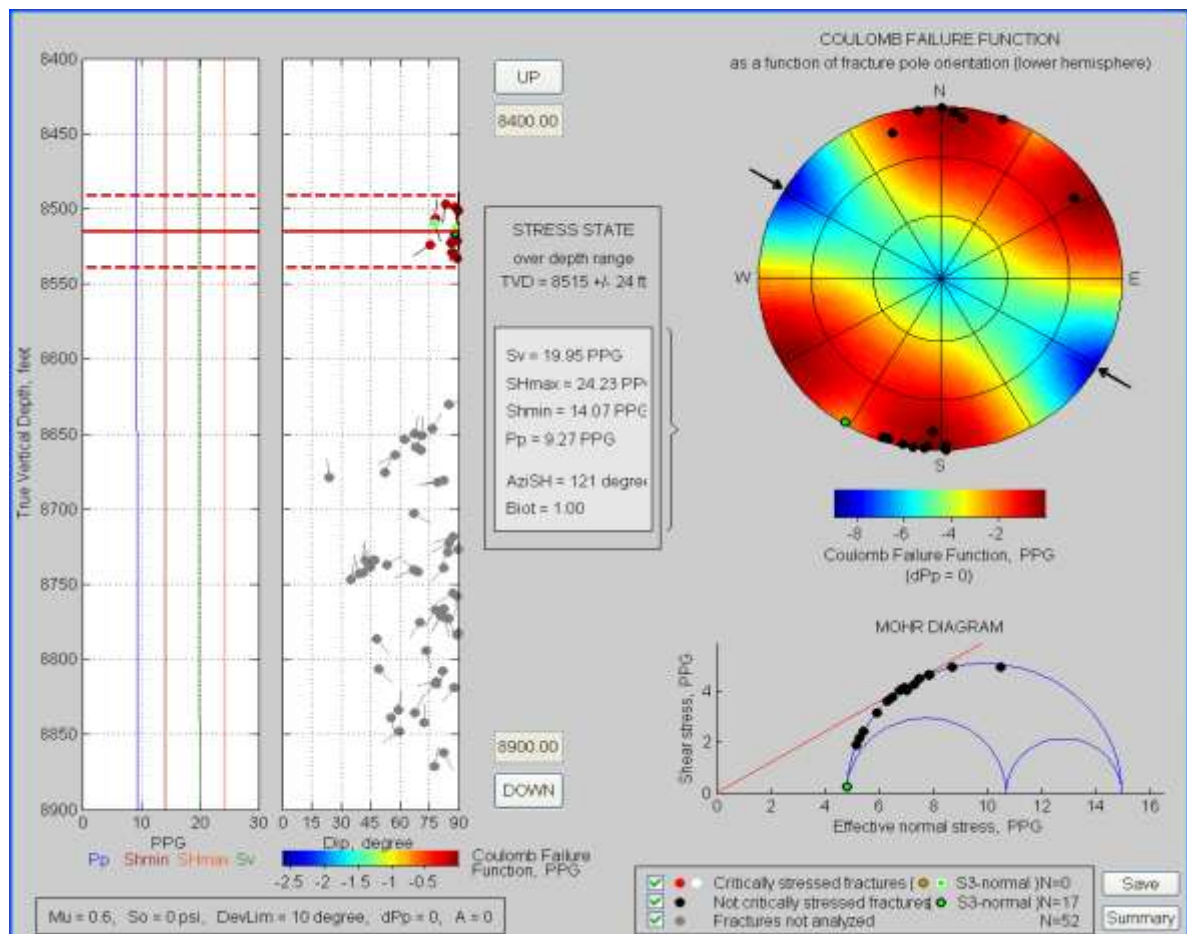
**Figura 78.** a) Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todos los estratos en el intervalo. b) Diagrama de Rosa. Dirección de buzamiento de estratos en Función del Azimut.



En la Figura 78a se observa la concentración de los polos de los estratos hacia el centro del estereograma lo que indica que sus valores de buzamiento son bajos, entre los 2 y lo 10 grados. En la Figura 78b se aprecia que la dirección de buzamiento de los estratos en esta sección es preferencialmente Norte-Sur

### Análisis de Mohr- Coulomb para el Intervalo

Las fracturas críticamente estresadas y óptimamente orientadas en esta sección de la Formación Mirador se encuentran en dirección SSW (Figura 79). De acuerdo al diagrama de esfuerzo de Mohr las fracturas en este intervalo están lo suficientemente afectadas por los esfuerzos *in-situ* de tal manera que están en corte o a punto de fallar. Este intervalo favorece la permeabilidad de las fracturas por lo tanto puede ser productor de hidrocarburos (Figura 79).



**Figura 79.** Diagrama Mohr-Coulomb para el intervalo 9370 pies-9420 pies. A la izquierda las magnitudes de los esfuerzos principales y la población de fracturas naturales. Los colores de las fracturas siguen la escala según la magnitud de de la Función de Falla de Coulomb (FFC). Menor FFC en color azul mientras los valores de FFC más altos se representan en rojo. A la derecha el diagrama de Mohr-Coulomb se observan los polos de las fracturas y las zonas favorecidas por los esfuerzos. Las flechas externas al círculo representan el esfuerzo principal máximo horizontal SHmax.

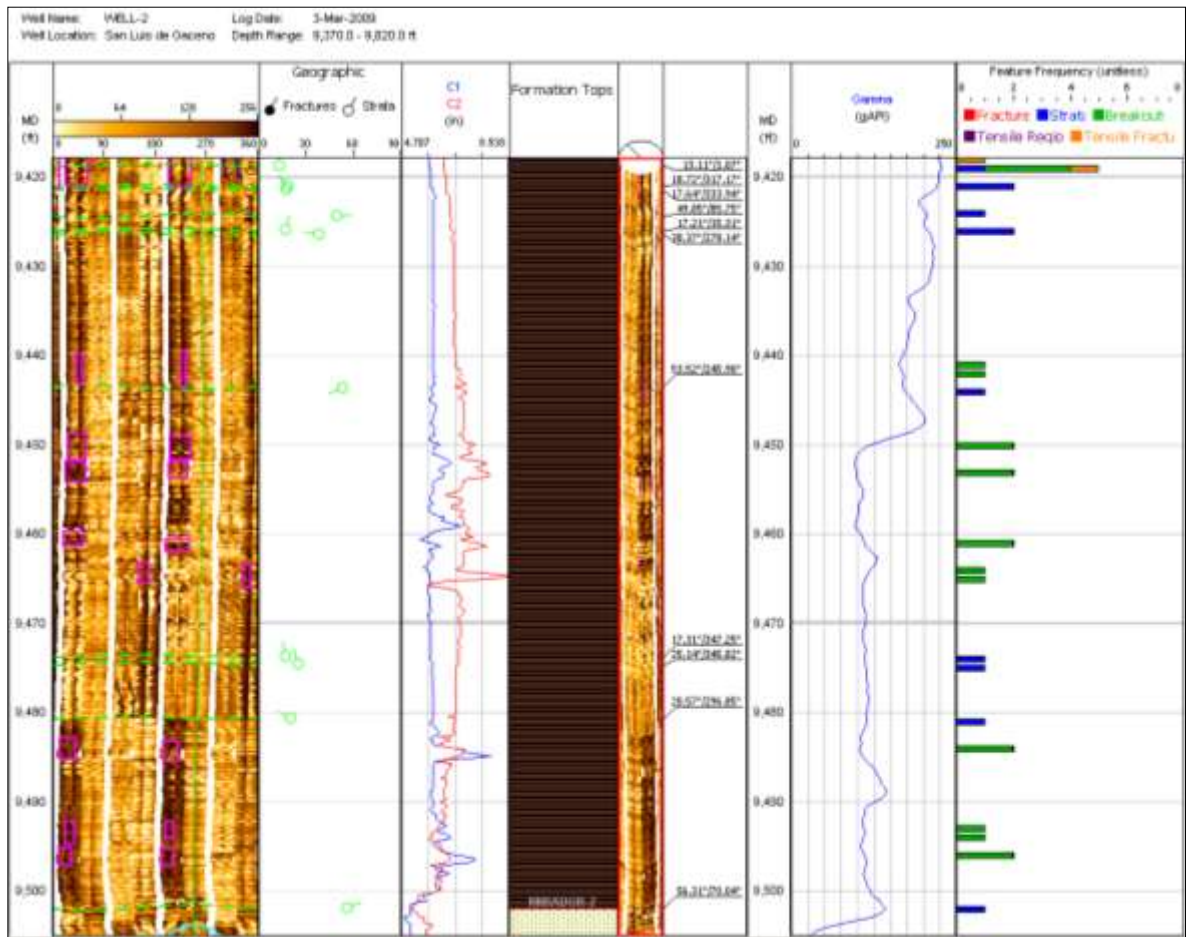
La totalidad de las fracturas naturales en el intervalo presentan buzamientos mayores a 80 grados tal como se observa en el sector izquierdo de la Figura 79, también se observa en el esterograma que representa la Función de Falla de Coulomb que todos los polos de las fracturas están localizados en las zonas rojas del diagrama, lo que significa que estas fracturas están sometidas a un régimen de esfuerzos críticos que las predispone a la falla por corte. Esta observación se corrobora con los resultados obtenidos por el diagrama de Mohr en la parte inferior de la figura 79, donde es evidente que todas los polos de las fractura se encuentran sobre la línea de pendiente de falla. Uniendo estas evidencias se concluye que en el intervalo 9370 pies a 9420 pies las fracturas están críticamente estresadas de tal manera que se favorece la permeabilidad y por consiguiente la producción de hidrocarburos.

### **Intervalo 9420 pies – 9505 pies**

Compuesto predominantemente por arcillolitas de color gris oscuro (Figura 80) constituye lo que operativamente se conoce como el segmento arcilloso intermedio de la Formación Mirador, divide el Mirador Superior del Mirador Inferior. En esta sección no se identificaron fracturas debido a la baja resolución de la imagen FMI, lo que hace que la interpretación de esta secuencia se limite a la estratificación y a los *breakouts*, por la misma razón no fue posible realizar el análisis de esfuerzos mediante los diagramas de Mohr-Coulomb para el intervalo.

La Figura 80 muestra que la imagen FMI en el intervalo 9420pies – 9505pies debido a su baja resolución no permite la identificación de fracturas, a diferencia de la imagen UBI en el pozo Cándor-1 donde en este mismo intervalo se identificaron 17 fracturas (Figura 52). Sin embargo se lograron identificar sobre la imagen algunos *breakouts* en el sector de 9450 pies hasta 9500 pies cuya presencia se confirmó observando el comportamiento del registro Caliper (C1 y C2 en la Figura 80) el cual se amplía y se hace errático en el intervalo en mención. Los planos de estratificación en esta sección tienen bajos buzamientos, conservan la tendencia observada para todo el pozo donde estos planos no exceden los 12 grados.

Este intervalo de 85 pies no es importante desde el punto de vista de acumulación de hidrocarburos debido a su naturaleza arcillosa, pero si lo es si se tiene en cuenta que esta arcillolita separa los dos intervalos productores de la Formación Mirador, es decir las areniscas de la Formación Mirador Superior y Mirador Inferior, y actúa como sello entre estas dos secciones. La ausencia de fracturas en este intervalo confirma la buena calidad de sello que hay entre Mirador-1 y Mirador-2 en el pozo Cándor-2

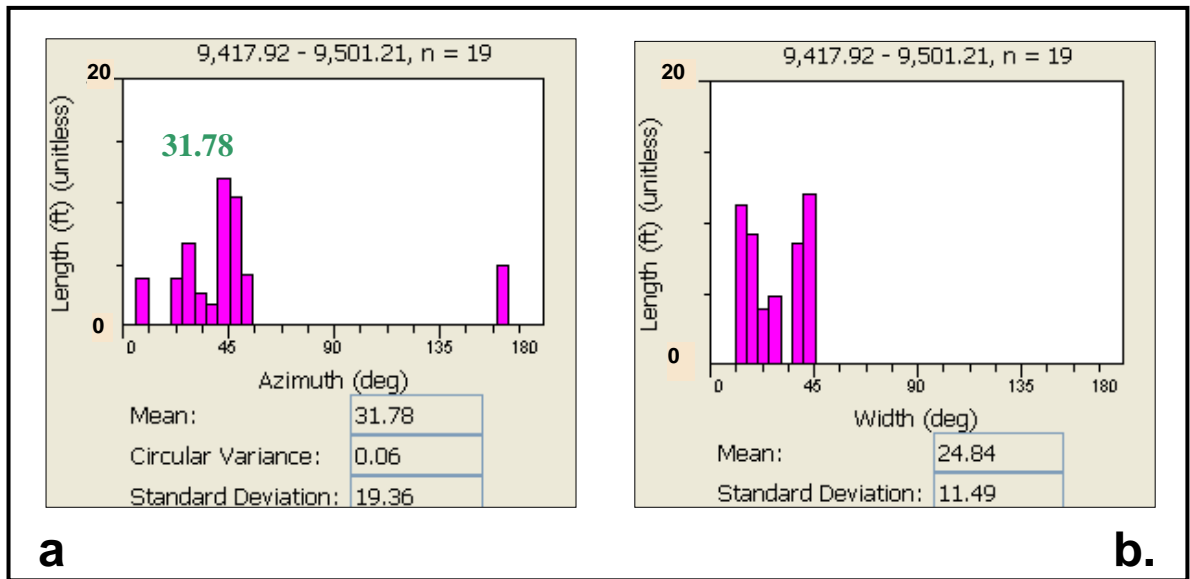


**Figura 80.** Interpretación de la Imagen FMI en el intervalo 9420 pies a 9505 pies. La imagen representa el desarrollo de la superficie cilíndrica de las paredes del pozo. No se observan fracturas naturales en el intervalo. Los rectángulos color magenta representan los *breakouts*, los sinusoides verdes los planos de estratificación.

### Breakouts

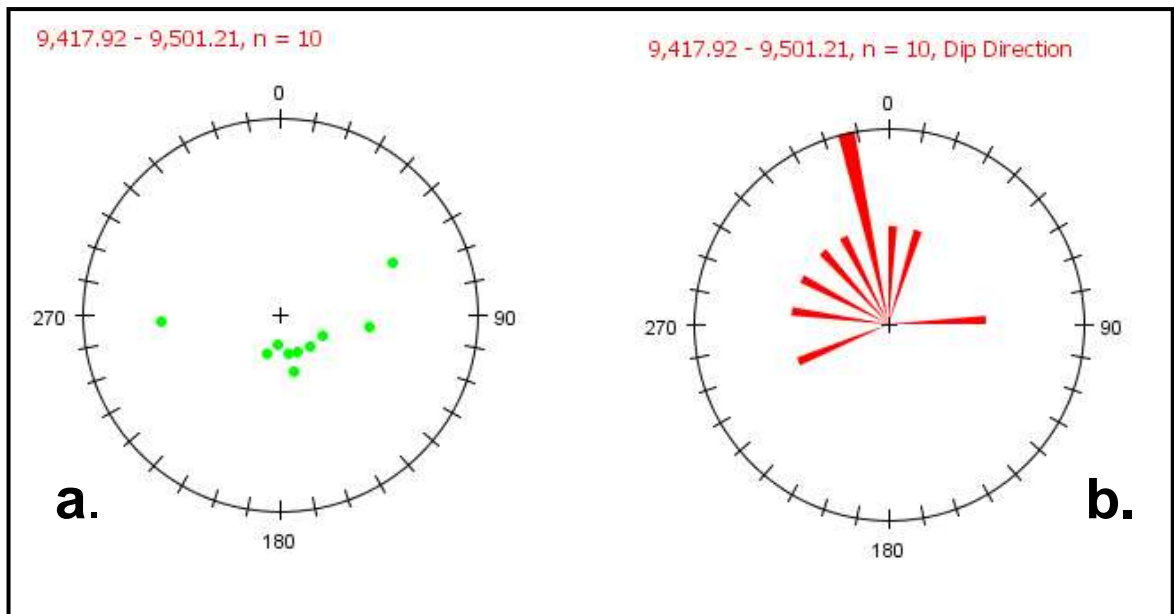
Las ovalidades del hueco o *breakouts* están presentes a lo largo de todo el intervalo arcilloso lo cual es coherente si se tiene en cuenta que son las arcillolitas quienes más se deforman cuando están sujetas a grandes esfuerzos en profundidad.

Sobre la imagen FMI se identificaron 19 *breakouts* con dirección preferente NNE con azimut promedio de 31.79 grados, muy similar al azimut promedio encontrado para toda la Formación Mirador en el pozo Cóndor-2 (31.35 grados). El ancho de los *breakouts* no excede los 45 grados lo que indica que la acción del esfuerzo máximo horizontal SHmax sobre las paredes del hueco es de carácter moderado y no propicia grandes zonas de derrumbes, tal como lo evidencia el comportamiento del registro Caliper en el intervalo. (Figura 80, Columna C1-C2).



**Figura 81.** a) Distribución de las orientaciones de *breakouts* a lo largo del intervalo 9420 pies a 9505 pies, el valor 31.78 grados corresponde a la dirección de azimut promedio de los *breakouts*. b) Distribución de ancho de los *breakouts* en grados.

### Estratificación



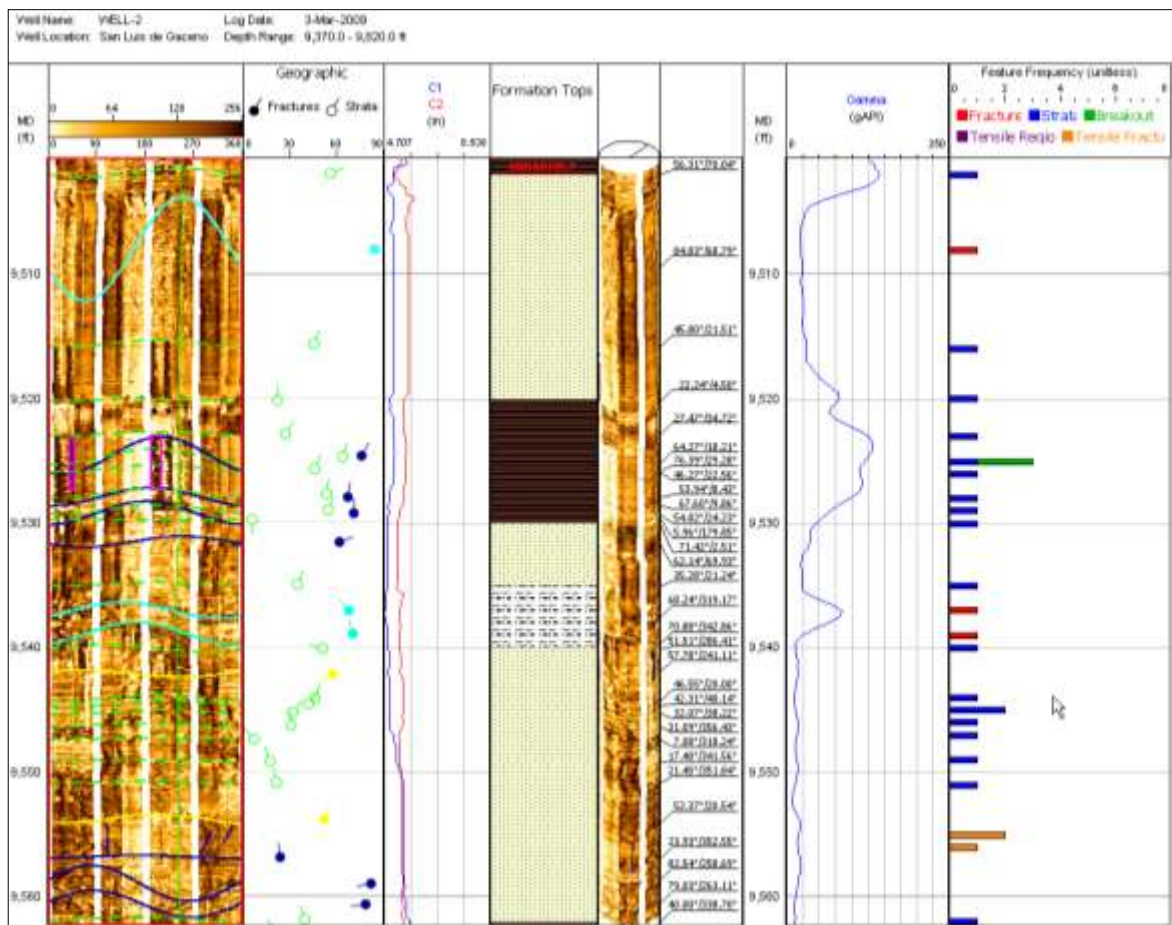
**Figura 82.** a) Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todos los estratos en el intervalo. b) Diagrama de Rosa con la dirección de buzamiento de estratos en Función del Azimut.

En la Figura 82a se observa que los polos de los planos de los estratos se agrupan hacia el centro del estereograma, esto significa que los estratos son casi horizontales, tal como lo demuestran las

mediciones en las que se obtuvieron buzamientos entre 5 y 10 grados en dirección NNW (Figura 82b).

### Intervalo 9505 pies – 9565 pies

A este intervalo se le llama operativamente Mirador-2 o arenisca masiva del Mirador Inferior. Como su nombre lo indica esta constituido principalmente por capas de areniscas y muy ocasionalmente finas capas de limolita y arcillolita principalmente hacia el sector medio del intervalo (Figura 83).



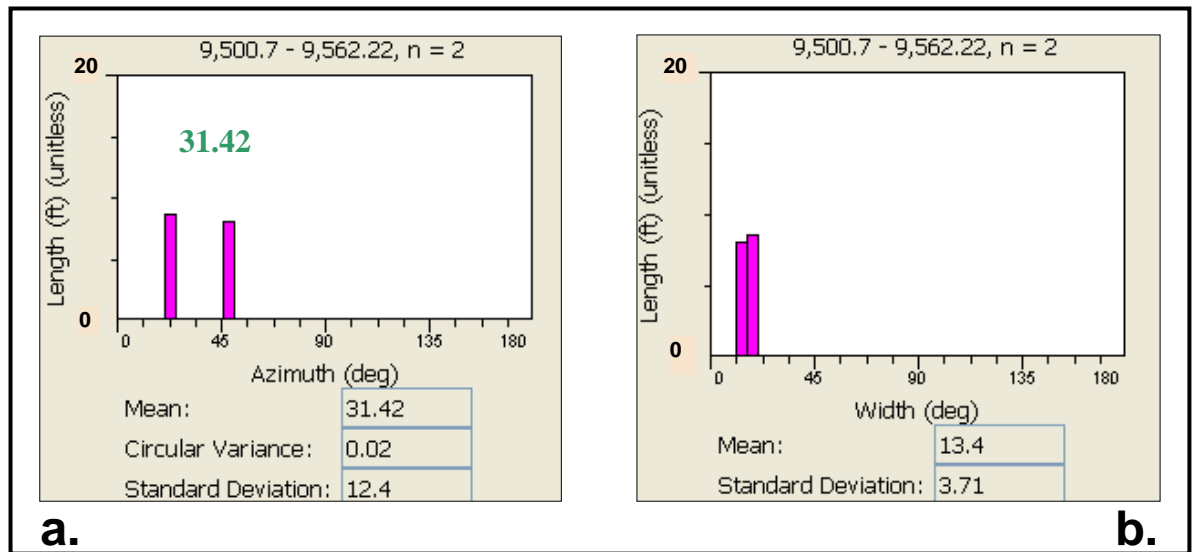
**Figura 83.** Interpretación de la Imagen FMI en el intervalo 9505 pies a 9565 pies. La imagen representa el desarrollo de la superficie cilíndrica de las paredes del pozo en este intervalo. Las fracturas naturales de alta calidad son los sinusoides de color azul oscuro, en amarillo fracturas naturales de baja calidad, en azul claro fracturas inducidas por la perforación. Los rectángulos color magenta representan los *breakouts*, los sinusoides verdes son los planos de estratificación plana-paralela.

La imagen FMI (*Formation Micro Imager*) de la Figura 88 es la representación del desarrollo en dos dimensiones del cilindro que conforma las paredes del pozo en el intervalo 9505 pies a 9565 pies. La imagen de la izquierda muestra los valores de las conductividades eléctricas del material de las

paredes, en falso color y alta resolución de pixeles. La escala horizontal indica los valores de azimut del hueco (de 0 a 360 grados), mientras la escala vertical representa la profundidad medida (por sus siglas en ingles *MD=Measured Depth*). A la derecha de la imagen están los *tracks* que contienen las fracturas, valores del registro Caliper, litología, registro Gamma Ray y la frecuencia de eventos (fracturas, *breakouts*, estratos) por intervalo.

En este intervalo de 50 pies se observan fracturas naturales de alta calidad y algunas de baja calidad presentes especialmente en la secuencia de areniscas. La estratificación es plana –paralela y los *breakouts* son escasos siendo los más evidentes los observados en los estratos arcillosos en la parte media de la secuencia que va de 9520 pies a 9530 pies.

### Breakouts



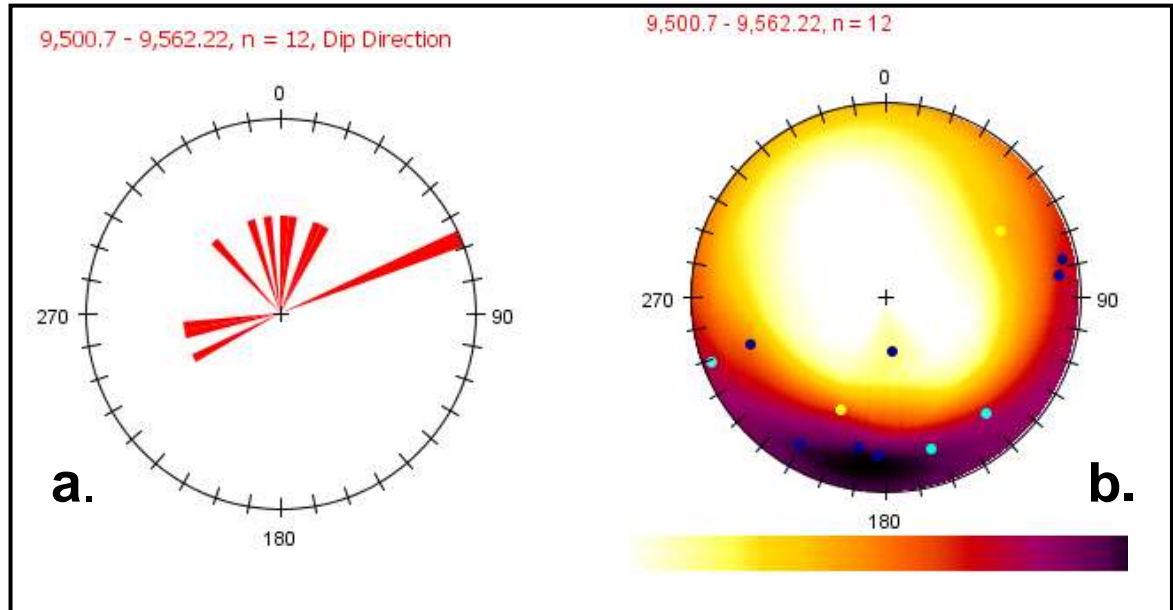
**Figura 84.** a) Distribución de las orientaciones de *breakouts* a lo largo de la formación, el valor 31.42 grados corresponde a la dirección de azimut promedio de los *breakouts*. b) Distribución de ancho de los *breakouts* en grados.

Las ovalidades del pozo en el intervalo 9505 pies – 9565 pies son escasas y se presentan en las capas arcillosas de la secuencia, no obstante, se mantiene la dirección NNE observada en las demás secciones analizadas tanto en el Cónдор-1 como en Cónдор-2. El valor de azimut 31.42 grados (Figura 84a) es similar a los valores obtenidos en las secciones superiores de la secuencia de la Formación Mirador. El ancho promedio de los *breakouts* es muy bajo 13.4 grados (Figura 84b) lo que indica que la acción del esfuerzo máximo horizontal SHmax sobre las paredes del hueco en este sector es moderada y no propicia zonas de derrumbes

Las imágenes no revelan la presencia de *breakouts* en las areniscas, lo cual habla de la estabilidad del hueco debido a la dureza de estas rocas.

## Fracturas Naturales

Se interpretaron doce fracturas naturales en un intervalo de sesenta pies lo que da una intensidad de fracturas de 0.2, es decir una fractura cada cinco pies. De estas fracturas seis son de alta calidad y cinco de baja calidad, con buzamientos promedio de 80 grados y son prácticamente perpendiculares a los estratos (Figuras 985a y 85b).

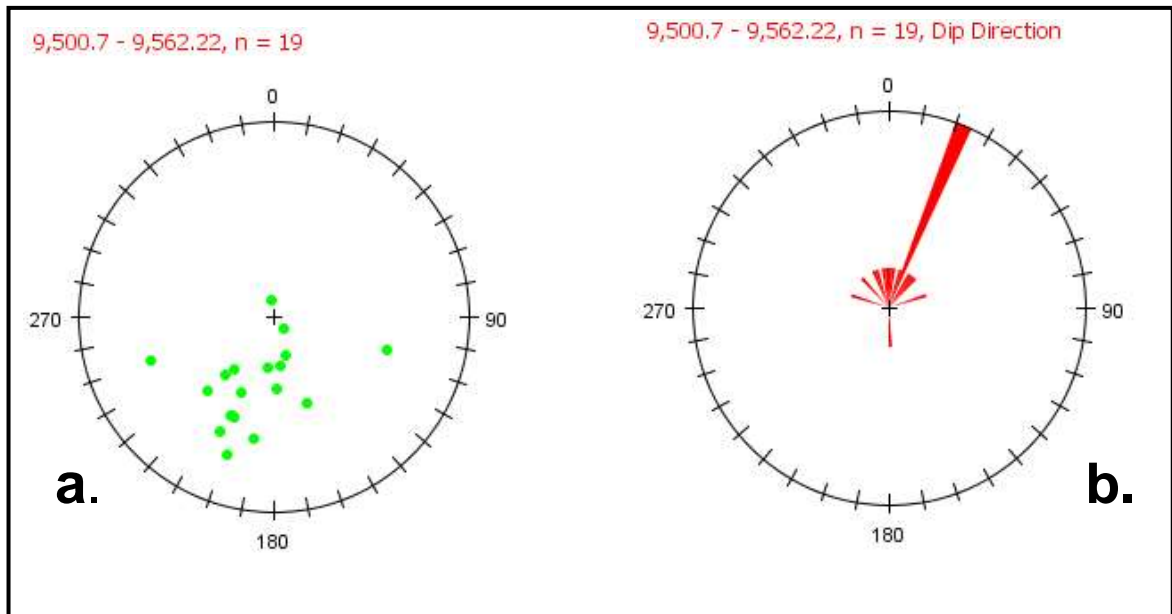


**Figura 85.** a) Diagrama de Rosa con la dirección de buzamiento de Fracturas en Función del Azimut. b) Estereograma del hemisferio inferior. En azul oscuro y amarillo las proyección de los polos para los planos de fracturas de alta calidad en el intervalo. En azul claro la proyección de los planos de las fracturas de baja calidad.

Las fracturas siguen una dirección de buzamiento preferencial hacia el Norte tal como se aprecia en la Figura 85a, lo que indica que el rumbo predominante de las fracturas es Oeste-Este tal como lo evidencia la posición de los polos de los planos de fracturas en la Figura 85b, los cuales siendo la normal a los planos de fracturas se ubican en el sector sur del estereograma entre los azimuts 170 a 210 grados.

## Estratificación

En la Figura 86a se observa la concentración de los polos de los estratos hacia el sector SSW del estereograma con valores de buzamiento entre los 2 y los 20 grados. En la Figura 86b se aprecia que la dirección de buzamiento de los estratos en esta sección es preferencialmente N25°E, de donde se infiere que la dirección del azimut promedio de los estratos es 115 grados.

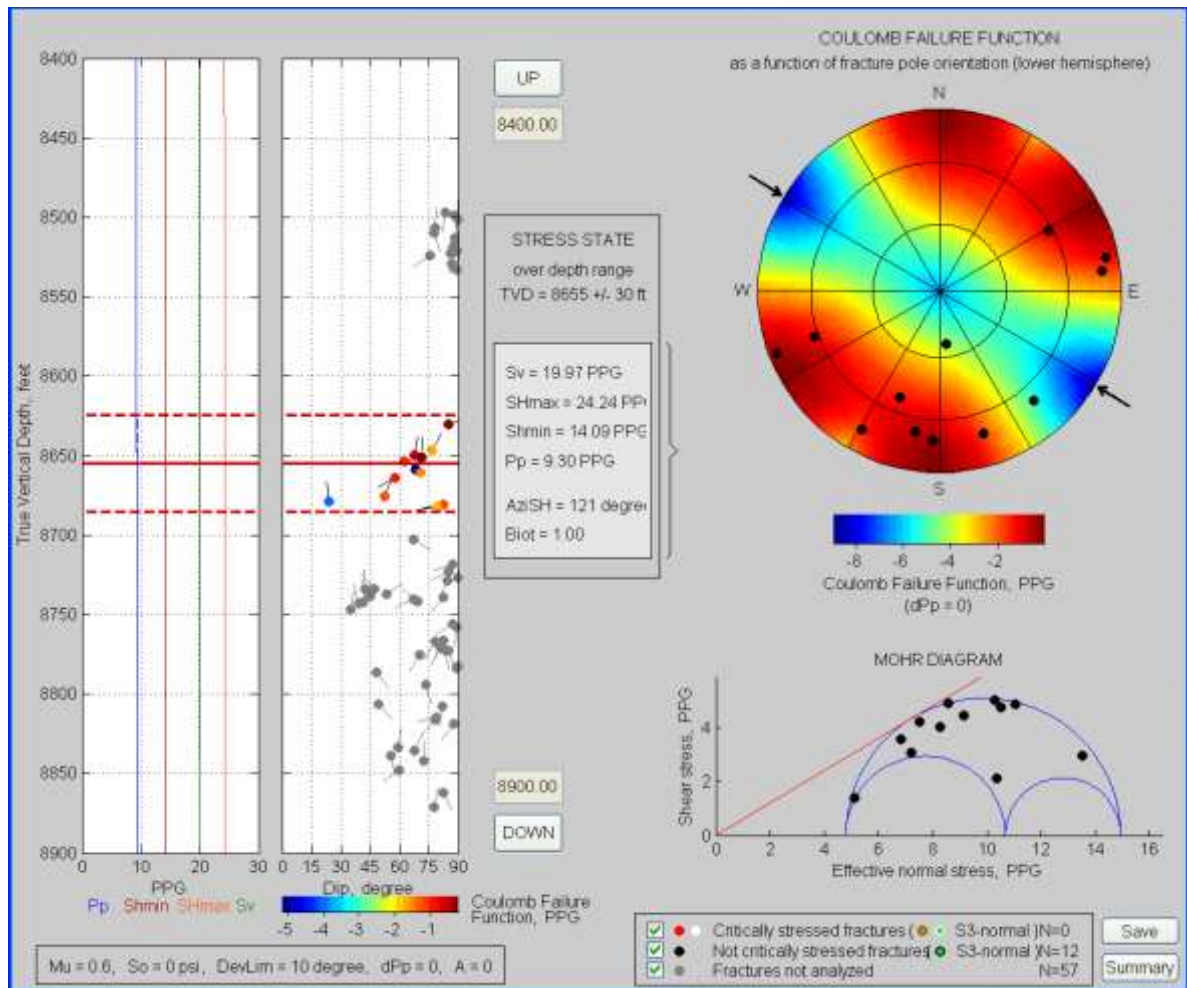


**Figura 86.** a) Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para todos los estratos en el intervalo. b) Diagrama de Rosa. Buzamiento de estratos en Función del Azimut.

### Análisis de Mohr- Coulomb para el Intervalo

El buzamiento promedio de las fracturas naturales en el intervalo es de 80 grados tal como se observa en el sector izquierdo de la Figura 87, también se observa en el estereograma que representa la Función de Falla de Coulomb que la mayoría de los polos de las fracturas están localizados en las zonas rojas del diagrama, lo que significa que estas fracturas están sometidas a un régimen de esfuerzos críticos que las predispone a la falla por corte, sin embargo los resultados obtenidos por el diagrama de 3D de Mohr en la parte inferior de la figura 87 evidencia que solo dos fracturas en todo el intervalo están cerca de la línea de falla de Coulomb y por lo tanto serían las fracturas que favorecerían la permeabilidad y productividad de hidrocarburos.

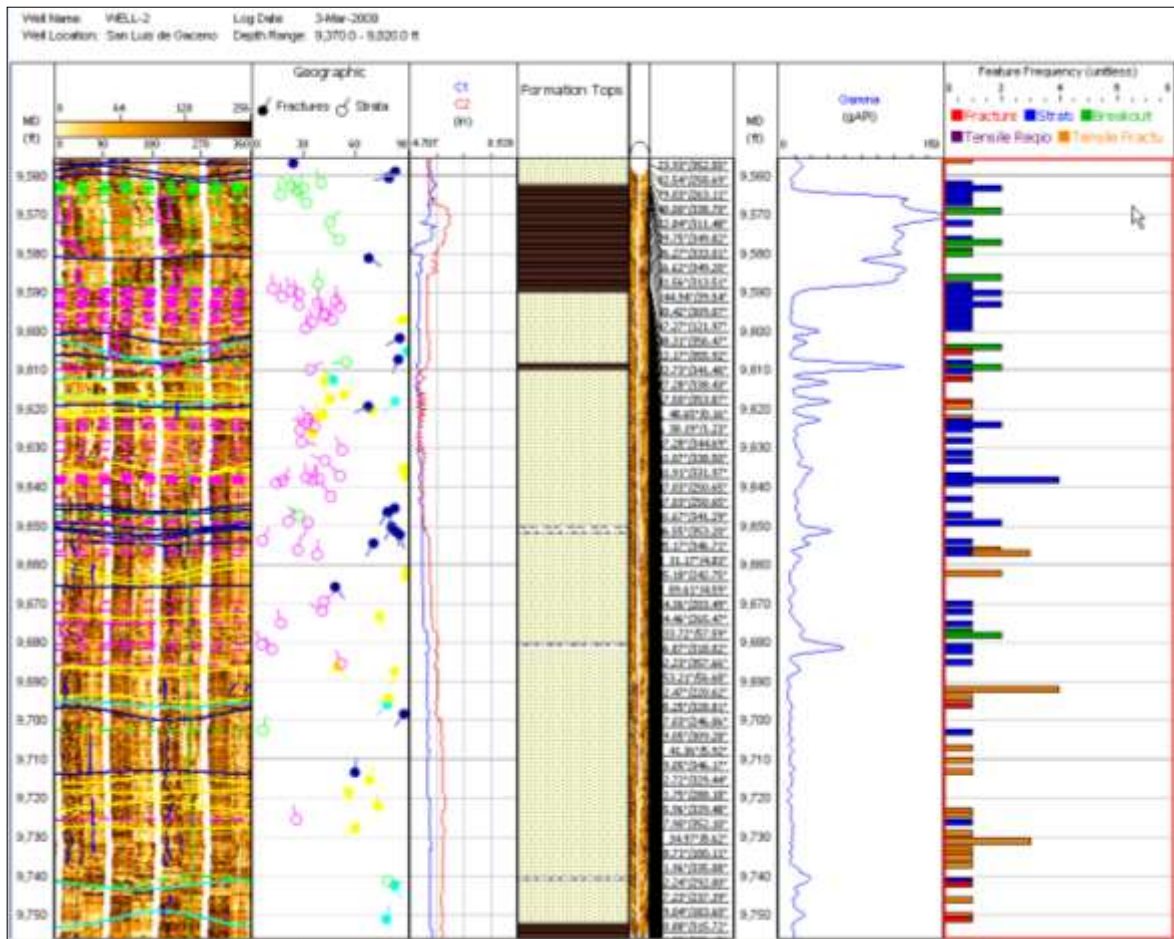




**Figura 87.** Diagrama Mohr-Coulomb para el intervalo 9505 pies -9565 pies. A la izquierda las magnitudes de los esfuerzos principales y la población de fracturas naturales. Los colores de las fracturas siguen la escala según la magnitud de de la Función de Falla de Coulomb (FFC). Menor FFC en color azul mientras los valores de FFC más altos se representan en rojo. A la derecha el diagrama de Mohr-Coulomb representando los polos de las fracturas y las zonas favorecidas por los esfuerzos. Las flechas externas al círculo representan el esfuerzo principal máximo horizontal SHmax.

#### Intervalo 9565 pies – 9755 pies

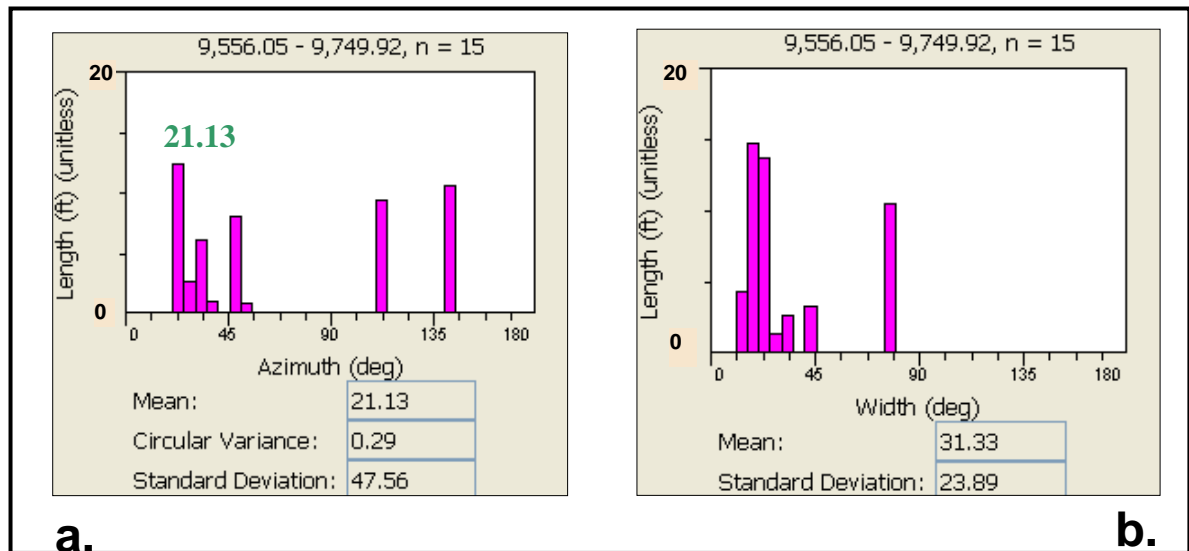
Corresponde este intervalo a la secuencia inferior de la Formación Mirador para el pozo el Cónдор-2. Esta conformado por areniscas conglomeraticas intercaladas por un intervalo arcilloso entre 9560 pies y 9580 pies (Figura 88). La imagen FMI (*Formation Micro Imager*) evidencia mayor población de fracturas en comparación con los intervalos superiores ya analizados así como también abundantes planos de estratificación. Los *breakouts* están presentes en la intercalación de arcillolitas. (Figura 88).



**Figura 88.** Interpretación de la Imagen FMI en el intervalo 9565 pies a 9755 pies. La imagen representa el desarrollo de la superficie cilíndrica de las paredes del pozo en este intervalo. Las fracturas naturales de alta calidad son los sinusoides de color azul oscuro, en Amarillo fracturas naturales de baja calidad, en azul claro fracturas inducidas por la perforación. Los rectángulos color magenta representan los *breakouts*, los sinusoides verdes los planos de estratificación plano-paralela y los magenta estratificación cruzada.

En este intervalo de 190 pies se observan fracturas naturales de alta calidad y algunas de baja calidad presentes especialmente en la secuencia de areniscas todas ellas con altos buzamientos. La estratificación es plano-paralela y los *breakouts* son escasos siendo los más evidentes los observados en los estratos arcillosos en la parte media de la secuencia que va de 9560 pies a 9580 pies. Se observa en la Figura 88 la respuesta del registro Gamma Ray que en los 30 pies de arcillas presenta valores altos mientras la parte baja del registro entre 9590 pies y 9750 pies muestra valores bajos que representan el carácter de arenisca conglomerática de esta sección de la Formación Mirador en el pozo Cóndor-2

## Breakouts



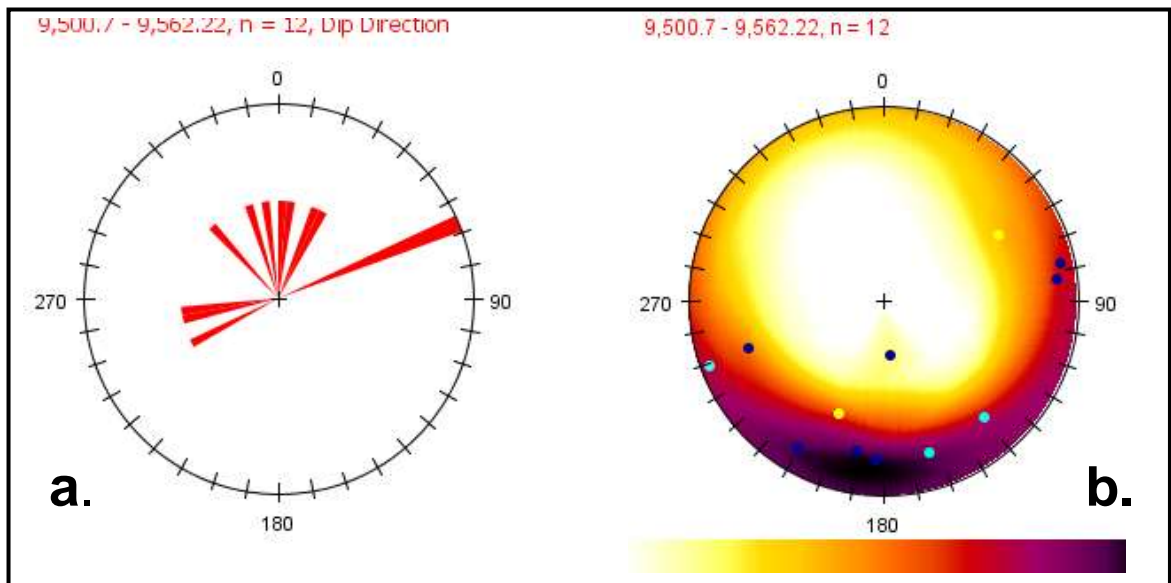
**Figura 89.** a) Distribución de las orientaciones de *breakouts* a lo largo de la formación, el valor 21.13 grados corresponde a la dirección de azimut promedio de los *breakouts*. b) Distribución de ancho de los *breakouts* en grados.

Las ovalidades del hueco o *breakouts* solo se evidencian en el intervalo arcilloso que va de 9560 pies a 9580 pies. La respuesta de la imagen en la arenisca masiva no refleja la presencia de *breakouts* esto demuestra la estabilidad del hueco en esta sección así como la dureza y resistencia de la roca. Un azimut promedio de 21.3 grados para los *breakouts* en la secuencia evidencia que el intervalo inferior de la Formación Mirador es decir la secuencia conglomerática esta menos deformada por efectos de los esfuerzos horizontales que la secuencia superior, de la misma manera que el valor promedio de ancho de *breakouts* (31.33 grados) no representa mayor incidencia del esfuerzo máximo horizontal SHmax sobre las paredes del pozo de tal manera que no se generan derrumbes o grandes deformaciones tal como lo ratifica la curva Caliper en la Figura 89.

## Fracturas

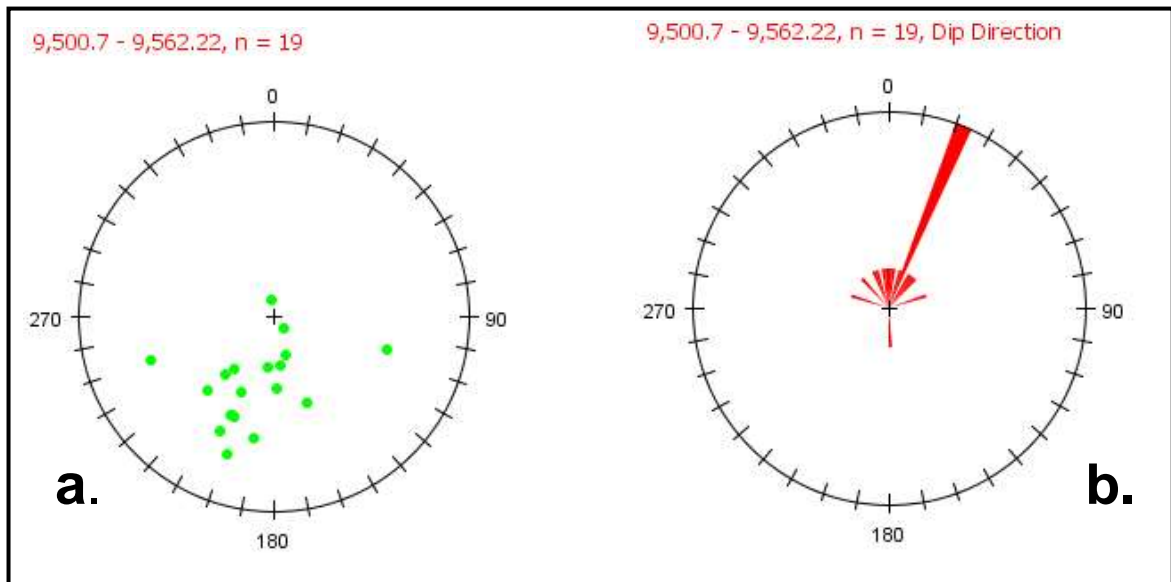
Se interpretaron cuarenta y dos fracturas de las cuales dieciocho son fracturas naturales de alta calidad, diecinueve corresponden a fracturas naturales de baja calidad y cinco son fracturas inducidas durante la perforación. (Figuras 90a y 90b). Hay tres direcciones de buzamiento preferenciales para las fracturas. Un grupo de fracturas buza en dirección N10°E, estas fracturas corresponden a aquellas cuyo rumbo es Oeste- Este sub-perpendicular al eje del Anticlinal del Guavio. El siguiente grupo de fracturas buza en dirección S10°E y corresponde a las fracturas cuyo rumbo es NNE en dirección paralela al eje del Anticlinal del Guavio, el tercer grupo de fracturas buza en dirección SSW y hacen referencia a las fracturas cuya dirección de rumbo es SSE perpendicular a la dirección del eje del Anticlinal. Todas las fracturas tienen altos ángulos de buzamiento que oscilan entre 75 y 90 grados. Con respecto a los estratos las fracturas son sub-perpendiculares. En la Figura 90b se observa la dispersión de los polos de las fracturas sobre el

estereograma, las fracturas de alta calidad (puntos azul oscuro) se concentran en la parte superior del estereograma y corresponde a las fracturas cuyo rumbo es Oeste-Este.



**Figura 90.** a) Diagrama de Rosa con dirección de buzamiento de Fracturas en Función de Azimut. b) Estereograma del hemisferio inferior. Proyección de los polos para los planos de las fracturas en el intervalo. Azul: Fracturas naturales de alta calidad, Amarillo: Fracturas naturales de baja calidad, Azul claro: fracturas inducidas durante la perforación.

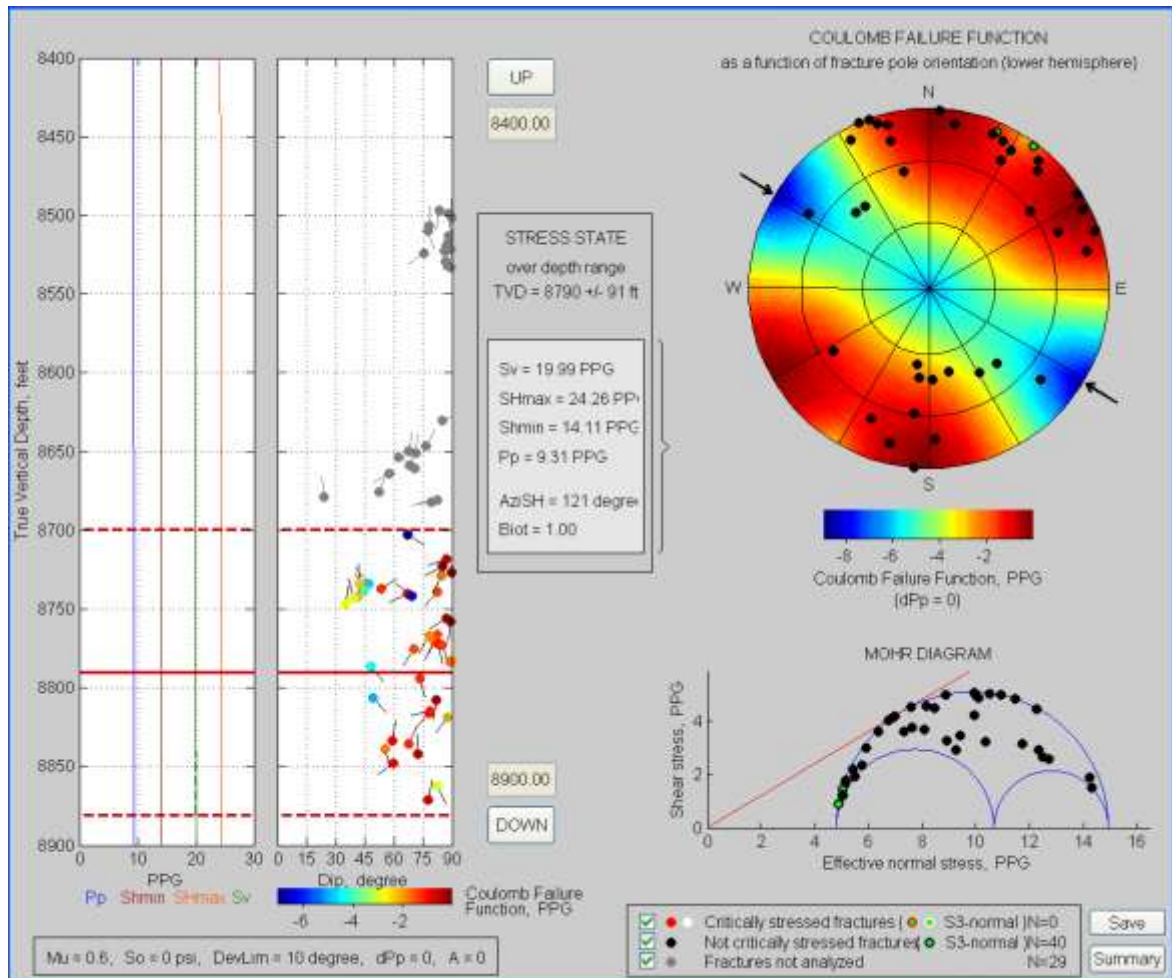
### Estratificación



**Figura 91.** a) Estereograma del hemisferio inferior, proyección de los polos para todos los planos de los estratos en el intervalo. En verde estratificación plana paralela, en magenta estratificación cruzada. b) Diagrama de Rosa con dirección de buzamiento de estratos en Función del Azimut.

Sobre la imagen se identificaron 53 planos de estratificación cuyos polos se aprecian en la Figura 91a. Hay predominio de planos de estratificación cruzada tal como lo demuestran los *tadpoles* de estratos (color magenta) en la Figura 88 y Figura 91a, la dirección de buzamiento preferencial de estos estratos es N25°W (Figura 91b). El rumbo promedio de los planos de estratificación en este intervalo es N65°E y su magnitud promedio de buzamiento es de 30 grados.

### Análisis de Mohr- Coulomb para el Intervalo



**Figura 92.** Diagrama Mohr-Coulomb para el intervalo 9565ft -9755ft. A la izquierda las magnitudes de los esfuerzos principales y la población de fracturas naturales. Los colores de las fracturas siguen la escala según la magnitud de de la Función de Falla de Coulomb (FFC). Menor FFC en color azul mientras los valores de FFC más altos se representan en rojo. A la derecha el diagrama de Mohr-Coulomb representando los polos de las fracturas y las zonas favorecidas por los esfuerzos. Las flechas externas al círculo representan el esfuerzo principal máximo horizontal SHmax.

La Figura 92 muestra el análisis de Mohr –Coulomb para el intervalo conglomerático de la Formación Mirador en su parte basal. Las zonas rojas corresponden a aquellas donde la relación

de Coulomb se hace mas positiva lo que quiere decir las zonas donde hay mayores probabilidades de que las fracturas estén en corte. De esta manera y sabiendo que la permeabilidad de las fracturas es favorecida por esta condición de las fracturas (que estén en corte o a punto de fallar) se puede establecer que las mayores probabilidades de fracturas productoras se encuentran en dirección NNE-SSW especialmente en los azimuts 180 – 190 Grados y 0 a 60 Grados. Se evidencia la menor cantidad de fracturas en la dirección del esfuerzo horizontal máximo SHmax.

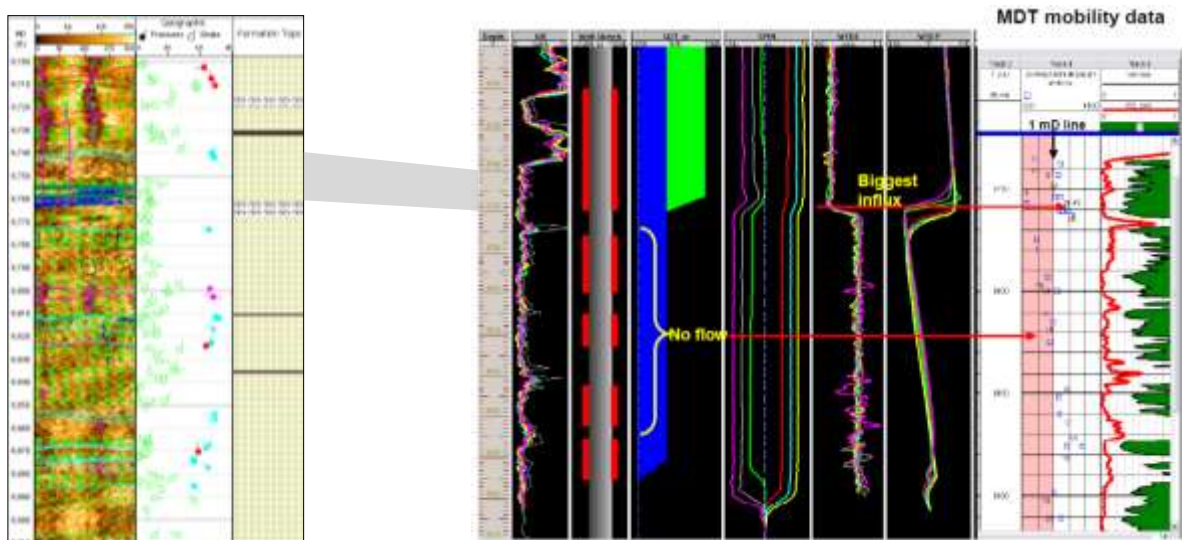
La imagen FMI cubre la Formación Mirador hasta el tope de la Formación los cuervos y se introduce en esta cincuenta pies, desafortunadamente la imagen en este intervalo es muy deficiente en su resolución lo que no permite hacer interpretación alguna.

### **5.3 PERMEABILIDAD DE FRACTURAS**

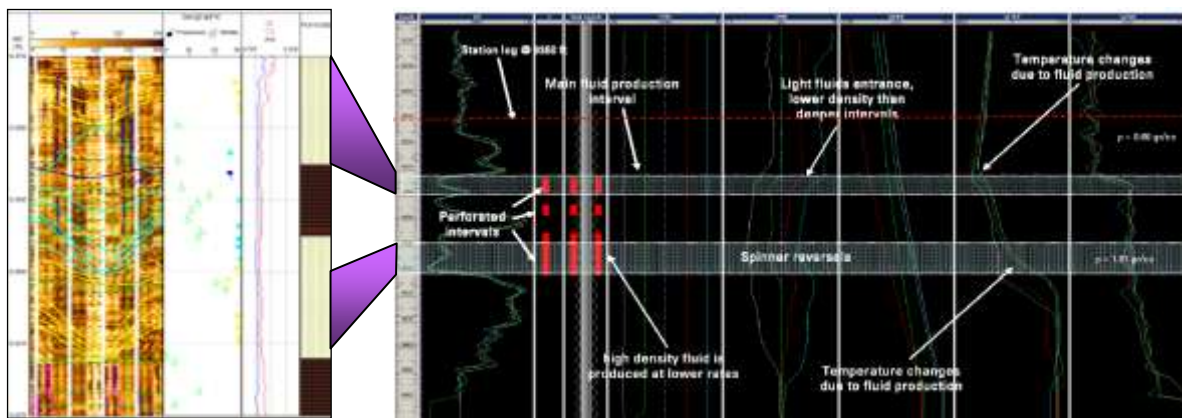
A continuación se cotejan los resultados obtenidos mediante el modelamiento de fracturas según el régimen de esfuerzos a que están sometidas, con los resultados obtenidos sobre la Formación Mirador por medio de las pruebas de producción realizadas en los pozos Cóndor-1 y Cóndor-2 para establecer las condiciones de permeabilidad del yacimiento.

#### **5.3.1 Análisis de Fracturas y Flujo de Fluidos**

En este estudio se usaron los registros de temperatura y de medición de flujo (*Flowmeter*) los cuales suministraron información sobre las características de conductividad hidrodinámica de algunas fracturas. El flujo de las fracturas individuales se determinó a través del análisis de los registros de producción PLT (*Production Log Test*) para los pozos Cóndor-1 y Cóndor-2 en la Formación Mirador, (Figura 93 y Figura 94). Cuando el pozo esta cerrado se alcanza el equilibrio termal con la roca circundante, la transferencia de calor ocurre en principio por conducción térmica, y el gradiente de temperatura en el pozo es una función de la conductividad termal y el flujo de calor. Perturbaciones localizadas a la temperatura del pozo resultaran del flujo de fluidos también muy localizados en el pozo y se pueden detectar mediante los registros de temperatura. Las fracturas que correlacionan en profundidad con estas perturbaciones de temperatura se consideran por lo tanto hidráulicamente conductivas. La Figura 93 y Figura 94 muestran la correlación de las imágenes de pozo con los registros de temperatura para los pozos Cóndor-1 y Cóndor-2.

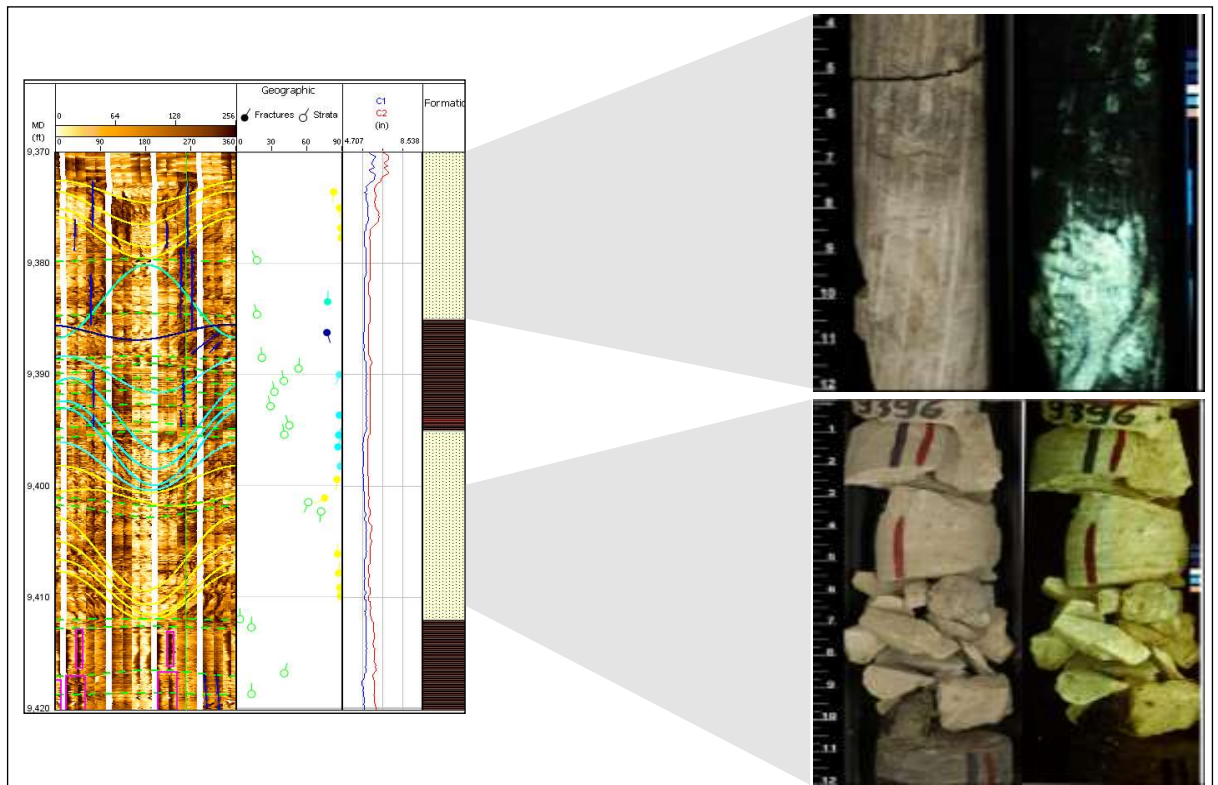


**Figura 93.** Registro PLT en condiciones estáticas tomado en la Formación Mirador Intervalo Inferior del pozo Cándor-1. Nótese la perturbación de temperatura entre 8750 pies y 8760 pies.



**Figura 94.** Registro PLT en condiciones estáticas tomado en la Formación Mirador Intervalo superior del Pozo Cándor-2

Las perturbaciones de temperatura se presentan en el intervalo 9750 pies a 9760 pies en el Cándor-1 y 9372 pies a 9380 pies y 9399 pies a 9411 pies en la sección superior de la Formación Mirador en el pozo Cándor-2, además se evidencia la correlación de la imagen de pozo y el registro de producción. Se considera que las fracturas que correlacionan en profundidad con las perturbaciones de temperatura son las fracturas hidráulicamente conductoras. Los datos de corazones corroboran la presencia de hidrocarburos livianos en la sección 9370 pies a 9411 pies, (Figura 95) para Cándor-2. La misma correlación en Cándor-1 no se pudo hacer debido a que este pozo no tiene datos de Corazones en esta sección de Formación Mirador. La gran pregunta que surge aquí es porque unas fracturas son productoras y otras no? Para resolver este interrogante los datos de esfuerzos *in-situ* y el modelamiento sísmico fueron determinantes.



**Figura 95.** Fracturas permeables de la parte superior de la Formación Mirador. Pozo Cóndor-2. Se observa la presencia de hidrocarburos evidenciada por la fluorescencia en los corazones.

## 6. ANALISIS DE LOS RESULTADOS Y DISCUSION

A continuación se presenta el análisis de los resultados obtenidos del modelamiento geomecánico en la zona del Anticlinal del Guavio y sus efectos sobre la permeabilidad de fracturas.

### 6.1 MODELO GEOMECAÍNICO

El modelo geomecánico para el Anticlinal del Guavio obtenido de esta investigación muestra que el régimen actual del esfuerzos en esta zona es de carácter rumbo-deslizante de acuerdo a la clasificación de Anderson (Anderson en Zoback, 2007) según los valores obtenidos para los esfuerzos principales  $SH_{max} > S_v > SH_{min}$  (Figura 38). Los valores de los esfuerzos principales obtenidos constituyen el primer hallazgo para modelar los esfuerzos a que están sometidas las rocas del área hoy en día. La interpretación de las imágenes de pozo provee la dirección de estos esfuerzos y constituyen el punto de partida para armar la historia geológica de las fracturas de la Formación Mirador en el Anticlinal del Guavio en subsuelo.

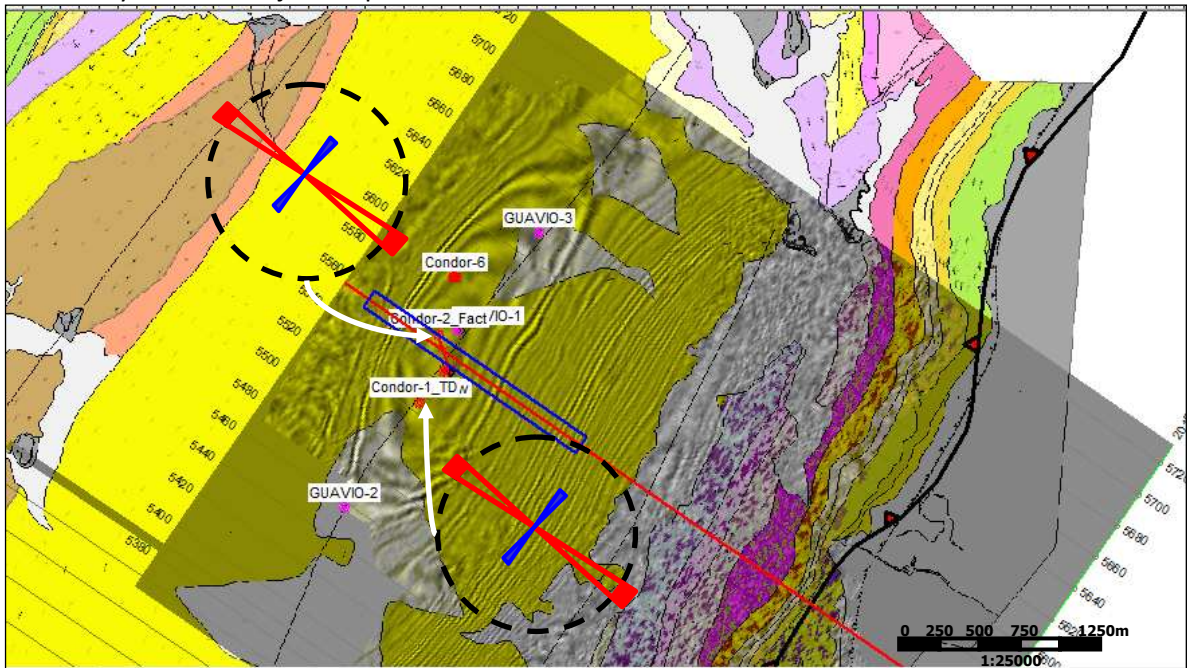
La dirección del esfuerzo principal máximo horizontal  $SH_{max}$  es  $N122^{\circ}E$  el cual corresponde con el valor de la dirección del régimen compresivo encontrado por Branquet, *et al* (2000), para la región norte de Tunja ( $N125^{\circ}E$ ) por medio del análisis e interpretación de datos sísmicos, y es cercano a la dirección de  $SH_{max}$  derivada del trabajo de investigación de Corredor *et al* (2005) quienes a partir



de datos de poblaciones de estrías de fallas en el flanco oeste y la región central de la Cordillera Oriental obtuvieron una dirección para la compresión WNW-ESE (SHmax N110°E).

En cuanto a la magnitud de los esfuerzos principales máximo y mínimo horizontal así como los valores de los esfuerzos verticales para los pozos Cónдор-1 y Cónдор-2 son muy similares, lo que indica que los esfuerzos *in-situ* en esta área del Anticlinal del Guavio se comportan de manera similar en diferentes puntos en las proximidades del eje del Anticlinal, al nivel de la Formación Mirador tal como lo ilustra la Figura 96. Esta corresponde al diagrama de las magnitudes y direcciones de los esfuerzos maximos y minimos y de sobrecarga obtenidos del análisis de los registros de los pozos y de la interpretación de fracturas por medio de imagenes de pozo.

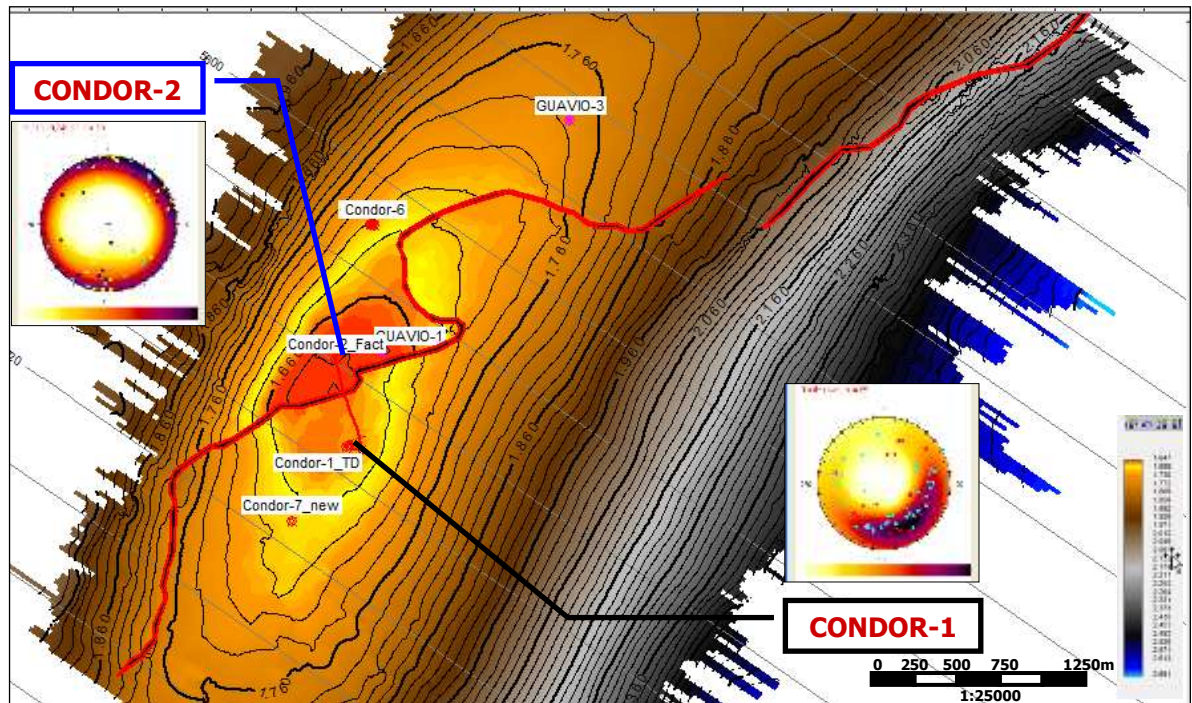
Los diagramas se superpusieron sobre una imagen (*Time Slice*) del Anticlinal del Guavio en el corte sobre la Formación Mirador a 1734 mili segundos. Los colores que se aprecian sobre la figura hacen referencia a la geología del área, en Gris el Cuaternario, en Amarillo el Terciario, en verde el Cretaceo y los tonos rojizos al precretacico indiferenciado.



**Figura 96.** Mapa del Anticlinal del Guavio en profundidad al tope de la Formación Mirador. *Time slice* a 1734 milisegundos. Se observan los resultados del modelo geomecánico, la magnitud relativa de los esfuerzos y su dirección para los pozos Cónдор-1 y Cónдор-2. El corbatín Rojo representa la magnitud y dirección de SHmax, el Azul la magnitud y dirección de Shmin y la línea circular negra punteada simboliza la magnitud relativa del esfuerzo de sobrecarga Sv.

La Figura 97 muestra mediante estereogramas del hemisferio inferior sobre un mapa de contornos estructurales en tiempo al tope de la Formación Mirador los polos de las fracturas que son interceptadas por cada uno de los pozos. El pozo Cónдор-2 el cual fue menos productivo (53 Barriles/Día) interceptó un mayor numero de fracturas que el Cónдор-1 lo cual se puede usar para predecir que un mayor numero de fracturas interceptadas no significa que necesariamente deba haber mas producción.

La Figura 97 evidencia un sistema de fallas de relevo en dirección NNE el que a su vez compartimentaliza la Formación Mirador en dos zonas evidentes. La zona Norte (tonas rojizas en la figura) donde esta ubicado el pozo Condor-2 y donde se determinaron un mayor numero de fracturas en comparación con el pozo Condor-2 ubicado por debajo de la zona de fallas.

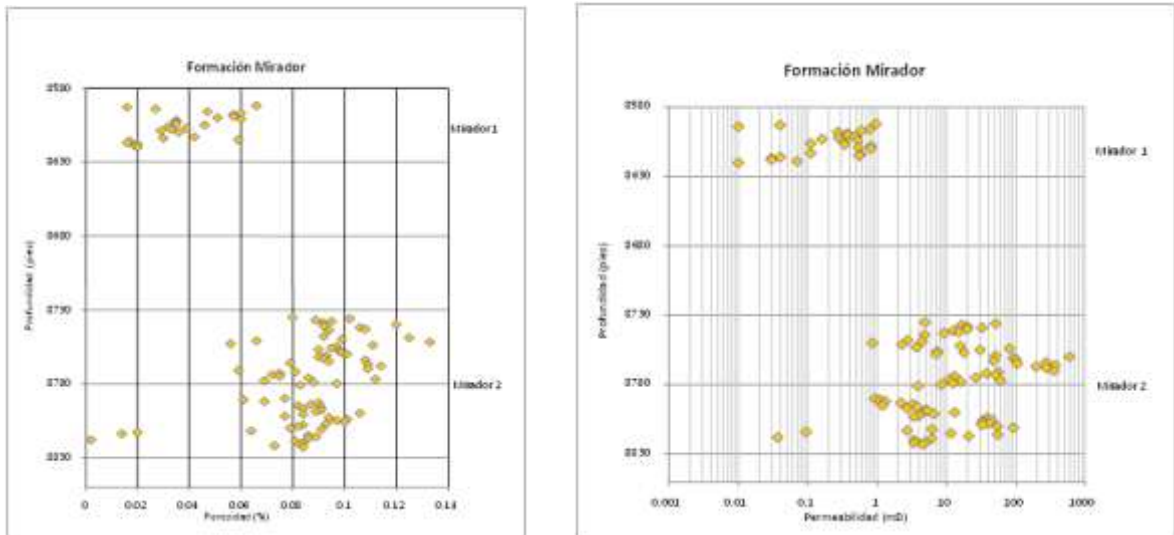


**Figura 97.** Estereogramas del hemisferio inferior sobre un mapa de contornos estructurales en tiempo al tope de la Formación Mirador. Se observan para el Cónдор-1 y Cónдор-2 todos los polos de las fracturas en el yacimiento. La línea roja indica un sistema de fallas de relevo que se dectaron en la interpretación sísmica.Cada pozo intercepta un número diferente de fracturas lo que evidencia la naturaleza compartimentalizada y fallada del reservorio.

Los resultados de los esfuerzos indican que la dirección de los esfuerzos compresivos en el Anticlinal del Guavio es NNW-ESE, estas observaciones son coherentes con la orientación de los cabalgamientos a lo largo del sistema de fallas del Piedemonte Llanero. Sin embargo las investigaciones reportan que la dirección de los esfuerzos actuales son totalmente opuestas a la dirección y magnitud el los esfuerzos compresivos antes de la Orogenia Andina. Diferentes observaciones proponen para el Paleoceno un campo de esfuerzos en dirección ENE-WSW el cual cambia a una posición WNW-ESE (Taboada *et al.*, 2000; Corredor 2003) tal como lo demuestra esta investigación, basados en la dirección de los esfuerzos horizontales máximos y mínimos,  $S_{Hmax}$  (NNW-ESE) y  $S_{Hmin}$  (NNE-SSW).

## 6.2 ANÁLISIS DE FRACTURAS Y PATRONES DE FRACTURAMIENTO EN EL ANTICLINAL DEL GUAVIO

En el Piedemonte Llanero la porosidad Primaria de la Formación Mirador no está bien desarrollada. Los análisis de porosidad en corazones, realizados en los pozos Cóndor-1 y Cóndor-2 para esta Formación van desde valores muy bajos 3% a valores bajos 8% (Figura 98a) además las permeabilidades tampoco favorecen la producción de crudo debido a que son realmente bajas con valores promedio de 10 Mili-Darcy (Figura 98b); estas condiciones de porosidad y permeabilidad refuerzan la hipótesis de que la producción de crudo de los pozos Cóndor-1 y Cóndor-2 se genera por fracturas, es decir por permeabilidad secundaria. De aquí la importancia de conocer y entender el mecanismo de desarrollo de los sistemas de fracturas en la Formación Mirador en subsuelo en el Anticlinal del Guavio.



**Figura 98.** a) Relación Porosidad-Profundidad y b) Permeabilidad-profundidad para los pozos del área Medina-Guavio en la Formación Mirador intervalos superior (Mirador-1) y masivo inferior (Mirador-2).

A partir del análisis de imágenes en los pozos Cóndor-1 y Cóndor-2, con base en la dirección de rumbo de los planos de fracturas, se identificaron cuatro sistemas de fracturas. En el pozo Condor-1 se identificaron las siguientes familias: Familia-1 N70°W, Familia-2 N10°E, Familia-3 N30°W (Figura 99). En el pozo Cóndor-2 se identificaron dos familias de fracturas, la primera de ellas a la que se identifica como Familia-4 siguiendo el consecutivo que se trae de las familias de fracturas en el Cóndor-1, en esta familia de fracturas el rumbo de sus planos es N60°E y también se encontró una familia pequeña de fracturas que sigue la dirección del rumbo de la Familia-1 en el Cóndor-1 (Figura 99)

Con relación a la dirección del eje del anticlinal del Guavio las fracturas encontradas se clasifican así:

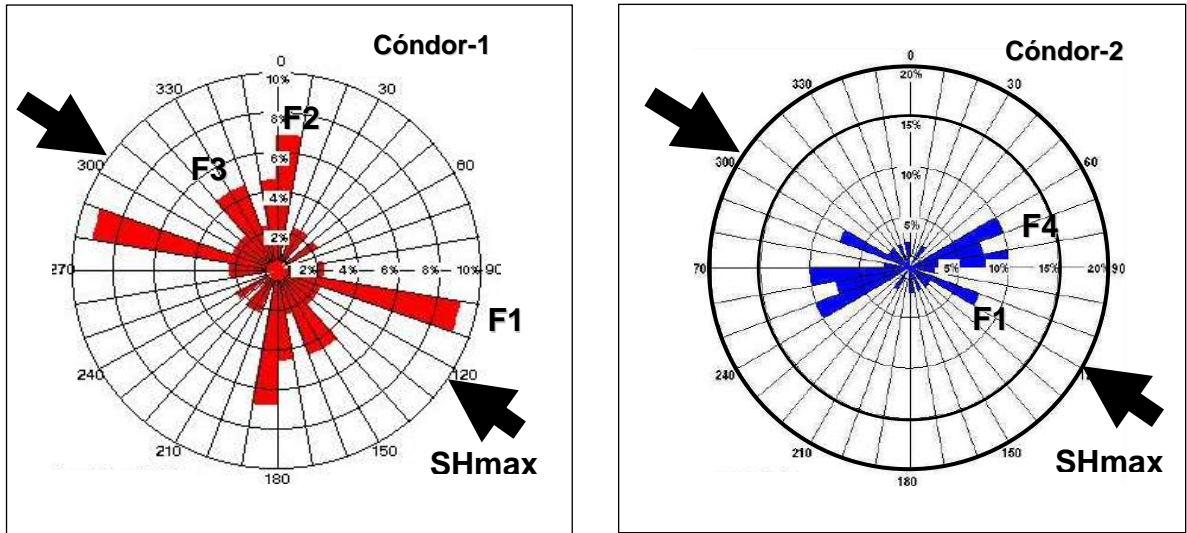
Familia-1: *Cross Joint*: Perpendicular al eje del Anticlinal.

Familia-2: *Oblique Joint*: Oblicua con respecto al eje del Anticlinal.

Familia-3: *Oblique Joint*: Oblicua con respecto al eje del Anticlinal.

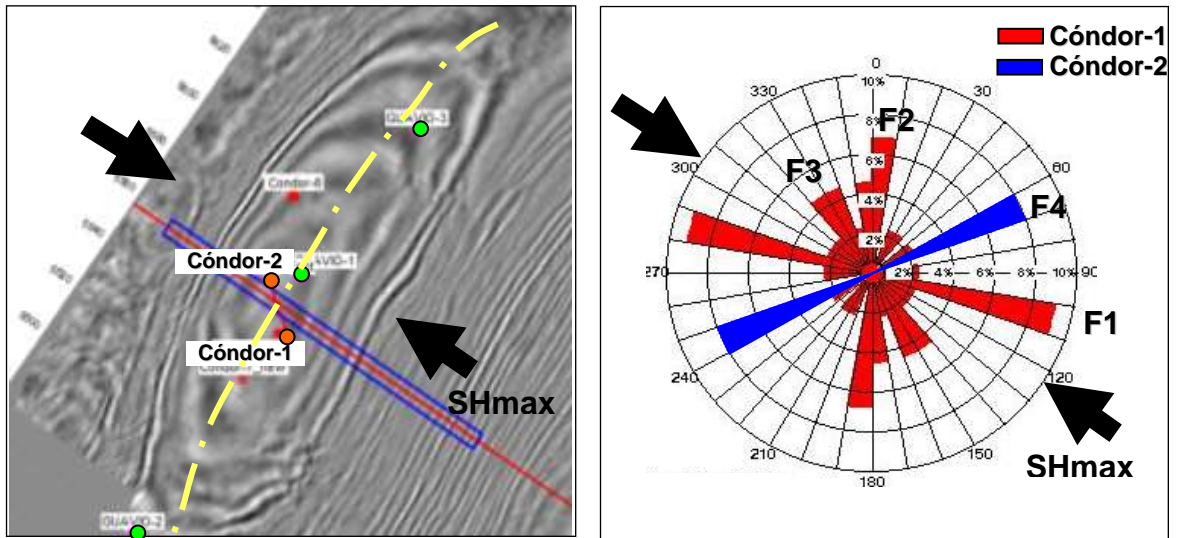
Familia-4: Strike along Joint: siguen la dirección del rumbo del eje del Anticlinal

Con respecto a la dirección del esfuerzo horizontal máximo principal SHmax se observa que la Familia-1 es perpendicular a la dirección de SHmax, la Familia-2 es oblicua con respecto a SHmax mientras las Familias 3 es subparalela y la Familia-4 subperpendicular a la dirección de SHmax cuya dirección es N122°E. (Figura 100).



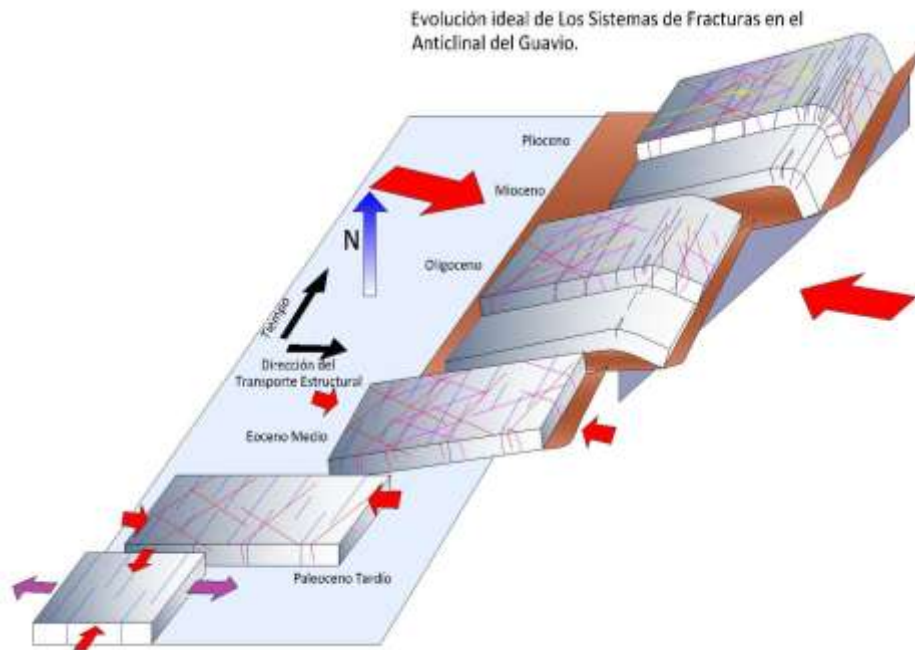
**Figura 99. Patrones de Fracturamiento según el rumbo y dirección del esfuerzo máximo horizontal SHmax en Cónдор-1 y Cónдор-2. Se identifican las familias de fracturas F1, F2, F3 y F4.**

El ángulo de buzamiento de las fracturas oscila entre 80 y 90 grados es decir son subperpendiculares a los estratos, cuyo buzamiento es máximo 10 grados. Estos patrones de fracturamiento en subsuelo coinciden con los encontrados en superficie por Beltrán (2009), lo que permite inferir que los procesos de formación de estas fracturas son correspondientes en superficie y subsuelo. Según el trabajo de fracturas en superficie llevado a cabo por Beltrán (2009), en cuanto a su origen las fracturas de la FAMILIA 4 las cuales son subparalelas al eje del Anticlinal del Guavio, es la familia mas antigua de todas y es reactivada durante el plegamiento en la zona de las crestas y núcleos en donde tienen mayor densidad por unidad de área. Esta Familia corresponde al rasgo dejado por el campo de extensión Pre-Paleógeno el cual se desarrolla de una manera sistemática en una etapa previa a la formación del pliegue. Durante el Eoceno, el esfuerzo principal empieza una rotación en el sentido antihorario ocasionando la generación de familias de fracturas N-S y E-W oblicuas al set longitudinal, FAMILIA 2 y FAMILIA 3. Presumiblemente, el estado inicial de la formación del Anticlinal del Guavio se da al final del Oligoceno cuando ocurre la generación de los sistemas transversales de fracturas FAMILIA 1, las cuales cortan y desplazan las FAMILIAS 2 y 3, (Beltrán, 2009). La Figura 100 ilustra el modelo de evolución de fracturas planteado por Beltrán (2009) para el Anticlinal del Guavio.



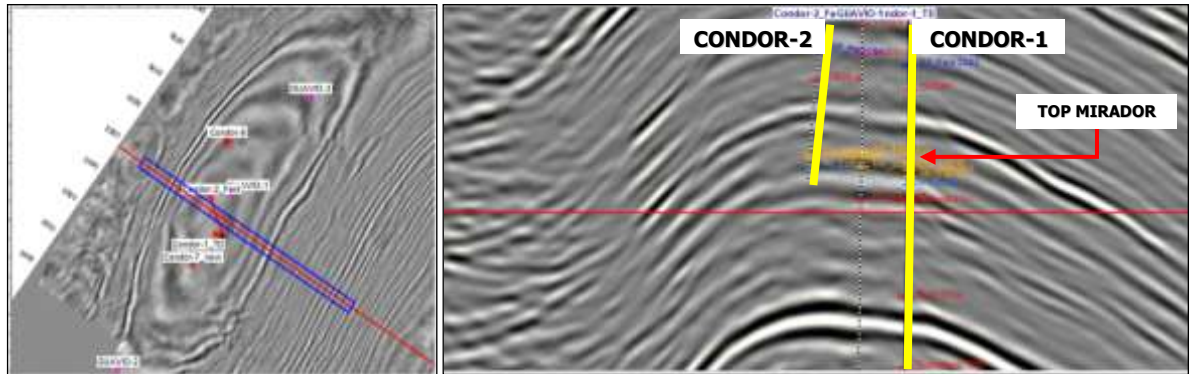
**Figura 100.** Patrones de Fracturamiento según el rumbo y su correlación con el eje del anticlinal del Guavio

La rotación del campo de esfuerzos lejano es continua hasta el Plioceno, tiempo en el cual se llega al máximo estado de plegamiento de las rocas. Durante este periodo continúa la generación del último sistema de fracturas y ocurre la reactivación de Familias anteriores por extensión en la zona de la cresta. Las relaciones entre los sistemas de fracturas, la geometría del pliegue y la dirección de los esfuerzos indican la naturaleza transpresiva de la reactivación cenozoica que genera la Orogenia Andina (Figura 101).



**Figura 101.** Modelo esquematizado de la evolución de las Familias de fracturas en el Anticlinal del Guavio. Tomado de Beltrán et al. (2009).

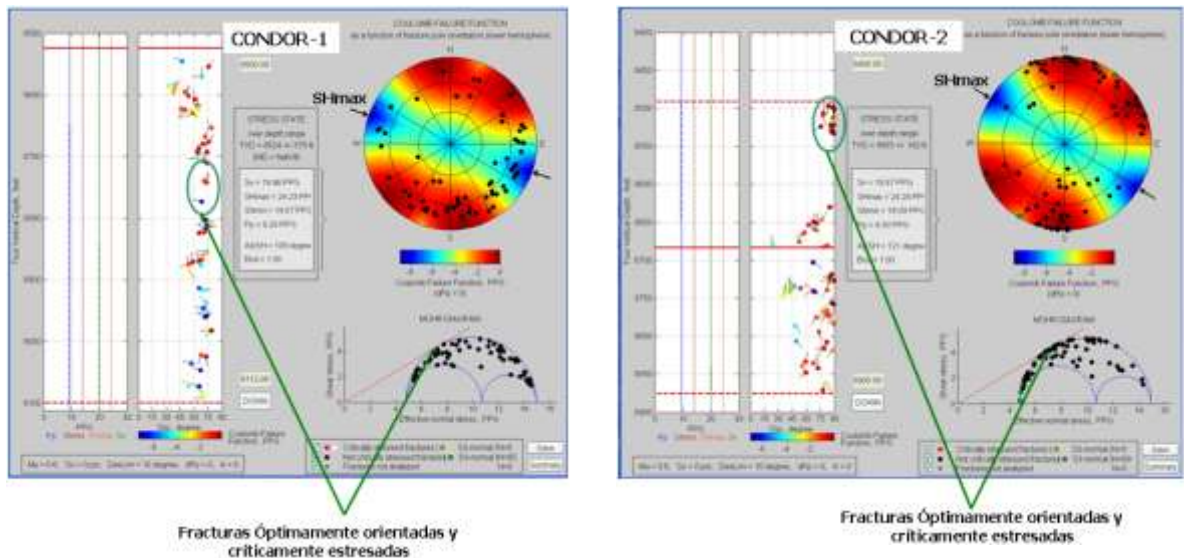
El pozo C3ndor-2 esta localizado mas hacia la cresta del anticlinal mientras el C3ndor-1 esta en el flanco oriental del Anticlinal del Guavio (Figura 102). La intensidad de fracturas es mayor en C3ndor-1 en comparaci3n con C3ndor-2 es decir el fracturamiento es mayor en el flanco del anticlinal lo que puede favorecer la producci3n de crudo por las fracturas. En esta figura tambi3n se observa la direcci3n en que el Anticlinal se desarrolla, es decir N30°E perpendicular a la direcci3n del esfuerzo m3ximo horizontal SHmax.



**Figura 102.** Time slice a 1734 segundos. Muestra la ubicaci3n de los pozos realizados en el Anticlinal del Guavio. El pozo C3ndor-2 se ubic3 en la cresta del Anticlinal mientras que el pozo C3ndor-1 se localiza m3s hacia el flanco oriental del anticlinal. Obs3rvase la direcci3n del eje del Anticlinal del Guavio el cual tiene un leve cabeceo en direcci3n NNE.

El an3lisis de Mohr determina que la direcci3n donde se encuentra la mayor poblaci3n de fracturas3ptimamente orientadas y cr3ticamente estresadas es NNW-SSE, en especial las fracturas de la FAMILIA 1 favorecer3n la permeabilidad. Dado que esta familia de fracturas pr3cticamente no se manifiesta el pozo C3ndor-2 se podr3a explicar la baja productividad de este pozo.

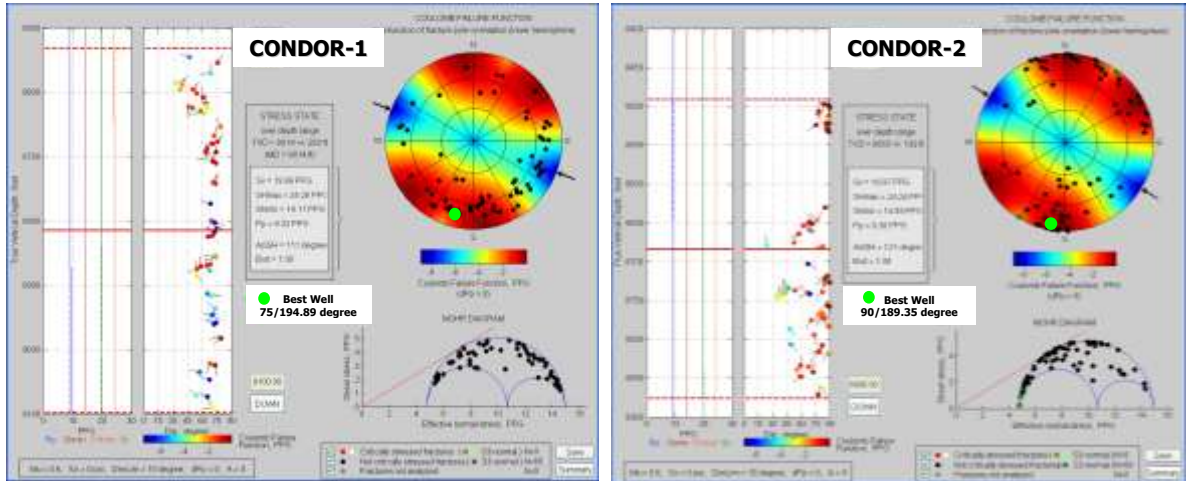
Usando la orientaci3n de los esfuerzos y sus magnitudes medidas en C3ndor -1 y C3ndor-2, junto con la orientaci3n de fracturas obtenidas de las im3genes *UBI* y *FMI*, como tambi3n presi3n de los fluidos, se calcul3 el esfuerzo de corte y el esfuerzo normal para los planos de las fracturas, y se us3 el criterio de falla de Coulomb para determinar si cada plano de fractura era una fractura potencialmente activa (Figura 108). Los resultados del an3lisis indican que la zona fracturada con altas medidas de permeabilidad dentro de los segmentos productores corresponde a las fracturas de la FAMILIA-3 las cuales est3n3ptimamente orientadas y cr3ticamente estresadas es decir son fracturas perpendiculares a la direcci3n de estratificaci3n y que por su r3gimen de esfuerzos est3n pr3ximas a la falla por corte (Figura 103).



**Figura 103.** Zona de fracturas óptimamente orientadas y críticamente estresadas para los pozos Cónдор-1 y Cónдор-2. En cada una de las gráficas: a la izquierda las principales magnitudes de los esfuerzos y la población de fracturas naturales. En la parte superior derecha la proyección de los polos de las fracturas sobre un estereograma del hemisferio inferior. En rojo las zonas donde los polos de las fracturas tienen mejores orientaciones y están próximas al corte por fricción. La grafica inferior es un diagrama 3D de Mohr que incluye la línea de falla por fricción de Coulomb. Las fracturas productoras corresponden a aquellas que se encuentran en tangencia con la línea de Coulomb.

La Figura 103 es la representación de las fracturas hidráulicamente conductoras (permeables) en los pozos Cónдор-1 y Cónдор-2. La parte superior de las gráficas corresponde a la proyección estereográfica de los polos de los planos de las fracturas permeables. La escala de color en estas gráficas representa la proximidad de estos planos al corte por fricción. El diagrama inferior en cada una de las graficas muestra la misma distribución de fracturas en diagramas 3D de Mohr. Los puntos cercanos o que tocan la pendiente corresponden a las fracturas críticamente estresadas y los puntos lejanos a la pendiente son los polos de los planos de fracturas más estables. Aunque se observa dispersión de puntos, las fracturas mas permeables están por encima o muy cerca de la línea de falla de Coulomb  $\mu_f=0.6$ . En contraste la mayoría de fracturas no conductoras identificadas en los dos pozos estudiados se encuentran por debajo y alejados de la línea de falla de Coulomb y por lo tanto se considera que estas fracturas no están críticamente estresadas. Se considera que Cónдор-2 es un pozo de baja producción debido a que esta localizado en un sector que no cuenta con las condiciones de esfuerzos de corte que lleven a que las fracturas fallen o se deslicen o a que la población de fracturas no está adecuadamente orientada como para que puedan fallar con el actual estado de esfuerzos *in-situ*. En el Anticlinal del Guavio en la Formación Mirador se considera a partir de este análisis que hay zonas de fracturas permeables cuando grupos individuales de fracturas están óptimamente orientadas y críticamente estresadas de tal modo que fallan por fricción.

Para aprovechar el máximo número de fracturas críticamente estresadas en la Formación Mirador en el Anticlinal del Guavio, la trayectoria óptima de nuevo pozo debería ser con referencia al pozo Condor-1 hacia el Sur Oeste ingresando a la Formación en un ángulo entre 75 y 90 grados (Figura 104), así se asegura atravesar la mayor cantidad de fracturas permeables en dirección perpendicular a ellas. Pozos perforados en otras direcciones muy probablemente darían bajas o muy pobres producciones de crudo como lo que sucedió en el caso del Pozo Cándor-2.



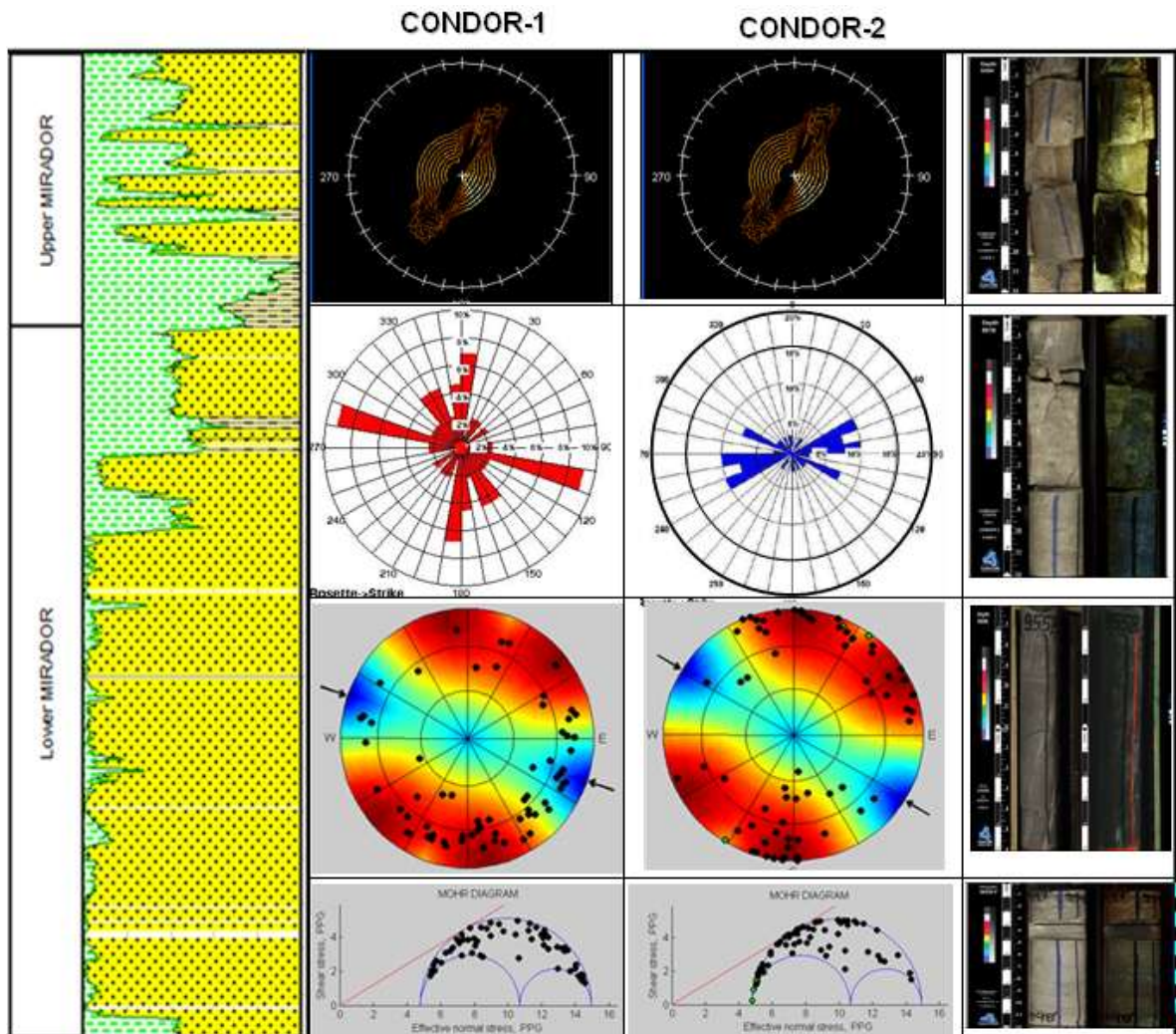
**Figura 104.** Trayectoria para los nuevos pozos que se perforen en el Anticlinal del Guavio. Los puntos verdes dentro del estereograma indican posiciones ideales que cruzan fracturas críticamente estresadas y óptimamente orientadas con altas posibilidades de ser permeables (productoras).

La Figura 105 es la comparación de los resultados del modelamiento geomecánico y de fracturas obtenidos en los pozos Cándor-1 y Cándor-2. La primera columna de izquierda a derecha es la representación esquemática (sin escala) de la columna estratigráfica de la Formación Mirador atravesada por ambos pozos, a su vez es la sección completa donde se registraron las imágenes UBI y FMI utilizadas para esta investigación. La segunda columna son los resultados obtenidos en Cándor-1, seguida por la columna de los resultados en Cándor-2. La columna final corresponde a las imágenes de los corazones de la Formación Mirador adquiridos en el pozo Cándor-2.

La dirección de los *breakouts* u ovalidades de ambos pozos es prácticamente la misma, N32°E lo que permite finalmente establecer el azimuth del esfuerzo horizontal máximo principal SHmax = N122°E.

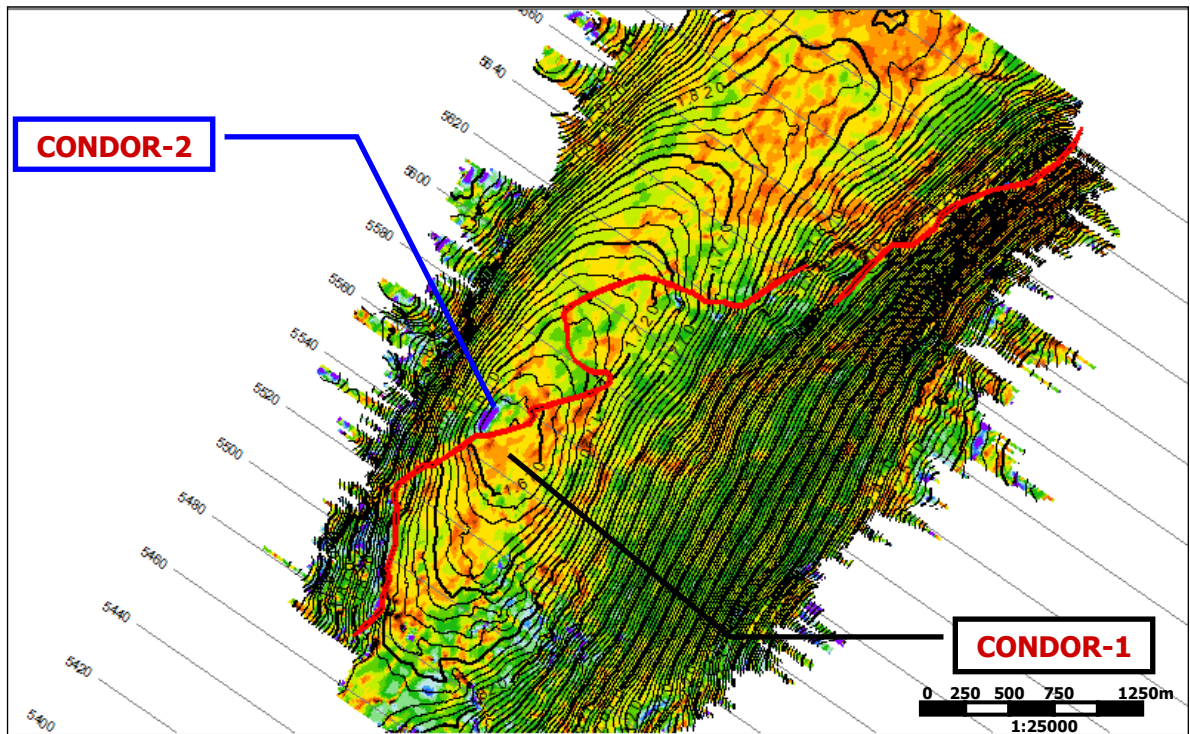
En los diagramas del hemisferio inferior que representan la Función de Falla de Coulomb para los planos de las fracturas en los pozos se encontró que para ambos pozos la mayor población de polos de fracturas se localiza perpendicular a la dirección del esfuerzo horizontal máximo principal SHmax lo que indica que esos planos de fractura han fallado o están a punto de fallar tal como queda demostrado con los diagramas de Mohr. En estos se observa que hay una población considerable de polos de fracturas cercanos a la pendiente de falla lo cual es un indicio claro de permeabilidades favorables.



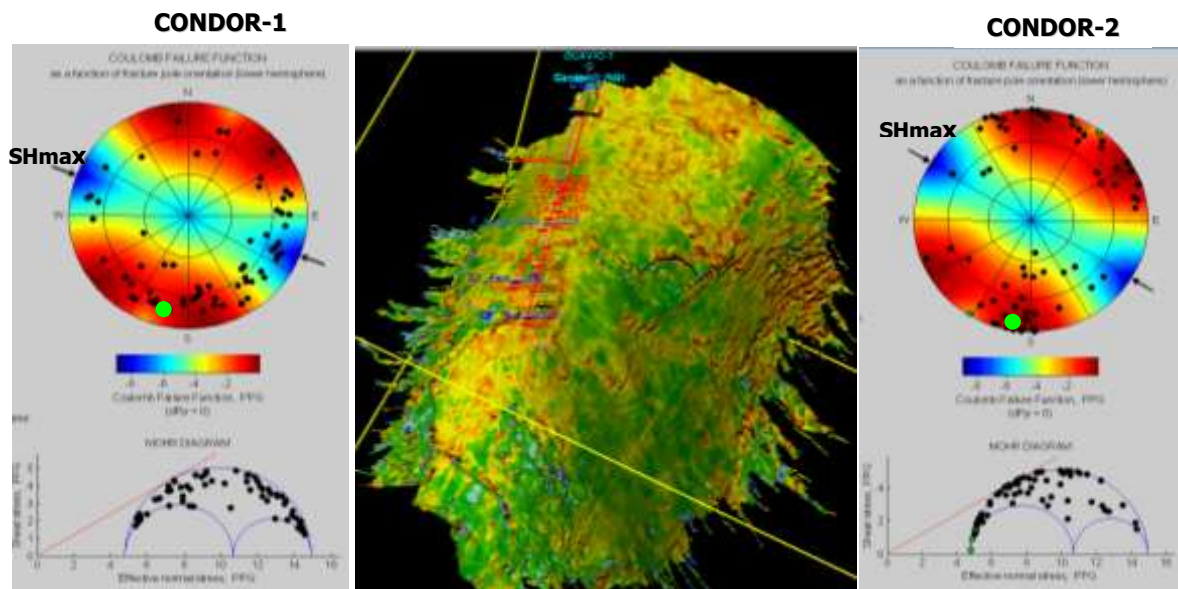


**Figura 105.** Comparación de los resultados del modelamiento geomecánico y de fracturas obtenidos en los pozos Córdor-1 y Córdor-2 en los dos intervalos de la Formación Mirador (Mirador Superior y Mirador Inferior). La figura no tiene escala.

Los corazones obtenidos en la formación Mirador en el pozo Córdor-2 evidencian las fracturas naturales en el yacimiento y la presencia de fluorescencia indica a su vez la presencia de hidrocarburos que probablemente esta llenando las fracturas.



**Figura 106.** Mapa de contornos estructurales en Tiempo. Modelamiento de Fracturas obtenido del programa sísmico Guavio Este 3D-2008. En amarillo zona con alta población de fracturas. En rojo posible zona de relevo de fallas.

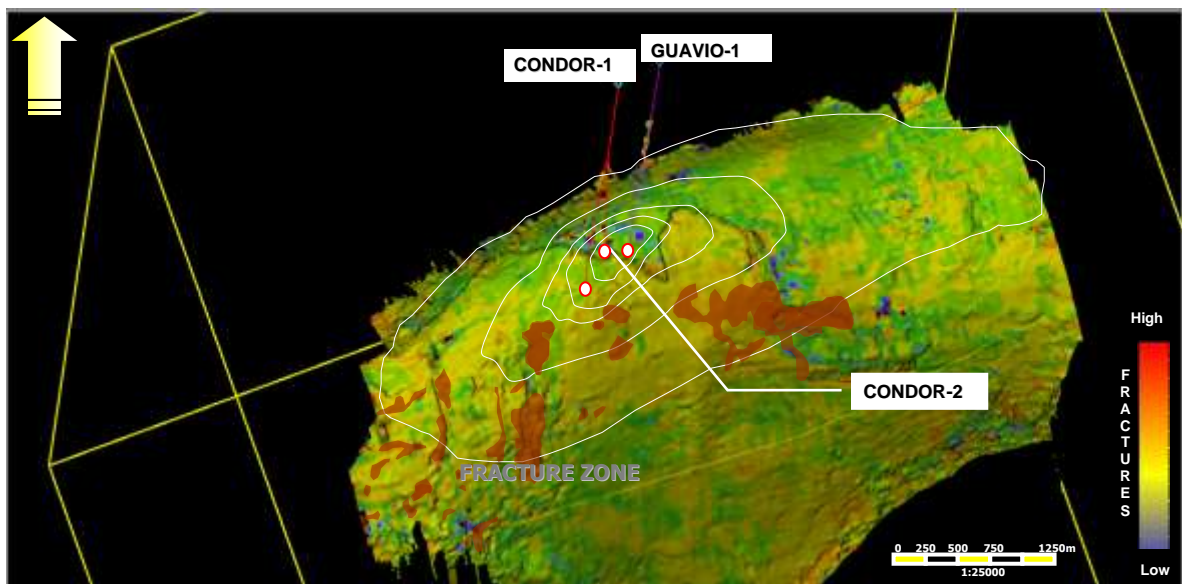


**Figura 107.** Localización de los pozos Cónдор-1 (a) y Cónдор-2(b) en áreas que favorecen la permeabilidad. Obsérvese la coincidencia en el modelamiento sísmico y los diagramas Mohr-Coulomb. La zona con mayores probabilidades para producir hidrocarburos por fracturas es SSW con respecto a la posición del pozo Cónдор-1.

Al comparar los hallazgos obtenidos mediante el el modelamiento geomecánico de fracturas con los hallazgos del modelamiento sísmico de fracturas realizado para el Anticlinal del Guavio como producto del análisis del cubo sísmico Guavio este 3D 2008 mediante un algoritmo de frecuencias (Anexo 3), se obtienen resultados sorprendentemente similares al modelamiento de fracturas mediante el análisis de imágenes de pozo. De este análisis también se concluye que el Anticlinal del Guavio al tope de la Formación Mirador presenta zonificación de fracturas, la primera zona por encima del sistema de fallas de relevo (en rojo en la Figura 106) y la zona inferior por debajo del sistema de fallas. La zona de fracturas con mejores características de permeabilidad es la zona inferior que a su vez corresponde a la posición estructural de los pozos productores Cónдор-1 y Guavio-2 (Figura 108)

La Figura 107 muestra la correlación de los resultados del análisis de fracturas de Mohr con la zonificación de fracturas obtenida del modelamiento sísmico.

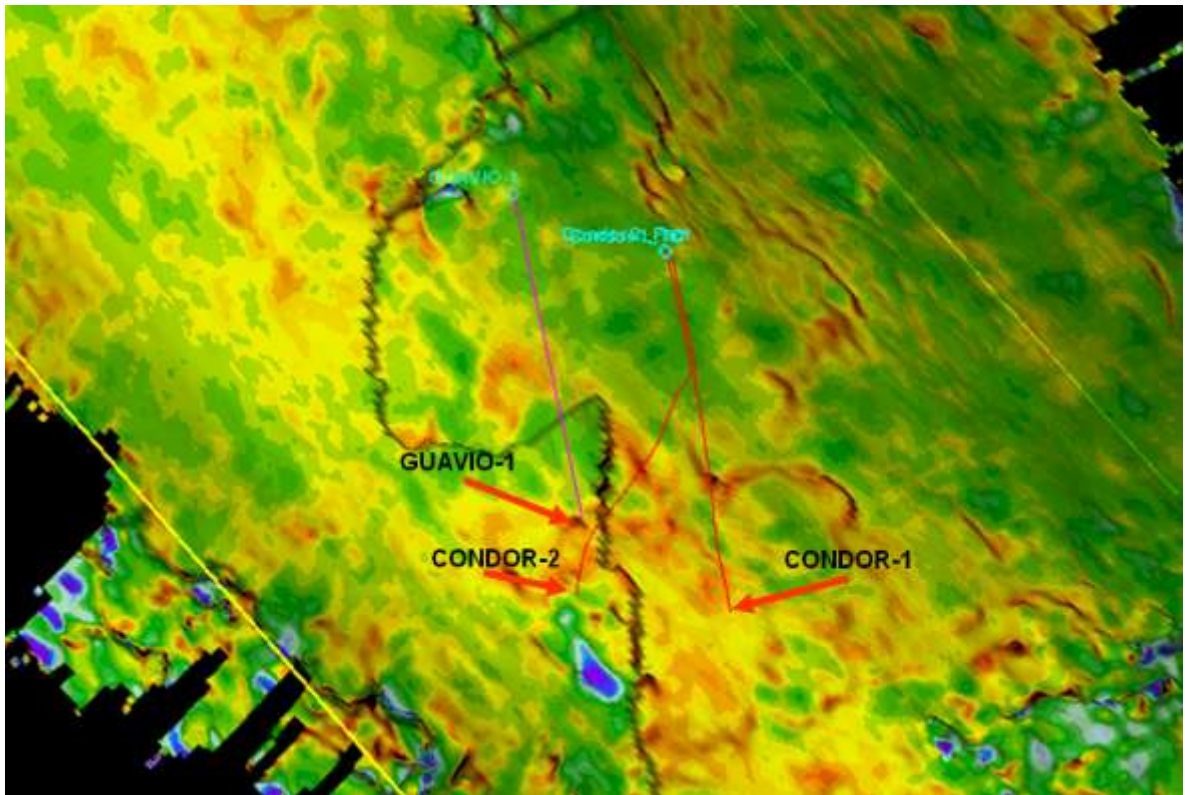
Según se observa en la Figura 108, el pozo Cónдор-1 al tope de la Formación Mirador se encuentra en una zona que favorece la población de fracturas y en una mejor zona de permeabilidad, mientras el Cónдор-2 atravesó al Formación Mirador en una zona donde la población de fracturas es escasa. La familia de fracturas presentes en Cónдор-2 corresponde a la FAMILIA 4 que es la familia más antigua y que sigue la dirección del eje del Anticlinal.



**Figura 108.** Modelo 3D del Anticlinal del Guavio al tope de la Formación Mirador. En amarillo zonas con mayor numero de fracturas, en verde zonas no fracturadas.

La Figura 108 representa la síntesis del modelamiento sísmico de las fracturas en el Anticlinal del Guavio al tope de la Formación Mirador. En este modelamiento se trabajó con el atributo *Frecuencia* el cual tiene una respuesta diferente dependiendo de la presencia o ausencia de discontinuidades o fracturas en la roca. Esta respuesta se representa gráficamente mediante una escala de colores (a la derecha de la Figura 108) que va desde los tonos azules o ausencia de discontinuidades hasta los tonos rojizos que representan la mayor presencia de fracturas. Según esto, se observa en la figura una distribución irregular de frecuencias donde la mayor frecuencia se

observa desde el eje del anticlinal hacia el flanco oriental del mismo y muy marcadamente en el sector SSW con referencia a la localización del pozo C3ndor-1, hallazgo que coincide con los resultados del modelamiento geomec3nico de fracturas. El sector central del Anticlinal tambi3n presenta una zona favorecida por las fracturas pero en este sector las condiciones geomec3nicas del 3rea no favorecer3an la permeabilidad de acuerdo a los datos del presente estudio. A lo largo del eje del Anticlinal se observan fracturas pero en menor intensidad como lo evidencian los tonos verdes en el diagrama. Como resultado de este modelamiento se extrae que los pozos perforados en el Anticlinal del Guavio desde el a3o 1960 hasta hoy llegaron a zonas de baja intensidad de fracturas al tope de la Formaci3n Mirador, pues todos ellos fueron dirigidos hacia la cresta del Anticlinal siendo esta una de las posibles razones por las cuales estos pozos resultaron no productores de hidrocarburos o en su defecto con bajos niveles de producci3n como fue el caso del pozo C3ndor-2. El modelo actual sugiere que los nuevos pozos que se perforen en el Anticlinal del Guavio seg3n criterios geomec3nicos y de frecuencia de fracturas deben dirigirse desde el eje hacia el flanco oriental del Anticlinal, buscando la mayor poblaci3n de fracturas cr3ticamente estresadas y atravesando estas en direcci3n perpendicular a su buzamiento es decir en la direcci3n que favorece las mejores permeabilidades.



**Figura 109.** Modelo 3D del Anticlinal del Guavio al tope de la Formaci3n Mirador. Se observa que los pozos Guavio-1 y C3ndor-1 atravesaron zonas fracturadas, mientras que C3ndor-1 llego a una zona sin fracturas. Se exager3 el tama3o la figura para poder observar los puntos a donde llegaron los pozos, adem3s se roto en sentido antihorario el eje del Anticlinal.

Las Figuras 108 y 109 demuestran que los pozos Guavio-1 y Cóndor-1 los cuales fueron productores, cayeron en zonas del Anticlinal del Guavio donde la población de fracturas y la permeabilidad favorece la producción de crudo. El pozo Cóndor-2 llegó a una zona de bajas frecuencias (en verde) con bajos niveles de fracturas según el modelamiento sísmico, esto puede explicar porque este pozo no es productor.

## 7. CONCLUSIONES

De acuerdo a los resultados del estudio geomecánico se estableció que el régimen de los esfuerzos actuales, *in-situ* para el área son de carácter Rumbo Deslizante  $SH_{max} > S_v > SH_{min}$  (Anderson en Zoback 2007)

La orientación del campo de esfuerzos es consistente con la orientación de esfuerzos regionales. Se determinó la dirección del esfuerzo horizontal máximo principal así:  $SH_{max}$  Azimut 122 Grados y la dirección del esfuerzo horizontal mínimo  $SH_{min}$  Azimut 32 Grados.

El análisis determinó que hay cuatro familias de fracturas según el rumbo y buzamiento:

Familia-1 (Cóndor-1)  $N70^{\circ}W$  *Cross Joint*: Perpendicular al eje del Anticlinal.

Familia-2 (Cóndor-1)  $N10^{\circ}E$  *Oblique Joint*: Oblicua con respecto al eje del Anticlinal.

Familia-3 (Cóndor-1)  $N30^{\circ}W$  *Oblique Joint*: Oblicua con respecto al eje del Anticlinal.

Familia-4 (Cóndor-2)  $N60^{\circ}E$  *Strike along Joint*: siguen la dirección del rumbo del eje del Anticlinal

Las fracturas naturales son prácticamente perpendiculares a los estratos en la Formación Mirador

Las direcciones de fracturas halladas coinciden con los resultados del trabajo de Beltrán (2009), en superficie para el Anticlinal del Guavio.

Los intervalos permeables corresponden a aquellos en Cóndor-1 y Cóndor-2 donde hay fracturas críticamente estresadas y óptimamente orientadas es decir fracturas de Modo II y Modo III en la dirección SSW con respecto al pozo Condor-1, en los flancos del Anticlinal.

Se confirma que el buzamiento de los planos de estratificación en el Anticlinal del Guavio es en promedio 10 Grados y su rumbo aproximado es 150 grados para Cóndor-1 y 160 Grados para Cóndor-2 con leve cabeceo al NE.

La mejor trayectoria de perforación para próximos pozos el área del Anticlinal del Guavio es Azimut 189-195 grados con desviaciones desde la vertical entre 75-90 Grados, esto aseguraría que se cruzan áreas de población de fracturas conductivas saturadas.

El desempeño de la Formación Mirador como reservorio de baja porosidad, baja permeabilidad es controlado por el estado de los esfuerzos *in-situ* y por la distribución y orientación de las fracturas naturales. Solo un pequeño grupo de las fracturas son las que probablemente son permeables, y la orientación de este subgrupo es controlada por el estado actual de los esfuerzos.

Las mejores probabilidades de fracturas productoras de hidrocarburos se encuentran en los flancos del Anticlinal del Guavio especialmente en dirección SSW con respecto al pozo Condor-1 tal como lo demuestra el análisis de los esfuerzos *in-situ*.

## 8. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Aguilera, Roberto. (1988): Determination of Subsurface Distance Between Vertical Parallel Natural Fractures Based on Core Data. – The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, V. 72, No. 7, p 845-851, 8 Figs., 6 Tables.

Anderson, E. M. 1951: The Dynamics of Faulting and Dyke Formation with Applications to Britain. Edinburgh, Oliver and Boyd.

Arcila, M., Munoz, A., De Vicente, G. 2000: Mapa de esfuerzos actuales en el Bloque Norte de los Andes. Present-Day Stress Map in the North-Andes Block. 2ª Asamblea Luso Espanhola de Geodesia e Geofisica.

Barton, C.A., Zoback, Mark. 1994: Stress perturbations associated with active faults penetrated by boreholes: possible evidence for near-complete stress drop and a new technique for stress magnitude measurement. Journal of Geophysical Research, v.99, p. 9373-9390

Barton, C.A., Zoback, M. D., Moos, D. 1995: In situ Stress and Permeability in Fractured and Faulted Crystalline Rock.- Mechanical of Jointed and Faulted Rock, Rossmannith (ed), p 381-386, Department of Geophysics, Stanford University, California, USA.

Barton, C. A., M. D. Zoback, and D. Moos, 1995: Fluid flow along potentially active faults in crystalline rock. Geology, v. 23, pp. 683–686. Department of Geophysics, Stanford University, California, USA.

Barton, C.A., Castillo, Daniel., Moos, D., Peska, P., Zoback, D. 1998: Characterizing the Full Stress Tensor Based on Observations of Drilling-Induced Wellbore Failures in Vertical and Inclined Boreholes Leading to Improve Wellbore Stability and Permeability Prediction.- APPA JOURNAL, p 29-53., Geomechanics International Inc. Palo Alto, California, USA.

Barton, C.A., Zoback, Mark. 2002: Discrimination of Natural Fractures from Drilling-Induced Wellbore Failures in Wellbore Image Data – Implications for Reservoir Permeability, p 249-254., Geomechanics International Inc and SPE, Stanford University. Palo Alto, California, USA.

Barton, C.A., Zoback, Mark. 2002: Wellbore Imaging Technologies Applied to Reservoir Geomechanics and Environmental Engineering, in M. Lovell and N. Parkinson, eds., Geological applications of well logs: AAPG Methods in Exploration, No. 13, p 229-239., Geomechanics International Inc . Palo Alto, California, USA.

Barton, C.A., Moos, Daniel. 2008: Geomechanical Wellbore Imaging: Key to Management the Asset Life Cycle.- AAPG Memoir on Dipmeter and Borehole Image Log Technology, p 1-50., Geomechanics International Inc. Palo Alto, California, USA.

Bayona, German., Cortes, Martin., Jaramillo, Carlos., Ojeda, German., Aristizabal, Jhon., Reyes-Harker, Andres. 2008: An Integrated Analysis o fan Orogen-Sedimentary Basin pair: Latest

Cretaceous-Cenozoic Evolution of the Linked Eastern Cordillera Orogen at the Llanos Foreland Basin of Colombia. Geological Society of America Bulletin. In press.

Beltran-Trivino, A., 2009: Caracterización de los patrones de Fracturamiento en el área del Sinclinorio de Medina y la Falla de Guaicaramo, Piedemonte Llanero de los Andes Colombianos. Implicaciones en la exploración y la producción de hidrocarburos en depósitos del Terciario. Tesis de Grado. Universidad Nacional de Colombia. Bogota, 2009.

Bell, J. S. and Gough, D. I., 1979: Northeast-southwest compressive stress in Alberta: Evidence from oil wells. Earth and Planetary Science Letters, v.45, p. 475-482

Bergbauer, Stephan., Pollard, David. (2009): A new conceptual fold-fracture model including prefolding joints, based on the Emigrant Gap anticline, Wyoming. – Geological Society of America Bulletin, V. 116, p 294-307.

Bieniawski, Z.T. 1976: Rock Mass Classification in rock engineering. In Exploration for rock engineering, proc. Of the symp., (ed. Z.T. Bieniawski) 1, 97-106. Cape Town: Balkema.

Bieniawski, Z.T. 1989: Engineering rock mass classifications. New York: Wiley.

Brace, W. F. 1980: Permeability of crystalline and argillaceous rocks. Int. J. Rock Mech. Min. Sci. and Geomech. Abstr., 17, 241-251

Branquet, Y., 1999 : Etude structurale et métallogénique des gisements d'émeraude de Colombie: contribution à l'histoire tectono-sédimentaire de la Cordillère Orientale de Colombie. PhD Thesis. Institut National Polytechnique de Lorraine, Vandoeuvre-Le`s-Nancy, France, 295 p.

Branquet, Y., Laumonier, B., Cheilletz, A., Giuliani, G. 1999b : Emeralds in the Eastern Cordillera of Colombia: two tectonic settings for one mineralization. Geology 27, 597–600.

Branquet, Y., Cheilletz, A., Cobbold, P.R. Baby, P. Laumonier, B. and Giuliani. G. 2002: Andean deformation and rift inversion, eastern edge of Cordillera Oriental (Guatèque–Medina area), Colombia. Journal of South American Earth Sciences. 15. pp. 391-407.

Brehm, A., Ward, C. 2005: Advanced Geomechanical Modeling Helps Mitigate Borehole Challenges in Shenzi Field wells. BHP Billington Petroleum Americas Inc.

Broek, D., 1982: Elementary engineering fracture mechanics: New York, Springer-Verlag, 540 p.

Brown, S. R., 1987: Fluid flow through rock joints: the effect of surface roughness. Journal of Geophysical Research, v. 90, p. 5531-5545.

Brudy, M., and M. D. Zoback, 1993: Compressive and tensile failure of boreholes arbitrarily-inclined to principal stress axes: Application to the KTB boreholes, Germany, Int'l. J. Rock Mech. Min. Sci. and Geomech. Abstr. 30(7), pp. 1035–1038.



- Brudy, M., and H. Kjøholt, , 1999: The initiation of drilling-induced tensile fractures and their use for the estimation of stress magnitude, *in* Amadei, Kranz, Scott, and Smeallie, eds., *Rock Mechanics for Industry*: Rotterdam, Balkema, p. 1189-1194.
- Brudy, M., and M. D. Zoback, 1999: Drilling induced tensile wall fractures: implications for determination of in-situ stress orientation and magnitude: *International Journal of Rock Mechanics, Mineral Science and Geomechanical Abstracts*, v. 36, no. 2, p. 191-215.
- Burrus, J.; Audebert. Compaction and thermal processes in a young rifted basin containing evaporites, Gulf of Lions. 1990.
- Burbank, D., Meigs, A., and Brozovic, N., 1996: Interactions of growing folds and coeval depositional systems. *Basin Research* 8, 199–223.
- Burgl, H. 1960: El Jurásico e Infracretáceo del Río Bata, Boyacá. *Servicio Geológico Nacional de Colombia, Boletín de Geología* 6, 169–211.
- Burgl, H. 1961: *Historia Geológica De Colombia*, Rev. Ac. Col. Ciencias Ex., Fis. y Nat., Vol. XI, No. 46, Bogota.
- Byerlee, J. D. 1978: Friction of rocks. *Pageoph*, v. 116, 615-626.
- Campbell, C.J., Burgl, H., 1965. Section through the Eastern Cordillera of Colombia, South America. *Geological Society of America Bulletin* 76, 567–589.
- Castillo, Daniel., Moos. 2000: *Reservoir Geomechanics Applied to Drilling and Completion Programs in Challenging Formations: North West Shelf, Timor Sea, North Sea and Colombia.*- APPA JOURNAL, p 509521. Geomechanics International Inc. Adelaide SA. Australia.
- Castillo, J., Mojica, J, 1992: Determinación de la Orientación de Esfuerzos Actuales a partir de Deformaciones Tectónicas ("Break-outs") en algunos Pozos Petroleros de los Llanos Orientales y del Valle Medio del Magdalena. *GEOLOGÍA COLOMBIANA* No. 17, Enero de 1992. Bogota, Colombia. .
- Cazier, E.C., Hayward, A.B., Espinosa, G., Velandia, J., Mugniot, J., Leel, W.G. 1995: Petroleum geology of the Cusiana field, Llanos basin foothills, Colombia. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 79 (10), 1444–1463.
- Cheilletz, A., Giuliani, G., Branquet, Y., Laumonier, B., Sanchez, A.J., Féraud, G., Arhan, T. 1997 : Datation K–Ar et  $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$  a  $65 \pm 3$  Ma des gisements d'émeraude du district de Chivor-Macanal: argument en faveur d'une de'formation pre'coce dans la Cordille're Orientale de Colombie. *Comptes Rendus de l'Académie des Sciences Paris II* 324, 369–377.
- Colletta, B., Hebrard, F., Letouzey, J., Werner, P., Rudkiewicz, J.-L., 1990: Tectonic and crustal structure of the Eastern Cordillera (Colombia) from a balanced cross-section. In: Letouzey, J., (Ed.), *Petroleum and tectonics in mobile belts*, Editions Technip, Paris, France, pp. 80–100.

Cooper, M.A., Addison, F.T., Alvarez, R., Coral, M., Graham, R.H., Hayward, A.B., Howe, S., Martinez, J., Naar, J., Penas, R., Pulham, A.J., Taborda, A., 1995: Basin development and tectonic history of the Llanos basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena valley, Colombia. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 79 (10), pp. 1421–1443.

Coral, M., and W. Rathke, 1997, Cupiagua field, Colombia: interpretation case history of a large, complex thrust belt gas condensate field: VIII Simposio Bolivariano, Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, p. 119-128

Cortes, M., Angelier, J. 2005: Current states of Stress in northern Andes as indicated by focal mechanisms of earthquakes. *Tectonophysics* v.403, pgs,29-58. Paris, France.

Cortes, M., Angelier, J., Colletta, B., 2005: Paleostress evolution of the northern Andes (Eastern Cordillera): implications on plate kinematics of the South Caribbean Region. *Tectonophysics* 24, TC1008, doi: 10.1029/2003TC001551.

Cortes, M., Colletta, B., Angelier, J. 2006: Structure and Tectonics of the central segment of the Eastern Cordillera of Colombia. *Journal of South American Earth Sciences*. 21 (2006) pp. 437-465

Corredor, F. 2003: Eastward extent of the late Eocene - early Oligocene onset of deformation across the northern Andes: constraints from the northern portion of the Eastern Cordillera fold belt, Colombia, and implications for regional oil exploration: VIII Simposio Bolivariano, Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, p. 34-45.

Corredor, F. 2005: Analysis of the Guaicaramo Fault Seal Capacity and Estimation of the Hydrocarbon Column Heights. Medina East Prospect - Condor Block Eastern Cordillera Foothills, Bogota.

Crampin, S., McGonie, R, and Bamford, D. 1980: estimating crack parameters from observations of wave velocity anisotropy. *Geophysics*, 45, 345-360.

Dengo, C.A., Covey, M.C. 1993: Structure of Eastern Cordillera of Colombia: implications for trap styles and regional tectonics. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 77, 1315–1337.

De Porta, J. 1974: Lexico estratigrafico. Terciario y Cuaternario de Colombia, Volumen 5, Fascículo 4b. Centre National De La Recherche Scientifique. Paris, Francia.

Dewey, J.W. 1972: Seismicity and tectonics of Western Venezuela. *Bull. Seismol. Soc. Am.* 62, 1711 – 1751.

Dusseault M. B, 2007: Monitoring and modeling in coupled geomechanics processes. Proc. CIPC, Calgary, Paper 2007-028, 10 p.

Edwards, S., B. Matsutsuyu, and S. Willson, 2004. Imaging Unstable Wellbores While Drilling, 79846-PA, SPE Drilling & Completion, Volume 19, Number 4, December 2004, Pages 236-243, Society of Petroleum Engineers.

Egbue, O., Kellog, James., 2010: Pleistocene to Present North Andean "escape". Tectonophysics 489, p. 248-257. Department of Earth and Ocean Sciences, University of South Carolina, USA.

Engelder, T., 1987:, Joints and shear fractures in rock, in B. K. Atkinson, ed., Fracture mechanics of rock. London, Academic press, p. 27-29.

Engelder, T., 1989: Analysis of pinnate joints in the Mt. Desert Island granite. Implications for post intrusion kinematics in coastal volcanic belt. Maine: Geology, v. 17, p. 564-567.

Engelder, T., 1992: Stress regimes in the lithosphere. Princeton, Princeton University Press, 457p.: Geology, v. 17, p. 564-567.

Engelder, T., and M.P. Fischer, 1994: Influence of poroelastic behavior in the magnitude of minimum horizontal stress,  $S_h$ , in overpressured parts of sedimentary basins. Geology, v.22, pp.949-952. Department of Geosciences, Pennsylvania State University. Pennsylvania.

Engelder, T., and J.T. Leftwich, 1997: A pore pressure limit in overpressured South Texas oil and gas fields. Seals, traps and the petroleum system: AAPG Memoir 67. R. C. Surdam. Tulsa, OK, AAPG, 255-267.

Etayo-Serna, F., Barrero, D. & Renzoni, G.1969: Contornos sucesivos del mar Cretácico en Colombia. Memoria primer congreso colombiano de geologia, p. 217-252, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá.

Ego, F., Sebrier, M., Lavenu, A., Yepes, H., Egues, A. 1996: Quaternary state of stress in the northern Andes and the restraint in bend model of the Ecuadorian Andes. Tectonophysics 259, 101-116.

Fabre, A. 1987: Tectonique et géne'ration d'hydrocarbures: un mode`le de l'e'volution de la Cordille`re Orientale et du bassin des Llanos pendant le Cre'tace' et le Tertiaire. Archives des Sciences Gene`ve 40, 145-190.

Finkbeiner, Thomas., Barton,C.A., Zoback, Mark. 1997: Relationships Among In-Situ Stress, Fractures and Faults, and Fluid Flow: Monterey Formation, Santa Maria Basin, California. – AAPG Bulletin, V.81 No. 12 (December 1997), p 1975-1999. California, USA.

Frey-mueller, F.T., Kellogg, J.N., Vega, V., 1993. Plate motions in the north Andean region. J. Geophys. Res. 98 (B12), 21853- 21863.

Galvis, J., De La Espriella, R. 1987: La gran falla del Borde Llanero. Geología Colombiana 16, 105-110.

- Gaareestroom, L., Tromp, R. A. J. *et al.* 1993: Overpressures in the Central North Sea: implications for trap integrity and drilling safety. *Petroleum Geology of Northwest Europe: proceedings of the 4<sup>th</sup> conference*, London.
- Gardner, G.H.F., Gardner, L.W., y Gregory, A.R., 1974: "Formation Velocity and Density –The diagnostic basis for stratigraphic traps", *Geophysics*, Vol. 39, Num. 6, pp. 2085–2095
- Garner, A. H. 1926: Suggested nomenclature and correlation of the geological formations in Venezuela, in *Petroleum development and technology, 1925*. Published by Am. Inst. Min. Metall. Eng., Tr., p. 677-684.
- Geoestudios Ltda. 2006: Cartografía detallada a lo largo de la falla de Guaicaramo al extremo norte del Bloque Cóndor, y geología detallada en el área de localización del pozo Guavio-Este-Piedemonte Llanero. Bogota.
- Geoservices. 2006: Condor-1 well Pore Pressure Study. Informe interno para Lukoil Overseas Colombia Ltd. Bogota.
- Geostratos. 2006: Revisión Geológica de la parte Central y Norte del Bloque Cóndor y del TEA Guaicáramo. Cuenca del Piedemonte Llanero. Memoria Técnica. Lukoil Overseas Ltd. Bogota.
- Gough, D.I. and Bell, J.S. 1982: Stress orientations from borehole wall fractures with examples from Colorado, east Texas, and northern Canada. *Cdn. J. Earth Sci.*, (July 1982) 19, No. 7, 1358.
- Guerrero, J., Sarmiento, G. 1996: Estratigrafía física, palinológica, sedimentológica y secuencial del Cretácico superior y Paleoceno del Piedemonte Llanero. Implicaciones en exploración petrolera. *Geología Colombiana*. 20, pp. 3-66. Universidad nacional de Colombia, Bogotá.
- Guerrero, J. 2002: A Proposal on the Classification of Systems Tracks: Application to the Allostratigraphy and Sequence Stratigraphy of The Cretaceous Colombian Basin. Part 2: Barremian to Maastrichtian. *Geología Colombiana* 27, Pp. 27-49. Bogotá.
- Gutscher, M.A., Spakman, W., Bijwaard, H., Engdahl, E.R. 2000: Geodynamics of flat subduction: seismicity and tomographic constraints from the Andean margin. *Tectonics* 19, 814– 833.
- Hedberg, H.D & Pyre, A. 1944: Stratigraphy of Anzoátegui, Venezuela, *Bull. Amer. Assoc. Petr. Geol.*, vol. 28, nº 1, pp. 1-28, 4 fig., Tulsa.
- Hefner, K., X. Zhang, N. Koutsabeloulis, I. Main, and L. Li, 2007: Identification of activated (therefore potentially conductive) faults and fractures through statistical correlations in production and injection rates and coupled flow-geomechanical modeling: Europe European Community/European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition, London, United Kingdom, Paper No. 107164-MS, 9 p.

Hossain, M. M., M. K. Rahman, and S.S Rahman, 2002: A shear dilation stimulation model for production enhancement from naturally fractured reservoirs: Society of Petroleum Engineers Journal, v. 7 No. 2, p. 183-195.

Hubach, E. 1931: geología petrolífera del departamento de norte de Santander. INGEOMINAS. Compilación de estudios geológicos oficiales en Colombia 12: 1 -337, Bogotá.

Hubach, E. 1957a: Estratigrafía de la Sabana de Bogotá y Alrededores. Boletín Geológico Volumen V, No.2, P. 93-112, INGEOMINAS, Bogotá.

Hubach, E. 1957b: Contribución a las Unidades Estratigráficas de Colombia. Instituto Geológico Nacional, Informe Interno I-1212, 166p., Bogotá.

Hubbert, MK., Role of fluid pressure in mechanism of overthrust faulting. 1990.

Integrated basin Analysis, LLC. 2008: Integrated Analysis of the Condor Block and Surrounding areas; structural and stratigraphic evolution, generation, migration, sealing and flushing. Implications for hydrocarbon prospectivity. Salt Lake City, U.S.A.

Jaeger, J., and N. G. W. Cook, 1979: Fundamental of rock mechanics, 3d ed.: London, Chapman and Hall, 593p.

Jamison, William. 1997: Quantitative Evaluation of Fractures on Monkshood Anticline, a Detachment Fold in the Foothills of Western Canada. – AAPG Bulletin, V. 81, No. 7, p. 1110-1132.

Julivert, M. 1968: Léxico estratigráfico Précambrien, Paléozoïque, Mésozoïque, et intrusions d'âge mésozoïque – tertiaire, Volumen 5, Fascículo 4b. Centre National De La Recherche Scientifique. Paris, Francia.

Jurado, M.J. 1996: Orientaciones de esfuerzos en la corteza superior: determinación a partir de sondeos de exploración de hidrocarburos en la Península Ibérica y en cuencas adyacentes. – Geogaceta, V. 20, No. 1, p. 150-152. Karlsruhe, Germany.

Kammer, Andreas. 1999: Observaciones acerca de un origen transpresivo de la Cordillera Oriental. GEEOLOGIA COLOMBIANA, 24, pgs. 29-53, 9 Figs., 2 Tablas, 2 Anexos, Santafe de Bogotá.

Kellogg, J.N., Bonini, W.E. 1982: Subduction of the Caribbean plate and Basement uplifts in the overriding South American Plate. Tectonics 1, 251– 276.

Kellogg, J., Vega, V., 1995: Tectonic development of Panama, Costa Rica and the Colombian Andes: constrains from global positioning system geodetic studies and gravity. In: Mann, P. (Ed.), Geologic and Tectonic Development of the Caribbean plate Boundary in Southern Central America, Special paper, vol. 295. Geol. Soc. of Am., pp. 75– 90.

Khaskar, A., Warrington, A.H., Burgdorff, K.L., Castillo, Daniel. 2004: Wellbore Breakout Analysis in the Southeast Moran Field, Papua New Guinea. Condensed from SPE 88607. Perth, Australia.

Lapeyrouse, N. A. 2002: Formulas and Calculations for Drilling, Production and Workover, Second Edition. ISBN 0750674520. USA

Linares, R., 1996, Structural styles and kinematics of the Medina area, Eastern Cordillera, Colombia: unpublished M.S. thesis, University of Colorado, Boulder, Colorado, 104 pp.

Lacazette, Alfred., 2009: Paleostress analysis from image logs using pinnate joints as slip indicators. AAPG Bulletin, v.93, No. 11 November 2009, p. 1489-1501

Lockner, D. A., Byerlee, J. D. Et al. 1991: Quasi-static fault growth and shear fracture energy in granite. Nature, 350, 39-42.

Long, J.C., Karasaki, K., Davey, A., Peterson, J., Landsfeld, M., Kemeny, J. And Martel, S., 1991: An inverse approach to the construction of fracture hydrology models conditions by geophysical data. International Journal of Rock Mechanics, Mineral Science & Geomechanics Abstracts, 28, 121-142

López, R., 2005, Evaluación neotectónica aplicada a los depósitos cuaternarios del piedemonte llanero en los alrededores de la ciudad de Villavicencio [BSc. thesis]: Bogotá, Universidad Nacional de Colombia, 135 p.

Magara, K. Compaction and Fluid Migration: Practical Petroleum Geology. Amsterdam 1978.

Makurat, A., N. Barton, N. S. Rad, and Bandis, 1990: Joint Conductivity variation due to normal and shear deformation: Proceedings of the international Symposium on Rock Joins. Rotterdam, A.A. Balkema, v. 1990, p. 535-540

Malave, G., Suarez, G. 1995: Intermediate-depth seismicity in northern Colombia and western Venezuela and its relationship to Caribbean plate subduction. Tectonics 14, 617– 628.

Mauldon, M., Mauldon, J. G. (1997): Fracture Sampling on a Cylinder: From Scalines to Boreholes and Tunnels. – Rock Mechanics and Rock Engineering, V. 30 No. 3, p129-144, Springer-Verlag-Austria

Mauldon, M., Dunne, W.M., Rohrbaugh, M.B. (2000): Circular scalines and circular windows: new tools for characterizing the geometry to fracture traces. – Journal of Structural Geology, V. 23, p. 247-258, Knoxville, U.S.A.

Marret, Randall., Peacock, David. (1999): Strain and Stress. Journal of Structural Geology, V. 21, p. 1057-1063.

Montes, C., Hatcher, R., Restrepo-Pace, P. 2001: Tectonic reconstruction of the northern Andean blocks: oblique convergence and rotations derived from the kinematics of the piedras-girardot area, Colombia. Tectonophysics Special Volume on 5<sup>th</sup> ISAG.

Montoya, D., Terraza, R., Reyes, G., Moreno, G., Fuquen, F., Etayo F. 2008: Geología Del Cinturón Esmeraldífero Oriental Planchas 210, 228 Y 229. INGEOMINAS. Bogotá.

Moos, D., 2006: Geomechanics Applied to Drilling Engineering, in L.W. Lake and R.F. Mitchell, eds., Petroleum engineering handbook volume II: Drilling engineering, Richardson, Texas, Society of Petroleum Engineers, 763 p.

Mora, A., Kammer, A. 1999: comparación de los estilos estructurales en la sección entre Bogotá y los Farallones de Medina, Cordillera Oriental de Colombia. GEOLOGIA COLOMBIANA, 24, pgs. 55-82, 20 Figs., 4 Tablas, Santa Fe de Bogotá.

Mora, A., Parra, M., Strecker, M. R., Kammer, A., Dimaté, C., and Rodríguez, F. 2006a: Cenozoic contractional reactivation of Mesozoic extensional structures in the Eastern Cordillera of Colombia: Tectonics, v. 25, TC2010, doi: 10.1029/2005TC001854.

Mora, Andrés., 2007: Inversion Tectonics and Exhumation Processes in the Eastern Cordillera Colombia. PHD Dissertation, Tesis de Grado. Postdam, Germany, 2007.

Mora, Andrés., Parra, Mauricio., 2008: The Structural Style of Footwall Shortcuts Along the Eastern Foothills of the Colombian Eastern Cordillera. Differences with other Inversion Related Structures. CT&F Ciencia Tecnología y Futuro, Vol. 3, Num.4, Diciembre 2008, pp. 7-16. Ecopetrol S.A Colombia.

Mouchet, J.P., Mitchell, A. 1989: Abnormal pressures while drilling. *Manuels Techniques Elf Aquitaine*, 2, 64p. Elf Aquitaine edition, Boussens – ISSN 0298-7457. ISBN : 2-901026-28-1

Narr, Wayne. (1991): Fracture Density in the Deep Subsurface: Techniques with Application to Point Arguello Oil Field. – *The American Association of petroleum Geologists Bulletin*, V. 75, No. 8, p. 1300-1323. 22 Figs., 3 Tables.

Narr, Wayne., Suppe, J. (1991): Joint Spacing in Sedimentary Rocks. – *Journal of Structural Geology*, V. 13, No. 9, p1037-11048. Princeton, U.S.A.

Narr, Wayne. (1996): Estimating Average Fracture Spacing in Subsurface Rock. – *AAPG Bulletin*, V. 80, No. 10, p.1565-1586.

Nelson, R.A. (2001): *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*.-350p., Gulf Professional Publishing, Estados Unidos de America.

Notestein, F.H., Hubman, C.W. & Bowler J.W. 1944: Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia, South America, *Bull. Geol. Soc. Amer.*, vol. 55, pp.1165-1215, 12 fig., 6 pl., New York.

Ortega, Orlando., Marret, Randall., Laubach, Stephen. (2006): A scale-independent approach to fracture intensity and average spacing measurement. – *AAPG Bulletin*, V. 90, No. 2, p 193-208.

Parra, M., Mora, A., Jaramillo, C., Strecker, M. and Veloza, G. 2006: New stratigraphic data on the initiation of mountain building at the eastern front of the Colombian Eastern Cordillera. 6th International Symposium on Andean Geodynamics (ISAG 2005, Barcelona), Extended Abstracts: 567-571.

Pennington, W.D. 1981: Subduction of the East Panama Basin and Seismotectonics of the northwestern South America. *J. Geophys. Res* 86 (B11), 10753– 10770.

Pérez, G. & Salazar, A. 1978: Estratigrafía y Facies del Grupo Guadalupe. Universidad Nacional de Colombia. *Geología Colombiana*. Nº 107 - 85 Bogotá.

Peska, P., and M. D. Zoback, 1995: Compressive and tensile failure of inclined well bores and determination of in-situ stress and rock strength. *J. Geophys. Res.*, 100(B7), pp. 12, 791-12, 811.

Pijush, P., M. D. Zoback, and P. Hennings, 2007: Fluid flow in a fractured reservoir using a geomechanically-constrained fault zone damage model for reservoir simulation: Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, November 11-14, SPE Paper No. 110542-MS, 22p.

Pollard, D.D., and A. Aydin, 1988: Progress in understanding jointing over the past century: *Geological society of America Bulletin*, v. 100, p. 1181-1204.

Pollard, D. and Aydin, A. 1988: Progress in understanding jointing over the past century. *Geological Society of America Bulletin*, 100, 1181-1204.

Pollard, David. 2000: Strain and Stress: Discussion. *Journal of Structural Geology*, v. 22, p. 1359-1367.

Plumb, R.A. and 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*, v. 90 No. B7, p. 5513-5521.

Prensky, Stephen. 1992: Borehole Breakouts and In-situ Rock stress. *The Log Analyst*, V.33, No. 3, p. 304-312.

Pulido, N., 2003: Seismotectonics of the Northern Andres (Colombia) and the Development of Seismic Networks. *Bulletin of the International Institute of Seismology and Earthquake Engineering*, Special edition, p. 69-76

Pulham, A.J., Mitchell, A., MacDonald, D., Daly, C. 1997: Reservoir modeling in the Cusiana field, Llanos foothills, Eastern Cordillera; Characterization of a deeply-buried, low porosity reservoir. *Proceedings, VI Simposio Bolivariano, Exploración Petrolera en las cuencas subandinas, Cartagena, Colombia, September 1997, vol. 1. Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo*, pp. 198–216.

Ramsay J.G & Huber, M.I. 1987: *The Techniques of modern structural geology*. Vol. 2. Fold and Fracture. 309-695



Renzoni, Giancarlo. 1965: Mapa Geológico de la Plancha L-11 (Villavicencio) De La Republica De Colombia. Bogota.

Renzoni, Giancarlo. 1968: Geología Del Macizo De Quetame. Separata De La Revista Geología Colombiana-No. 5, P. 75-127. Bogota, Colombia

Reinecker, J., Tingay, M., Muller, B. 2003: Borehole Breakout analysis from four-arm caliper logs: World Stress Map Project, p. 1-5.

Rowan, M.G., and R. Linares, 2000, Fold-evolution matrices and axial-surface analysis of fault bend folds: application to the Medina anticline, Eastern Cordillera, Colombia: AAPG Bulletin, v. 84, p. 741-764.

Rowan, Mark, 2005: Structural Interpretation of the Condor Block Llanos Foothills, Eastern Cordillera, Colombia-Final Report. Rowan Consulting Inc. Bogota.

Rowan, M.G. 2005: Interpretation of the Condor Block, Llanos Foothills, Eastern Cordillera, Colombia. Rowan Consulting Inc. Bogota.

Rowan, M.G. 2005: Interpretation of the Cumaral 3D PSTM Data Condor Block, Llanos Foothills, Eastern Cordillera, Colombia. Rowan Consulting Inc. Bogota

Salazar, A. 2006: Revisión Geológica de la parte Central y Norte del Bloque Cóndor y del TEA Guaicáramo. Cuenca del Piedemonte Llanero. Memoria Técnica. Geostratos. Lukoil Overseas Ltd. Bogota.

Salazar, A. 2006: Geología del Bloque Guaicaramo. Cuenca del Piedemonte Llanero. Memoria Técnica. Geostratos. Lukoil Overseas Ltd. Bogota.

Salvin, F., Storty, F., 2001: The distribution of deformation in parallel fault-related folds with migrating axial surfaces: comparison between fault-propagation and fault-bend folding. Journal Structural Geology, v.23, p.25-32. Roma, Italy.

Salvin, F., Storti, F., 2004: Active-hinge-folding-related deformation and its role in hydrocarbon exploration and development-insights from HCA modeling, in K.R. McClay, ed., Thrust tectonics and hydrocarbon systems: AAPG Memoir 82, p.453-472.

Sarmiento-Rojas, L. F., 2001: Mesozoic Rifting and Cenozoic Basin Inversion History of the Eastern Cordillera, Colombian Andes [Ph.D thesis]: Amsterdam, Vrije University, 295 p.

Schamel, S. 1991: Middle and upper Magdalena basins. American Association of Petroleum Geologists Memoir 52, 283–303.

Schelling, Daniel & Person, Mark. 2008: Hydrologic Models of Brine Flushing, Oil Migration, and Underpressure Formation within the Condor Block, Colombia.

Smith, J.V. (2004): Determining the size and shape of blocks from linear sampling for geotechnical rock mass classification and assessment. - *Journal of structural Geology*, v.26, 1317-1339. Victoria, Australia.

Segovia, A. 1965: Mapa Geologico de la Plancha L-12 (Medina) de la republica de Colombia. Servicio Geologico Nacional.

Sterns, David., Friedman, Melvin. Reservoirs in Fractured Rock. – Center for Tectonophysics, Texas A&M University, College Station, Texas, U.S.A.

Stjern, G., P. Horsrud, and A. Agle, 2000: Improving drilling performance in troublesome clay formations in the Heidrum field: International Association of Drilling Contractors/Society of Petroleum Engineers, paper 59219, 2000 IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, February 23-25, p. 1-10.

Storti, F., Rosetti, F., Salvini, F. 2001: Structural architecture and displacement accommodation mechanisms at the termination of the Priestley Fault, northern Victoria Land, Antarctica. *Tectonophysics*, v.341, p. 141-161. Roma, Italy.

Suarez, A.F., 1990. The basement of the Eastern Cordillera, Colombia: an allochthonous terrane in northwestern South America. *Journal of South American Earth Sciences* 3, 141–151.

Taboada, A., Rivera, L., A. Fuenzalida, A., Cisternas, A., Herve, P., Harmen, b., Olaya, J., Rivera, C., 2000: Geodynamics of the Northern Andes: Subductions and Intracontinental Deformation (Colombia). *Tectonics* 19, 787-813.

Tamagawa, T., and D. Pollard, 2008: Fracture permeability created by perturbed stress fields around active faults in a fractured reservoir: *AAPG Bulletin*, v. 92, No. 6, p. 743-764.

Tavani, S., Storti, F., Salvini, F. 2005: Rounding hinges to fault-bend folding: geometric and kinematic implications. *Journal of Structural Geology*. V.27, p. 3-22

Teufel, L. W. and Lorenz, J. C., 1994: Geomechanics approach to management of naturally fracture reservoirs. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 78 (11), 1810.

Tezuka, K., T. Tamagawa, and K. Watanabe, 2005: Numerical simulation of hydraulic shearing in fractured reservoir. *Proceeding of the world Geothermal Congress 2005, Antalya, Turkey: International Geothermal Association*, 7 p.

Tezuka, K., Barton, C., Moos, D., 2009: Geomechanical wellbore Imaging: Implications for reservoir permeability. *AAPG Bulletin*, v.93, No. 11, pp. 1551-1569

Terzaghi, K., 1943: *Theoretical soil mechanics*, New York, John Wiley and Sons, 528 p.

Toto, E., Kellogg, J. 1992: Structure of the Sinu–San Jacinto foldbelt, an active accretionary prism in northern Colombia. *J. South Am. Earth Sci.* 5, 211 – 222

- Trenkamp, R., Kellogg, J.N., Freymueller, J.T., Mora, H.P. 2002: Wide plate deformation, southern Central America and northwestern South America, CASA GPS observations. *J. South Am. Earth Sci.* 15, 157–171.
- Ulloa, C. E., Camacho, R., y Escobar, R., 1975: Mapa geológico del cuadrángulo K-12, Guateque. Ingeominas, escala 1:1000000.
- Ulloa, C.; Rodríguez, E. 1979: Geología del Cuadrángulo K12- Guateque. *Boletín Geológico, Ingeominas, Vol XXII, No 1.* pp. 3-56. Bogotá.
- Van Der Hammen. 1958: Estratigrafía del Terciario y Maestrichtiano continentales y tectogenésis de los Andes Colombianos, *Ibid*, vol. 6, nº 1-3, pp. 67-128. 7 pl. f.t., Bogotá.
- Van der Hilst, R.D., Mann, P. 1994: Tectonic implications of tomographic images of subducted lithosphere beneath Northwestern South America. *Geol. Mijnb.* 22, 451– 454.
- Villamil, T., Restrepo, P., Svela, K. 1998: Campanian–Oligocene depocenter evolution and tectonostratigraphic development of Northwestern South America. *AAPG International Conference and Exhibition, Rio de Janeiro, Brazil, November 1998*, pp. 90–91.
- Villamil, T., 2003: Regional hydrocarbon systems of Colombia and western Venezuela: their origin, potential, and exploration, in C. Bartolini, R.T. Buffler, and J. Blickwede, eds., *The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon Habitats, Basin Formation, and Plate Tectonics: AAPG Memoir 79*, p. 697-734.
- Warren, T. M. and Smith, M. B. 1985: bottomhole stress factors affecting drillin rate at depth, *J. Petrol. Technol.*, 37, 1523-33.
- Wilson, S., N. C. Last, M. D. Zoback, and D. Moos, 1999: Drilling in South America: A wellbore stability approach for complex geologic conditions, SPE 53940, in 1999 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela 21-23 April.
- Winterstein, D. F., et al. 1995 : Analysis if shear-wave polarization in VSP data ; a tool for reservoir development. *Society of Petroleum Engineers Formation Evaluation*, 10(4) 223-231.
- Wiprut, D., M. D. Zoback, T. H. Hanssen, and P. Peska, 1997. Constraining the full stress tensor from observations of drilling-induced tensile fractures and leakoff tests: Application to borehole stability and sand production on the Norwegian margin, *Intl. J. Rock Mech. & Min. Sci.*, v.34, no.3–4, Paper No. 00365
- Wiprut, D., and M. D. Zoback, 2000: Constraining the stress tensor in the Visund field, Norwegian North Sea: Application to wellbore stability and sand production, *Intl. J. Rock Mech. & Min. Sci.*, v.37, pp. 317–336.

Wong, Patrick. (2003): A novel technique for modeling fracture intensity: A case study from Pinedale anticline in Wyoming. – AAPG Bulletin, V. 87, No. 11, p 1717-1727.

Zoback, M.D., Moos, d., and Mastin, L., 1985: Wellbore breakouts and in-situ stress. Journal of Geophysical Research, v.90, p. 5523-5530.

Zoback. M. D., and Peska, P., 1995: In-situ stress and rock strength in the GBRN/DOE Pathfinder well, South Eugene Island, Gulf of Mexico. Journal of Petroleum Technology, 47(7),99. 582-585

Zoback, M. D., 2007: Reservoir Geomechanics. New York, Cambridge University Press, 464p.

## 9. ANEXOS

### ANEXO 1. Datos del Modelo Geomecánico Generalizado para el Anticlinal del Guavio

Profundidad MD(pies)	Sobrecarga Sv(PPG)	Esfuerzo Max H Shmax(PPG)	Esfuerzo Min H.Shmin(PPG)	Presion de Poro Pp(PPG)
404	16.57	19.94	11.94	8.16
420	16.62	20	11.97	8.17
436	16.67	20.06	12	8.19
452	16.72	20.13	12.03	8.2
468	16.78	20.21	12.06	8.22
484	16.82	20.26	12.09	8.23
500	16.86	20.3	12.11	8.24
516	16.9	20.37	12.14	8.25
532	16.94	20.41	12.16	8.26
548	16.97	20.46	12.18	8.27
564	17.01	20.5	12.2	8.28
582	16.99	20.47	12.19	8.29
598	17.02	20.51	12.21	8.29
614	17.05	20.55	12.23	8.3
630	17.07	20.57	12.24	8.31
646	17.1	20.61	12.26	8.32
662	17.12	20.64	12.27	8.32
678	17.14	20.67	12.29	8.33
694	17.17	20.7	12.3	8.33
710	17.19	20.73	12.31	8.34
726	17.22	20.76	12.33	8.34
742	17.24	20.8	12.34	8.35
758	17.26	20.83	12.35	8.35
774	17.28	20.85	12.37	8.36
790	17.3	20.88	12.38	8.36
806	17.32	20.9	12.39	8.37
822	17.33	20.92	12.4	8.37
838	17.35	20.94	12.41	8.38
854	17.37	20.97	12.42	8.38
870	17.39	20.99	12.43	8.38
886	17.41	21.01	12.44	8.39
902	17.42	21.03	12.45	8.39
918	17.44	21.06	12.46	8.39
934	17.46	21.08	12.47	8.4

950	17.47	21.1	12.47	8.4
966	17.49	21.12	12.48	8.4
982	17.5	21.14	12.49	8.41
998	17.51	21.15	12.5	8.41
1014	17.53	21.17	12.5	8.41
1030	17.54	21.19	12.51	8.41
1046	17.55	21.21	12.52	8.42
1062	17.57	21.23	12.53	8.42
1078	17.58	21.25	12.54	8.42
1094	17.6	21.27	12.54	8.42
1110	17.61	21.29	12.55	8.42
1126	17.63	21.31	12.56	8.43
1142	17.64	21.32	12.57	8.43
1158	17.65	21.34	12.57	8.43
1174	17.66	21.35	12.58	8.43
1190	17.67	21.37	12.58	8.44
1206	17.68	21.38	12.59	8.44
1222	17.7	21.4	12.6	8.44
1238	17.71	21.42	12.6	8.44
1254	17.72	21.44	12.61	8.44
1270	17.74	21.46	12.62	8.44
1286	17.75	21.48	12.62	8.45
1302	17.77	21.49	12.63	8.45
1318	17.78	21.51	12.64	8.45
1334	17.8	21.53	12.65	8.45
1350	17.81	21.55	12.65	8.45
1366	17.82	21.57	12.66	8.45
1382	17.83	21.59	12.67	8.46
1398	17.85	21.61	12.67	8.46
1414	17.86	21.62	12.68	8.46
1430	17.87	21.64	12.69	8.46
1446	17.88	21.65	12.69	8.46
1462	17.9	21.67	12.7	8.46
1478	17.91	21.69	12.7	8.46
1496	17.9	21.68	12.7	8.46
1512	17.91	21.69	12.71	8.47
1528	17.93	21.71	12.72	8.47
1544	17.94	21.73	12.72	8.47
1560	17.95	21.74	12.73	8.47
1576	17.96	21.76	12.73	8.47

1592	17.97	21.77	12.74	8.47
1608	17.98	21.78	12.74	8.47
1624	17.99	21.79	12.75	8.47
1640	18	21.81	12.75	8.47
1656	18.01	21.82	12.76	8.48
1672	18.02	21.84	12.76	8.48
1688	18.03	21.85	12.77	8.48
1704	18.04	21.87	12.77	8.48
1720	18.05	21.88	12.78	8.48
1736	18.06	21.89	12.78	8.48
1752	18.07	21.9	12.79	8.48
1768	18.08	21.92	12.79	8.48
1784	18.09	21.93	12.8	8.48
1800	18.1	21.94	12.8	8.48
1816	18.1	21.95	12.8	8.48
1832	18.11	21.96	12.81	8.49
1848	18.12	21.97	12.81	8.49
1864	18.13	21.98	12.82	8.49
1880	18.13	21.99	12.82	8.49
1896	18.14	22	12.82	8.49
1914	18.14	21.99	12.82	8.49
1930	18.14	22.01	12.83	8.49
1946	18.15	22.02	12.83	8.49
1962	18.16	22.03	12.84	8.49
1978	18.17	22.05	12.84	8.49
1994	18.18	22.06	12.84	8.49
2010	18.19	22.07	12.85	8.49
2026	18.2	22.08	12.85	8.49
2042	18.21	22.09	12.86	8.49
2058	18.22	22.11	12.86	8.5
2074	18.23	22.12	12.86	8.5
2090	18.23	22.13	12.87	8.5
2106	18.24	22.14	12.87	8.5
2122	18.25	22.15	12.88	8.5
2138	18.26	22.16	12.88	8.5
2154	18.27	22.17	12.89	8.5
2170	18.28	22.19	12.89	8.5
2186	18.28	22.2	12.89	8.5
2202	18.29	22.2	12.9	8.5
2218	18.3	22.21	12.9	8.5

2234	18.3	22.22	12.9	8.5
2250	18.31	22.24	12.91	8.5
2266	18.32	22.25	12.91	8.5
2282	18.33	22.26	12.92	8.5
2298	18.34	22.27	12.92	8.5
2314	18.34	22.28	12.92	8.5
2330	18.35	22.29	12.93	8.51
2346	18.36	22.3	12.93	8.51
2362	18.37	22.31	12.93	8.51
2378	18.37	22.32	12.94	8.51
2394	18.38	22.33	12.94	8.51
2410	18.39	22.34	12.94	8.51
2426	18.39	22.35	12.95	8.51
2442	18.4	22.35	12.95	8.51
2458	18.41	22.36	12.95	8.51
2474	18.41	22.37	12.96	8.51
2490	18.42	22.39	12.96	8.51
2506	18.43	22.4	12.96	8.51
2522	18.44	22.41	12.97	8.51
2538	18.44	22.42	12.97	8.51
2554	18.45	22.43	12.98	8.51
2570	18.46	22.44	12.98	8.51
2586	18.47	22.45	12.98	8.51
2602	18.48	22.46	12.99	8.51
2618	18.48	22.47	12.99	8.51
2634	18.49	22.48	12.99	8.51
2650	18.5	22.49	13	8.51
2666	18.5	22.5	13	8.51
2682	18.51	22.51	13	8.51
2698	18.52	22.52	13.01	8.52
2714	18.53	22.53	13.01	8.52
2730	18.54	22.54	13.01	8.52
2746	18.54	22.55	13.02	8.52
2762	18.55	22.57	13.02	8.52
2778	18.56	22.57	13.03	8.52
2794	18.56	22.58	13.03	8.52
2810	18.57	22.59	13.03	8.52
2826	18.58	22.61	13.04	8.52
2842	18.59	22.63	13.04	8.52
2858	18.6	22.64	13.05	8.52



2874	18.61	22.64	13.05	8.52
2890	18.62	22.66	13.05	8.52
2906	18.63	22.67	13.06	8.52
2922	18.64	22.69	13.06	8.52
2938	18.64	22.7	13.07	8.52
2954	18.65	22.7	13.07	8.52
2970	18.66	22.71	13.07	8.52
2986	18.67	22.73	13.08	8.52
3002	18.68	22.74	13.08	8.52
3018	18.68	22.75	13.08	8.52
3034	18.69	22.76	13.09	8.52
3050	18.7	22.77	13.09	8.52
3066	18.7	22.77	13.09	8.52
3082	18.71	22.79	13.1	8.52
3098	18.72	22.8	13.1	8.52
3114	18.73	22.81	13.11	8.52
3130	18.74	22.82	13.11	8.52
3146	18.75	22.83	13.11	8.52
3162	18.75	22.84	13.12	8.52
3180	18.76	22.85	13.12	8.52
3196	18.76	22.86	13.12	8.52
3212	18.77	22.87	13.13	8.53
3228	18.78	22.88	13.13	8.53
3244	18.78	22.89	13.13	8.53
3260	18.79	22.9	13.14	8.53
3276	18.79	22.9	13.14	8.53
3292	18.8	22.91	13.14	8.53
3308	18.81	22.92	13.14	8.53
3324	18.81	22.92	13.14	8.53
3340	18.81	22.93	13.15	8.53
3356	18.82	22.93	13.15	8.53
3372	18.83	22.95	13.15	8.53
3388	18.83	22.95	13.15	8.53
3404	18.84	22.96	13.16	8.53
3420	18.84	22.97	13.16	8.53
3436	18.85	22.97	13.16	8.53
3452	18.85	22.98	13.16	8.53
3468	18.83	22.95	13.16	8.53
3484	18.84	22.96	13.16	8.53
3500	18.84	22.96	13.16	8.53

3516	18.84	22.97	13.16	8.53
3532	18.85	22.98	13.16	8.53
3548	18.86	22.99	13.17	8.53
3564	18.86	22.99	13.17	8.53
3580	18.86	22.99	13.17	8.53
3596	18.87	23	13.17	8.53
3612	18.87	23.01	13.18	8.53
3628	18.88	23.02	13.18	8.53
3644	18.89	23.03	13.18	8.53
3660	18.9	23.04	13.19	8.53
3676	18.9	23.05	13.19	8.53
3692	18.9	23.05	13.19	8.53
3708	18.91	23.06	13.19	8.53
3724	18.91	23.06	13.19	8.53
3740	18.93	23.08	13.2	8.53
3756	18.94	23.1	13.2	8.53
3772	18.95	23.12	13.21	8.53
3788	18.96	23.13	13.22	8.53
3804	18.97	23.14	13.22	8.53
3820	18.98	23.16	13.23	8.53
3836	18.99	23.17	13.23	8.53
3852	18.99	23.18	13.23	8.53
3868	19	23.19	13.24	8.53
3884	19.01	23.2	13.24	8.53
3900	19.02	23.21	13.24	8.53
3916	19.03	23.22	13.25	8.53
3932	19.03	23.23	13.25	8.53
3948	19.04	23.24	13.25	8.53
3964	19.05	23.25	13.25	8.54
3980	19.05	23.26	13.26	8.54
3996	19.06	23.27	13.26	8.54
4014	19.05	23.25	13.26	8.54
4030	19.06	23.26	13.26	8.54
4046	19.06	23.27	13.26	8.54
4062	19.07	23.28	13.27	8.54
4078	19.07	23.29	13.27	8.54
4094	19.08	23.3	13.27	8.54
4110	19.09	23.31	13.28	8.54
4126	19.1	23.32	13.28	8.54
4142	19.11	23.33	13.28	8.54

4158	19.11	23.34	13.29	8.54
4174	19.12	23.35	13.29	8.54
4190	19.12	23.36	13.29	8.54
4206	19.13	23.36	13.29	8.54
4222	19.13	23.37	13.3	8.54
4238	19.14	23.38	13.3	8.54
4254	19.15	23.39	13.3	8.54
4270	19.16	23.4	13.31	8.54
4286	19.16	23.41	13.31	8.54
4302	19.17	23.42	13.31	8.54
4318	19.18	23.43	13.32	8.54
4334	19.18	23.44	13.32	8.54
4350	19.19	23.45	13.32	8.54
4366	19.2	23.46	13.32	8.54
4382	19.2	23.47	13.33	8.54
4398	19.21	23.48	13.33	8.54
4414	19.22	23.49	13.33	8.54
4430	19.23	23.5	13.34	8.54
4446	19.23	23.51	13.34	8.54
4464	19.23	23.51	13.34	8.54
4480	19.24	23.52	13.34	8.54
4496	19.25	23.53	13.35	8.54
4512	19.25	23.54	13.35	8.54
4528	19.26	23.54	13.35	8.54
4544	19.26	23.55	13.36	8.54
4560	19.27	23.56	13.36	8.54
4576	19.27	23.56	13.36	8.54
4596	19.26	23.55	13.35	8.54
4612	19.26	23.55	13.36	8.54
4628	19.27	23.56	13.36	8.54
4644	19.28	23.57	13.36	8.54
4660	19.28	23.58	13.37	8.54
4676	19.29	23.59	13.37	8.54
4692	19.3	23.6	13.37	8.54
4708	19.3	23.61	13.38	8.54
4724	19.31	23.62	13.38	8.54
4740	19.31	23.62	13.38	8.54
4756	19.32	23.63	13.38	8.54
4772	19.32	23.64	13.38	8.54
4788	19.33	23.64	13.39	8.54

4804	19.33	23.65	13.39	8.54
4820	19.34	23.65	13.39	8.54
4836	19.34	23.66	13.39	8.54
4852	19.35	23.67	13.4	8.54
4868	19.35	23.68	13.4	8.54
4884	19.36	23.68	13.4	8.54
4900	19.36	23.69	13.4	8.54
4916	19.37	23.69	13.4	8.54
4932	19.37	23.7	13.4	8.54
4948	19.37	23.71	13.41	8.54
4964	19.38	23.71	13.41	8.54
4980	19.38	23.72	13.41	8.54
4996	19.39	23.72	13.41	8.54
5012	19.39	23.73	13.42	8.54
5028	19.4	23.74	13.42	8.54
5044	19.4	23.74	13.42	8.54
5062	19.4	23.74	13.42	8.54
5078	19.4	23.75	13.42	8.54
5094	19.41	23.76	13.42	8.54
5110	19.42	23.76	13.43	8.54
5126	19.42	23.77	13.43	8.54
5142	19.43	23.78	13.43	8.54
5158	19.43	23.79	13.43	8.55
5174	19.44	23.79	13.44	8.55
5190	19.44	23.8	13.44	8.55
5206	19.44	23.81	13.44	8.55
5222	19.45	23.81	13.44	8.55
5240	19.44	23.8	13.44	8.55
5256	19.44	23.8	13.44	8.55
5272	19.45	23.81	13.44	8.55
5288	19.45	23.82	13.44	8.55
5304	19.46	23.82	13.45	8.55
5320	19.46	23.83	13.45	8.55
5336	19.47	23.84	13.45	8.55
5352	19.47	23.84	13.45	8.55
5368	19.48	23.85	13.46	8.55
5384	19.48	23.86	13.46	8.55
5400	19.49	23.86	13.46	8.55
5416	19.49	23.87	13.46	8.55
5432	19.49	23.87	13.46	8.55

5448	19.5	23.88	13.46	8.55
5464	19.5	23.88	13.47	8.55
5480	19.5	23.88	13.47	8.55
5498	19.49	23.87	13.46	8.55
5514	19.5	23.88	13.46	8.55
5530	19.5	23.89	13.47	8.55
5546	19.51	23.89	13.47	8.55
5562	19.51	23.9	13.47	8.55
5578	19.52	23.91	13.47	8.55
5594	19.52	23.91	13.48	8.55
5610	19.53	23.92	13.48	8.55
5626	19.53	23.93	13.48	8.55
5642	19.54	23.93	13.48	8.55
5658	19.54	23.94	13.48	8.55
5674	19.55	23.95	13.49	8.55
5690	19.55	23.95	13.49	8.55
5706	19.56	23.96	13.49	8.55
5726	19.55	23.95	13.49	8.55
5742	19.56	23.96	13.49	8.55
5758	19.56	23.96	13.49	8.55
5774	19.56	23.97	13.5	8.55
5790	19.57	23.98	13.5	8.55
5808	19.57	23.98	13.5	8.55
5824	19.58	23.99	13.5	8.55
5840	19.58	23.99	13.5	8.55
5856	19.59	24	13.51	8.55
5872	19.59	24.01	13.51	8.55
5888	19.59	24.01	13.51	8.55
5904	19.6	24.02	13.51	8.55
5920	19.61	24.03	13.51	8.55
5936	19.61	24.03	13.52	8.55
5952	19.61	24.04	13.52	8.55
5968	19.62	24.05	13.52	8.55
5984	19.62	24.05	13.52	8.55
6000	19.63	24.06	13.52	8.55
6016	19.63	24.06	13.53	8.56
6032	19.63	24.06	13.53	8.56
6048	19.63	24.06	13.54	8.57
6064	19.63	24.06	13.54	8.58
6080	19.64	24.06	13.55	8.58

6096	19.64	24.06	13.55	8.59
6112	19.64	24.06	13.56	8.6
6128	19.65	24.06	13.56	8.6
6148	19.64	24.06	13.57	8.61
6164	19.65	24.06	13.57	8.62
6180	19.65	24.06	13.57	8.62
6196	19.65	24.06	13.58	8.63
6212	19.65	24.06	13.58	8.64
6228	19.66	24.06	13.59	8.64
6244	19.66	24.06	13.59	8.65
6260	19.66	24.06	13.6	8.66
6276	19.66	24.06	13.6	8.66
6292	19.66	24.06	13.61	8.67
6308	19.67	24.06	13.61	8.67
6324	19.67	24.06	13.62	8.68
6340	19.67	24.07	13.62	8.69
6356	19.68	24.07	13.62	8.69
6374	19.67	24.06	13.63	8.7
6390	19.68	24.06	13.63	8.71
6406	19.68	24.07	13.64	8.71
6422	19.68	24.07	13.64	8.72
6438	19.68	24.07	13.65	8.72
6454	19.69	24.07	13.65	8.73
6470	19.69	24.07	13.65	8.74
6486	19.69	24.07	13.66	8.74
6502	19.69	24.07	13.66	8.75
6520	19.69	24.06	13.66	8.75
6536	19.69	24.06	13.67	8.76
6552	19.69	24.06	13.67	8.77
6568	19.69	24.06	13.68	8.77
6584	19.7	24.06	13.68	8.78
6600	19.7	24.06	13.68	8.78
6616	19.7	24.07	13.69	8.79
6632	19.7	24.07	13.69	8.79
6648	19.71	24.07	13.7	8.8
6664	19.71	24.07	13.7	8.8
6680	19.71	24.07	13.7	8.81
6696	19.71	24.07	13.71	8.82
6712	19.71	24.07	13.71	8.82
6728	19.71	24.07	13.72	8.83

6744	19.72	24.07	13.72	8.83
6760	19.72	24.07	13.72	8.84
6776	19.72	24.07	13.73	8.84
6792	19.72	24.07	13.73	8.85
6808	19.73	24.07	13.74	8.85
6824	19.73	24.07	13.74	8.86
6840	19.73	24.07	13.74	8.86
6858	19.72	24.07	13.74	8.87
6874	19.73	24.07	13.75	8.88
6890	19.73	24.07	13.75	8.88
6906	19.73	24.07	13.76	8.89
6922	19.73	24.07	13.76	8.89
6938	19.73	24.07	13.76	8.9
6954	19.74	24.07	13.77	8.9
6970	19.74	24.07	13.77	8.91
6986	19.74	24.07	13.77	8.91
7002	19.74	24.07	13.78	8.92
7018	19.74	24.07	13.78	8.92
7034	19.74	24.07	13.78	8.93
7050	19.74	24.06	13.78	8.93
7066	19.74	24.06	13.79	8.94
7082	19.74	24.06	13.79	8.94
7098	19.74	24.06	13.79	8.95
7114	19.75	24.07	13.8	8.95
7130	19.75	24.07	13.8	8.96
7146	19.75	24.07	13.81	8.96
7162	19.76	24.07	13.81	8.97
7178	19.76	24.07	13.81	8.97
7194	19.76	24.08	13.82	8.98
7210	19.77	24.08	13.82	8.98
7226	19.77	24.08	13.83	8.98
7242	19.77	24.08	13.83	8.99
7258	19.77	24.08	13.83	8.99
7274	19.77	24.08	13.84	9
7290	19.77	24.08	13.84	9
7306	19.78	24.09	13.84	9.01
7322	19.78	24.09	13.85	9.01
7338	19.78	24.09	13.85	9.02
7354	19.79	24.09	13.85	9.02
7372	19.79	24.09	13.86	9.03

7388	19.79	24.09	13.86	9.03
7404	19.79	24.1	13.87	9.04
7420	19.8	24.1	13.87	9.04
7436	19.8	24.1	13.87	9.04
7452	19.81	24.11	13.88	9.05
7468	19.81	24.11	13.88	9.05
7484	19.81	24.11	13.89	9.06
7500	19.81	24.11	13.89	9.06
7516	19.82	24.11	13.89	9.07
7532	19.82	24.12	13.9	9.07
7548	19.82	24.12	13.9	9.08
7564	19.82	24.12	13.9	9.08
7580	19.83	24.12	13.91	9.08
7596	19.83	24.12	13.91	9.09
7612	19.83	24.13	13.91	9.09
7628	19.83	24.13	13.92	9.1
7644	19.83	24.13	13.92	9.1
7660	19.84	24.13	13.92	9.11
7676	19.84	24.13	13.93	9.11
7692	19.84	24.13	13.93	9.11
7708	19.84	24.13	13.93	9.12
7724	19.85	24.14	13.94	9.12
7740	19.85	24.14	13.94	9.13
7756	19.85	24.14	13.94	9.13
7772	19.85	24.14	13.95	9.13
7788	19.86	24.14	13.95	9.14
7804	19.86	24.14	13.95	9.14
7820	19.86	24.15	13.96	9.15
7836	19.86	24.15	13.96	9.15
7852	19.86	24.15	13.96	9.15
7868	19.87	24.15	13.97	9.16
7884	19.87	24.15	13.97	9.16
7900	19.87	24.16	13.97	9.17
7916	19.87	24.16	13.98	9.17
7932	19.88	24.16	13.98	9.17
7948	19.88	24.16	13.98	9.18
7964	19.88	24.16	13.99	9.18
7980	19.88	24.16	13.99	9.19
7996	19.88	24.16	13.99	9.19
8012	19.88	24.16	13.99	9.19



8028	19.89	24.16	14	9.2
8044	19.89	24.16	14	9.2
8060	19.89	24.16	14	9.2
8076	19.89	24.16	14	9.21
8092	19.89	24.16	14	9.21
8108	19.89	24.16	14.01	9.21
8124	19.89	24.17	14.01	9.21
8140	19.9	24.17	14.01	9.22
8156	19.9	24.17	14.01	9.22
8172	19.9	24.17	14.02	9.22
8188	19.9	24.17	14.02	9.22
8204	19.91	24.18	14.02	9.23
8220	19.91	24.18	14.03	9.23
8236	19.91	24.18	14.03	9.23
8252	19.91	24.19	14.03	9.23
8268	19.92	24.19	14.03	9.24
8284	19.92	24.19	14.04	9.24
8300	19.92	24.2	14.04	9.24
8316	19.93	24.2	14.04	9.24
8332	19.93	24.2	14.04	9.25
8348	19.93	24.2	14.05	9.25
8364	19.93	24.2	14.05	9.25
8380	19.93	24.2	14.05	9.25
8396	19.93	24.21	14.05	9.26
8412	19.94	24.21	14.05	9.26
8428	19.94	24.21	14.06	9.26
8444	19.94	24.22	14.06	9.26
8460	19.95	24.22	14.06	9.27
8476	19.95	24.22	14.07	9.27
8492	19.95	24.22	14.07	9.27
8508	19.95	24.23	14.07	9.27
8524	19.96	24.23	14.07	9.28
8540	19.96	24.23	14.07	9.28
8556	19.96	24.23	14.08	9.28
8576	19.96	24.23	14.08	9.28
8592	19.96	24.23	14.08	9.29
8608	19.96	24.23	14.08	9.29
8624	19.96	24.23	14.08	9.29
8640	19.97	24.23	14.09	9.29
8656	19.97	24.24	14.09	9.3

8672	19.97	24.24	14.09	9.3
8688	19.97	24.24	14.09	9.3
8704	19.97	24.24	14.09	9.3
8720	19.98	24.25	14.1	9.3
8736	19.98	24.25	14.1	9.31
8752	19.98	24.25	14.1	9.31
8768	19.98	24.25	14.1	9.31
8784	19.99	24.26	14.11	9.31
8800	19.99	24.26	14.11	9.32
8816	19.99	24.26	14.11	9.32
8832	19.99	24.26	14.11	9.32
8848	20	24.27	14.12	9.32
8864	20	24.27	14.12	9.32
8880	20	24.27	14.12	9.33
8900	20	24.26	14.12	9.33
8916	20	24.26	14.12	9.33
8932	20	24.27	14.12	9.33
8948	20	24.27	14.12	9.34
8964	20	24.27	14.13	9.34
8980	20	24.27	14.13	9.34
9000	19.99	24.26	14.13	9.34
9016	20	24.26	14.13	9.35
9032	20	24.26	14.13	9.35
9048	20	24.26	14.13	9.35
9064	20	24.26	14.13	9.35
9080	20	24.26	14.14	9.35
9096	20	24.26	14.14	9.36
9112	20	24.26	14.14	9.36
9128	20.01	24.27	14.14	9.36
9144	20.01	24.27	14.14	9.36
9160	20.01	24.27	14.15	9.36
9176	20.01	24.27	14.15	9.37
9192	20.01	24.27	14.15	9.37
9210	20.01	24.27	14.15	9.37
9226	20.02	24.27	14.15	9.37
9242	20.02	24.27	14.15	9.37
9258	20.02	24.28	14.16	9.38
9274	20.02	24.28	14.16	9.38
9290	20.02	24.28	14.16	9.38
9306	20.02	24.28	14.16	9.38

9322	20.02	24.28	14.16	9.38
9338	20.02	24.28	14.16	9.39
9354	20.02	24.28	14.16	9.39
9370	20.02	24.28	14.17	9.39
9386	20.02	24.28	14.17	9.39
9402	20.02	24.28	14.17	9.39
9418	20.03	24.28	14.17	9.4
9434	20.02	24.28	14.17	9.4
9450	20.03	24.28	14.17	9.4
9466	20.03	24.28	14.17	9.4
9482	20.03	24.28	14.18	9.4
9498	20.03	24.28	14.18	9.41
9514	20.03	24.28	14.18	9.41
9534	20.02	24.26	14.17	9.41
9550	20.02	24.27	14.18	9.41
9566	20.02	24.27	14.18	9.41
9582	20.03	24.27	14.18	9.42
9598	20.03	24.27	14.18	9.42
9614	20.03	24.27	14.18	9.42
9630	20.03	24.27	14.19	9.42
9646	20.03	24.27	14.19	9.42
9662	20.03	24.28	14.19	9.42
9678	20.03	24.28	14.19	9.43
9694	20.04	24.28	14.19	9.43
9710	20.04	24.28	14.19	9.43
9726	20.04	24.28	14.19	9.43
9742	20.04	24.28	14.2	9.43
9758	20.04	24.28	14.2	9.44
9774	20.04	24.28	14.2	9.44
9790	20.04	24.28	14.2	9.44
9806	20.04	24.28	14.2	9.44
9822	20.04	24.28	14.2	9.44
9838	20.04	24.28	14.2	9.44
9854	20.04	24.28	14.2	9.45
9870	20.04	24.28	14.2	9.45
9886	20.04	24.28	14.21	9.45
9902	20.04	24.28	14.21	9.45
9918	20.04	24.27	14.21	9.45
9934	20.04	24.27	14.21	9.46
9950	20.04	24.27	14.21	9.46

9966	20.04	24.27	14.21	9.46
9982	20.04	24.27	14.21	9.46
9998	20.04	24.27	14.21	9.46
10014	20.04	24.27	14.21	9.46
10030	20.04	24.27	14.21	9.47
10046	20.04	24.27	14.22	9.47
10062	20.04	24.27	14.22	9.47
10078	20.04	24.27	14.22	9.47
10094	20.04	24.27	14.22	9.47
10110	20.04	24.27	14.22	9.47
10126	20.05	24.27	14.22	9.48
10142	20.05	24.28	14.22	9.48
10158	20.05	24.28	14.23	9.48
10174	20.05	24.28	14.23	9.48
10190	20.05	24.27	14.23	9.48
10206	20.05	24.27	14.23	9.48
10222	20.05	24.28	14.23	9.49
10238	20.05	24.27	14.23	9.49
10254	20.05	24.28	14.23	9.49
10270	20.05	24.28	14.23	9.49
10286	20.05	24.28	14.23	9.49
10302	20.05	24.28	14.24	9.49
10318	20.05	24.28	14.24	9.5
10334	20.06	24.28	14.24	9.5
10350	20.06	24.28	14.24	9.5
10366	20.06	24.28	14.24	9.5
10390	20.05	24.27	14.24	9.5
10406	20.05	24.27	14.24	9.5
10422	20.05	24.27	14.24	9.51
10438	20.05	24.27	14.24	9.51
10454	20.05	24.27	14.24	9.51
10470	20.05	24.27	14.24	9.51
10486	20.05	24.27	14.25	9.51
10502	20.05	24.27	14.25	9.51
10518	20.06	24.27	14.25	9.52
10534	20.06	24.27	14.25	9.52
10550	20.06	24.27	14.25	9.52
10566	20.06	24.27	14.25	9.52
10582	20.06	24.28	14.25	9.52
10598	20.06	24.28	14.26	9.52

10614	20.06	24.28	14.26	9.53
10630	20.06	24.28	14.26	9.53
10646	20.07	24.28	14.26	9.53
10662	20.07	24.28	14.26	9.53
10678	20.07	24.28	14.26	9.53
10694	20.07	24.28	14.26	9.53
10710	20.07	24.28	14.26	9.53
10726	20.07	24.28	14.27	9.54
10744	20.07	24.28	14.27	9.54
10760	20.07	24.28	14.27	9.54
10776	20.07	24.29	14.27	9.54
10792	20.07	24.29	14.27	9.54
10808	20.07	24.29	14.27	9.54
10824	20.07	24.29	14.27	9.54
10840	20.07	24.28	14.27	9.55
10856	20.07	24.28	14.27	9.55
10872	20.07	24.28	14.28	9.55
10888	20.07	24.28	14.28	9.55
10904	20.08	24.28	14.28	9.55
10920	20.08	24.28	14.28	9.55
10936	20.08	24.29	14.28	9.55
10952	20.08	24.29	14.28	9.56
10968	20.08	24.29	14.28	9.56
10984	20.08	24.29	14.28	9.56
11000	20.08	24.29	14.28	9.56
11016	20.08	24.29	14.29	9.56
11036	20.07	24.28	14.28	9.56
11052	20.07	24.28	14.28	9.57
11068	20.08	24.28	14.29	9.57
11084	20.08	24.28	14.29	9.57
11100	20.08	24.28	14.29	9.57
11116	20.08	24.28	14.29	9.57
11132	20.08	24.28	14.29	9.57
11148	20.08	24.28	14.29	9.57
11164	20.08	24.29	14.29	9.57
11180	20.08	24.29	14.29	9.58
11196	20.09	24.29	14.3	9.58
11212	20.09	24.29	14.3	9.58
11228	20.09	24.29	14.3	9.58
11244	20.09	24.29	14.3	9.58

11260	20.09	24.3	14.3	9.58
11276	20.09	24.3	14.3	9.59
11292	20.09	24.3	14.3	9.59
11308	20.1	24.3	14.31	9.59
11324	20.1	24.3	14.31	9.59
11340	20.1	24.3	14.31	9.59
11356	20.1	24.31	14.31	9.59
11372	20.1	24.31	14.31	9.59
11388	20.1	24.31	14.31	9.59
11404	20.11	24.31	14.32	9.6
11420	20.11	24.31	14.32	9.6
11436	20.11	24.32	14.32	9.6
11452	20.11	24.32	14.32	9.6
11468	20.12	24.32	14.32	9.6
11484	20.12	24.32	14.32	9.6
11500	20.12	24.33	14.33	9.6
11516	20.12	24.33	14.33	9.6
11532	20.12	24.33	14.33	9.61
11548	20.13	24.33	14.33	9.61
11564	20.13	24.34	14.33	9.61
11580	20.13	24.34	14.33	9.61
11596	20.13	24.35	14.33	9.6
11612	20.14	24.35	14.33	9.6
11628	20.14	24.35	14.33	9.6
11644	20.14	24.36	14.34	9.6
11660	20.15	24.36	14.34	9.6
11676	20.15	24.37	14.34	9.6
11692	20.15	24.37	14.34	9.6
11708	20.15	24.38	14.34	9.6
11724	20.16	24.38	14.34	9.6
11740	20.16	24.38	14.34	9.6
11756	20.16	24.39	14.34	9.6
11772	20.16	24.39	14.34	9.6
11788	20.17	24.4	14.34	9.59
11804	20.17	24.4	14.34	9.59
11820	20.17	24.4	14.34	9.59
11836	20.17	24.41	14.34	9.59
11852	20.18	24.41	14.34	9.59
11868	20.18	24.41	14.34	9.59
11884	20.18	24.42	14.35	9.59

11900	20.18	24.42	14.35	9.59
11916	20.19	24.43	14.35	9.59
11932	20.19	24.43	14.35	9.59
11948	20.19	24.44	14.35	9.59
11964	20.2	24.44	14.35	9.59
11980	20.2	24.44	14.35	9.58
11996	20.2	24.45	14.35	9.58
12012	20.2	24.45	14.35	9.58
12028	20.21	24.46	14.35	9.58
12044	20.21	24.46	14.35	9.58
12060	20.21	24.47	14.36	9.58
12076	20.21	24.47	14.36	9.58
12092	20.22	24.47	14.36	9.58
12108	20.22	24.47	14.36	9.58
12124	20.22	24.48	14.36	9.58
12140	20.22	24.48	14.36	9.58
12156	20.22	24.48	14.36	9.58
12172	20.23	24.49	14.36	9.58
12188	20.23	24.49	14.36	9.57
12204	20.23	24.5	14.36	9.57
12220	20.24	24.5	14.36	9.57
12236	20.24	24.5	14.36	9.57
12252	20.24	24.51	14.36	9.57
12268	20.24	24.51	14.36	9.57
12284	20.24	24.51	14.36	9.57
12300	20.24	24.52	14.36	9.57
12316	20.25	24.52	14.36	9.57
12332	20.25	24.52	14.36	9.57
12348	20.25	24.52	14.36	9.57
12364	20.25	24.53	14.36	9.57
12380	20.25	24.53	14.36	9.56
12396	20.26	24.53	14.37	9.56
12412	20.26	24.53	14.37	9.56
12428	20.26	24.54	14.37	9.56
12444	20.26	24.54	14.37	9.56
12460	20.26	24.54	14.37	9.56
12476	20.26	24.55	14.37	9.56
12492	20.27	24.55	14.37	9.56
12508	20.27	24.55	14.37	9.56
12524	20.27	24.56	14.37	9.56

12540	20.27	24.56	14.37	9.56
12556	20.27	24.56	14.37	9.56
12572	20.28	24.57	14.37	9.56
12588	20.28	24.57	14.37	9.55
12604	20.28	24.57	14.37	9.55
12620	20.28	24.57	14.37	9.55
12636	20.28	24.58	14.37	9.55
12652	20.29	24.58	14.37	9.55
12668	20.29	24.58	14.37	9.55
12684	20.29	24.59	14.37	9.55
12700	20.29	24.59	14.37	9.55
12716	20.29	24.59	14.37	9.55
12732	20.3	24.6	14.37	9.55
12748	20.3	24.6	14.38	9.55
12764	20.3	24.6	14.38	9.55
12780	20.3	24.61	14.38	9.55
12796	20.31	24.61	14.38	9.55
12812	20.31	24.61	14.38	9.55
12828	20.31	24.61	14.38	9.54
12844	20.31	24.62	14.38	9.54
12860	20.31	24.62	14.38	9.54
12876	20.31	24.62	14.38	9.54
12892	20.31	24.62	14.38	9.54
12908	20.31	24.62	14.38	9.54
12924	20.31	24.62	14.38	9.54
12940	20.32	24.63	14.38	9.54
12956	20.32	24.63	14.38	9.54
12972	20.32	24.63	14.38	9.54
12988	20.32	24.63	14.38	9.54
13004	20.32	24.63	14.38	9.54
13020	20.32	24.64	14.38	9.54
13036	20.32	24.64	14.38	9.54
13052	20.33	24.64	14.38	9.53
13068	20.33	24.64	14.38	9.53
13084	20.33	24.64	14.38	9.53
13100	20.33	24.65	14.38	9.53
13116	20.33	24.65	14.38	9.53
13132	20.33	24.65	14.38	9.53
13148	20.33	24.65	14.38	9.53
13164	20.33	24.65	14.38	9.53



13180	20.33	24.66	14.38	9.53
13196	20.33	24.66	14.38	9.53
13212	20.34	24.66	14.38	9.53
13228	20.34	24.66	14.38	9.53
13244	20.34	24.66	14.38	9.53
13260	20.34	24.66	14.38	9.53
13276	20.34	24.67	14.38	9.52
13292	20.34	24.67	14.38	9.52
13308	20.34	24.67	14.38	9.52
13324	20.34	24.67	14.38	9.52
13340	20.34	24.67	14.38	9.52
13356	20.34	24.67	14.38	9.52
13372	20.34	24.67	14.38	9.52
13388	20.34	24.67	14.38	9.52
13404	20.34	24.67	14.38	9.52
13420	20.34	24.67	14.38	9.52
13436	20.35	24.68	14.38	9.52
13452	20.35	24.68	14.38	9.52
13468	20.35	24.68	14.38	9.52
13484	20.35	24.68	14.38	9.52
13500	20.35	24.68	14.38	9.52
13516	20.35	24.68	14.38	9.52
13532	20.35	24.68	14.38	9.52
13548	20.35	24.69	14.38	9.51
13564	20.35	24.69	14.38	9.51
13580	20.36	24.69	14.38	9.51
13596	20.36	24.7	14.38	9.51
13612	20.36	24.7	14.38	9.51
13628	20.36	24.7	14.38	9.51
13644	20.36	24.7	14.38	9.51
13660	20.36	24.71	14.38	9.51
13676	20.37	24.71	14.38	9.51
13692	20.37	24.71	14.38	9.51
13708	20.37	24.71	14.38	9.51
13724	20.37	24.72	14.39	9.51
13740	20.37	24.72	14.39	9.51
13756	20.37	24.72	14.39	9.51
13772	20.38	24.72	14.39	9.51
13788	20.38	24.73	14.39	9.5
13804	20.38	24.73	14.39	9.5

13820	20.38	24.73	14.39	9.5
13836	20.38	24.73	14.39	9.5
13852	20.38	24.74	14.39	9.5
13868	20.38	24.74	14.39	9.5
13884	20.39	24.74	14.39	9.5
13900	20.39	24.74	14.39	9.5
13916	20.39	24.75	14.39	9.5
13932	20.39	24.75	14.39	9.5
13948	20.39	24.75	14.39	9.5
13964	20.39	24.75	14.39	9.5
13980	20.4	24.75	14.39	9.5
13996	20.4	24.75	14.39	9.5
14012	20.4	24.76	14.39	9.5
14028	20.4	24.76	14.39	9.5
14044	20.4	24.76	14.4	9.5
14060	20.4	24.76	14.4	9.5
14076	20.4	24.76	14.4	9.5
14092	20.4	24.76	14.4	9.5
14108	20.41	24.77	14.4	9.5
14124	20.41	24.77	14.4	9.5
14140	20.41	24.77	14.4	9.5
14156	20.41	24.77	14.4	9.5
14172	20.41	24.77	14.4	9.5
14190	20.41	24.77	14.4	9.5
14206	20.41	24.77	14.4	9.51
14222	20.41	24.77	14.4	9.51
14238	20.41	24.77	14.4	9.51
14254	20.41	24.78	14.4	9.51
14270	20.42	24.78	14.4	9.51
14286	20.42	24.78	14.41	9.51
14302	20.42	24.78	14.41	9.51
14318	20.42	24.78	14.41	9.51
14334	20.42	24.78	14.41	9.51
14350	20.42	24.79	14.41	9.51
14366	20.42	24.79	14.41	9.51
14382	20.43	24.79	14.41	9.51
14398	20.43	24.79	14.41	9.51
14414	20.43	24.79	14.41	9.51
14430	20.43	24.8	14.41	9.51
14446	20.43	24.8	14.41	9.51

14462	20.43	24.8	14.41	9.51
14478	20.43	24.8	14.42	9.51
14494	20.43	24.8	14.42	9.51
14510	20.44	24.81	14.42	9.51
14526	20.44	24.81	14.42	9.51
14542	20.44	24.81	14.42	9.51
14558	20.44	24.81	14.42	9.51
14574	20.44	24.81	14.42	9.51
14590	20.44	24.81	14.42	9.51
14606	20.44	24.82	14.42	9.51
14622	20.44	24.82	14.42	9.51
14638	20.45	24.82	14.42	9.51
14654	20.45	24.82	14.42	9.51
14670	20.45	24.82	14.42	9.52
14686	20.45	24.82	14.42	9.52
14702	20.45	24.82	14.42	9.52
14718	20.45	24.82	14.43	9.52
14734	20.45	24.82	14.43	9.52
14750	20.45	24.82	14.43	9.52
14766	20.45	24.83	14.43	9.52
14782	20.45	24.83	14.43	9.52
14798	20.45	24.83	14.43	9.52
14814	20.45	24.83	14.43	9.52
14830	20.45	24.83	14.43	9.52
14846	20.46	24.83	14.43	9.52
14862	20.46	24.83	14.43	9.52
14878	20.46	24.83	14.43	9.52
14894	20.46	24.83	14.43	9.52
14910	20.46	24.83	14.43	9.52
14926	20.46	24.84	14.43	9.52
14942	20.46	24.84	14.43	9.52
14958	20.46	24.84	14.43	9.52
14974	20.46	24.84	14.43	9.52
14990	20.46	24.84	14.43	9.52
15006	20.46	24.84	14.43	9.52
15022	20.46	24.84	14.43	9.52
15038	20.47	24.84	14.44	9.52
15054	20.47	24.84	14.44	9.52
15070	20.47	24.84	14.44	9.52
15086	20.47	24.85	14.44	9.52

15102	20.47	24.85	14.44	9.52
15118	20.47	24.85	14.44	9.52
15134	20.47	24.85	14.44	9.52
15280	20.48	24.86	14.44	9.53
15296	20.48	24.86	14.44	9.53
15312	20.48	24.86	14.44	9.53
15328	20.48	24.86	14.44	9.53
15344	20.48	24.86	14.44	9.52
15360	20.48	24.86	14.44	9.52
15376	20.48	24.87	14.44	9.52
15392	20.48	24.87	14.44	9.51
15408	20.48	24.87	14.44	9.51
15424	20.48	24.88	14.44	9.51
15440	20.48	24.88	14.43	9.5
15456	20.48	24.88	14.43	9.5
15472	20.49	24.88	14.43	9.5
15616	20.49	24.9	14.42	9.47
15632	20.49	24.91	14.42	9.46
15648	20.49	24.91	14.41	9.46
15664	20.5	24.91	14.41	9.46
15680	20.5	24.91	14.41	9.45
15696	20.5	24.91	14.41	9.45
15712	20.5	24.92	14.41	9.45
15728	20.5	24.92	14.41	9.44
15744	20.5	24.92	14.41	9.44
15760	20.5	24.92	14.4	9.44
15776	20.5	24.93	14.4	9.43
15792	20.5	24.93	14.4	9.43
15808	20.5	24.93	14.4	9.43
15824	20.5	24.93	14.4	9.42
15840	20.5	24.94	14.4	9.42
15856	20.5	24.94	14.4	9.42
15872	20.5	24.94	14.4	9.42
15888	20.51	24.94	14.39	9.41
15904	20.51	24.94	14.39	9.41
15920	20.51	24.95	14.39	9.41
15936	20.51	24.95	14.39	9.4
15952	20.51	24.95	14.39	9.4
15968	20.51	24.95	14.39	9.4
15984	20.51	24.96	14.39	9.39

16000	20.51	24.96	14.38	9.39
16016	20.51	24.96	14.38	9.39
16032	20.51	24.96	14.38	9.38
16048	20.51	24.97	14.38	9.38
16066	20.51	24.97	14.38	9.38
16082	20.51	24.97	14.38	9.37
16098	20.51	24.97	14.38	9.37
16114	20.51	24.97	14.37	9.37
16130	20.52	24.98	14.37	9.36
16146	20.52	24.98	14.37	9.36
16162	20.52	24.98	14.37	9.36
16178	20.52	24.98	14.37	9.36
16194	20.52	24.99	14.37	9.35
16210	20.52	24.99	14.37	9.35
16226	20.52	24.99	14.36	9.35
16242	20.52	24.99	14.36	9.34
16258	20.52	24.99	14.36	9.34
16274	20.52	25	14.36	9.34
16290	20.52	25	14.36	9.33
16306	20.52	25	14.36	9.33
16322	20.52	25	14.36	9.33
16338	20.53	25	14.35	9.33
16354	20.53	25.01	14.35	9.32
16410	20.53	25.01	14.35	9.31
16426	20.53	25.02	14.35	9.31
16442	20.53	25.02	14.35	9.31
16458	20.53	25.02	14.34	9.3
16474	20.53	25.02	14.34	9.3
16490	20.53	25.02	14.34	9.3
16506	20.53	25.03	14.34	9.29
16522	20.53	25.03	14.34	9.29
16538	20.53	25.03	14.34	9.29
16554	20.53	25.03	14.34	9.29
16570	20.53	25.04	14.34	9.28
16586	20.54	25.04	14.33	9.28
16602	20.54	25.04	14.33	9.28
16618	20.54	25.04	14.33	9.27
16634	20.54	25.04	14.33	9.27
16650	20.54	25.05	14.33	9.27
16666	20.54	25.05	14.33	9.27

16682	20.54	25.05	14.33	9.26
16698	20.54	25.05	14.32	9.26
16714	20.54	25.05	14.32	9.26
16730	20.54	25.06	14.32	9.25
16746	20.54	25.05	14.32	9.25
16762	20.54	25.06	14.32	9.25
16778	20.54	25.06	14.32	9.25
16794	20.54	25.06	14.32	9.24
16810	20.54	25.06	14.32	9.24
16826	20.54	25.07	14.32	9.24
16842	20.55	25.07	14.31	9.24
16858	20.55	25.07	14.31	9.23
16874	20.55	25.07	14.31	9.23
16890	20.55	25.08	14.31	9.23
16906	20.55	25.08	14.31	9.22
16922	20.55	25.08	14.31	9.22
16938	20.55	25.09	14.31	9.22
16954	20.55	25.09	14.31	9.22
16970	20.55	25.09	14.31	9.21
16986	20.55	25.09	14.3	9.21
17002	20.56	25.09	14.3	9.21
17018	20.56	25.1	14.3	9.2
17034	20.56	25.1	14.3	9.2
17050	20.56	25.1	14.3	9.2
17066	20.56	25.1	14.3	9.2
17082	20.56	25.1	14.3	9.19
17098	20.56	25.1	14.3	9.19
17114	20.56	25.11	14.29	9.19
17130	20.56	25.11	14.29	9.19
17146	20.56	25.11	14.29	9.18
17162	20.56	25.11	14.29	9.18
17178	20.56	25.11	14.29	9.18
17194	20.56	25.12	14.29	9.17
17210	20.56	25.12	14.29	9.17
17226	20.56	25.12	14.29	9.17
17242	20.57	25.12	14.28	9.17
17258	20.57	25.13	14.28	9.16
17274	20.57	25.13	14.28	9.16
17290	20.57	25.13	14.28	9.16
17306	20.57	25.13	14.28	9.16

17322	20.57	25.14	14.28	9.15
17338	20.57	25.14	14.28	9.15
17354	20.57	25.14	14.28	9.15
17370	20.57	25.14	14.28	9.14
17386	20.57	25.15	14.27	9.14
17402	20.57	25.15	14.27	9.14
17418	20.57	25.15	14.27	9.14
17434	20.57	25.15	14.27	9.13
17450	20.57	25.15	14.27	9.13
17466	20.57	25.15	14.27	9.13
17482	20.57	25.15	14.27	9.13
17498	20.57	25.15	14.27	9.12
17514	20.58	25.16	14.26	9.12
17530	20.58	25.16	14.26	9.12
17546	20.58	25.16	14.26	9.12
17562	20.58	25.16	14.26	9.11
17578	20.58	25.16	14.26	9.11
17594	20.58	25.17	14.26	9.11
17610	20.58	25.17	14.26	9.11
17626	20.58	25.17	14.26	9.1
17642	20.58	25.17	14.25	9.1
17658	20.58	25.17	14.25	9.1
17674	20.58	25.17	14.25	9.1
17690	20.58	25.18	14.25	9.09
17706	20.58	25.18	14.25	9.09
17722	20.58	25.18	14.25	9.09
17738	20.58	25.18	14.25	9.09
17754	20.58	25.18	14.25	9.08
17770	20.58	25.18	14.25	9.08
17786	20.58	25.18	14.24	9.08
17802	20.58	25.19	14.24	9.08
17818	20.58	25.19	14.24	9.07
17834	20.58	25.19	14.24	9.07
17850	20.59	25.19	14.24	9.07

## ANEXO 2. Métodos para el cálculo de presiones en un reservorio

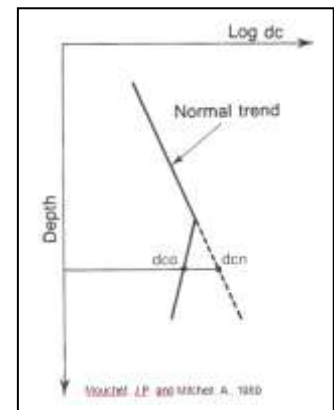
### Métodos de línea de tendencia normal

- Estos métodos requieren establecer una línea de Tendencia de compactación Normal (NCT), Se aplica solo a lutitas “limpias”. Este método es aplicable a muchos tipos de datos: d-exponente, sónico, velocidad, resistividad, densidad, etc. Además información regional puede ser considerada y aplicada a nuevos pozos (y aún nuevas regiones)

### Método del cociente

La diferencia entre los valores observados y la línea de tendencia normal, extrapolados a la misma profundidad son proporcionales al incremento de presión

$$\begin{aligned} \text{Para registros acústicos} &= \frac{\Delta T_{\log} - \Delta T_n}{P_{\log}} \frac{P}{P} \\ \text{Para registros de densidad} &= \frac{\rho_{\log} - \rho_n}{P} \frac{P_{\log}}{P} \\ \text{Para resistividad} &= \frac{R_{\log} - R_n}{P} \frac{P_{\log}}{P} \end{aligned}$$



Donde:  $\Delta T_n$  = el valor de la línea de tendencia normal a una profundidad dada,  $P$  = el valor de la presión a ser calculado,  $P_{\text{hyd}}$  = Presión de poro normal o hidrostática,  $\Delta T_{\log}$  = Valor del registro para cada curva correspondiente al valor de presión requerido.

Como ventajas de este método están que es un cálculo muy simple y no toma en cuenta el efecto de la diferencia en el esfuerzo de sobrecarga

### Método de Profundidad Equivalente

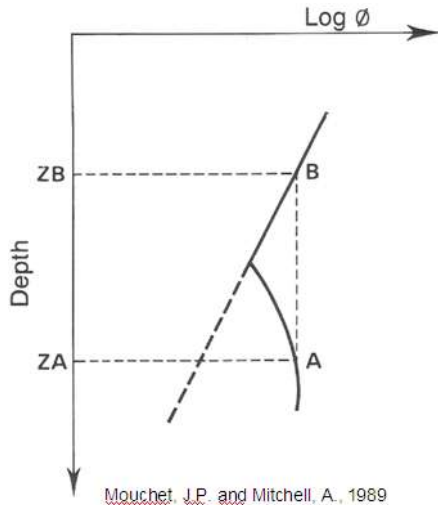
Cada punto en una lutita subcompactada (A) se asocia con un punto normalmente compactado (B).

La compactación en el punto A y en el punto B son idénticas, pero el esfuerzo de sobrecarga se ha incrementado, entonces:



$$d_{eq}A = GG_A - \frac{ZB}{ZA} (GG_B - d_{eq}B)$$

Donde:  $d_{eq}A$  = densidad de equilibrio en A,  $d_{eq}B$  = densidad de equilibrio en B,  $ZB$  = profundidad equivalente,  $ZA$  = profundidad de la lutita subcompactada,  $GG_A$  = gradiente de sobrecarga en A,  $GG_B$  = Gradiente de sobrecarga en B.



Mouchet, J.P. and Mitchell, A., 1989

Este método calcula la presión a partir de una profundidad de un valor equivalente sobre la línea de tendencia de compactación.

Es un Cálculo muy simple que toma en cuenta el efecto local del esfuerzo de sobrecarga.

Solo se aplica a sobrepresiones generadas por subcompactación

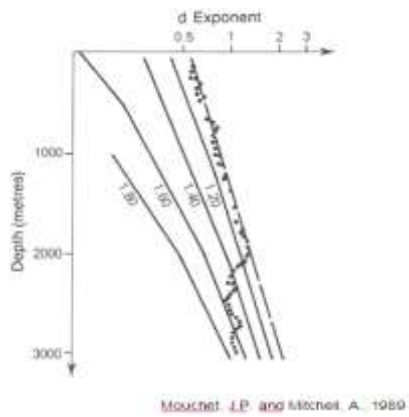
### Método de Eaton

Calcula la presión de poro a partir de una relación entre el parámetro observado y el valor en la línea de compactación normal y el gradiente de sobrecarga.

- Para resistividad  $P = S - (S - P_{hyd}) \left( \frac{R_{sb_{log}}}{R_{sb_n}} \right)^{1.2}$
- Para sónico  $P = S - (S - P_{hyd}) \left( \frac{\Delta T_n}{\Delta T_{log}} \right)^{3.0}$

Exponente de Eaton

Donde:  $P$  = Presión de formación,  $S$  = Sobrecarga,  $R_{sh}$  = resistividad de la lutita,  $\Delta T$  = tiempo de tránsito acústico,  $log$  = valor observado del registro a una profundidad dada,  $n$  = valor normal a la profundidad dada,  $hyd$  = presión normal o hidrostática.



Al conectar la densidad de equilibrio para cada profundidad se crea la curva sobrepuesta (o curva iso-densidad)

Cálculo simple que toma en cuenta el efecto de esfuerzo de sobrecarga

Eaton introduce un factor ('exponente') que ayuda a corregir el cálculo por la presencia de otro mecanismo de sobrepresión

### ANEXO 3. Algoritmo de Frecuencias para la determinación de discontinuidades en una sección sísmica

#### ATRIBUTOS INSTANTANEOS

Los atributos instantáneos calculan muestra a muestra representando variaciones instantáneas de varios parámetros. Los valores instantáneos de los atributos tales como envolvente de la traza, sus derivadas, frecuencia y fase se pueden determinar a partir de trazas complejas.

M. T. Taner y asociados en *Rock Solid Images* desarrollaron el algoritmo del atributo. Los atributos instantáneos son calculados independientemente para cada traza de manera independiente.

La base para el cálculo de la mayoría de atributos instantáneos es el modelo de señal sísmica como una traza compleja consistente de una parte real, la cual es la señal registrada por el geófono, y de una parte imaginaria, la cual puede ser calculada como la transformada de *Hilbert* de la parte real.

Taner *et al.* (1979) dieron la formulación inicial de los atributos sísmicos aplicados a la interpretación de datos sísmicos. Esta teoría considera la traza sísmica registrada por un geófono como si fuera la parte real  $f(t)$  de una traza compleja  $F(t)$ . La parte imaginaria  $g(t)$  de esta traza compleja es calculada vía la transformada de Hilbert de la parte real.

Así la traza compleja puede ser expresada como  $F(t) = f(t) + ig(t)$

Frecuencia Instantánea:

La frecuencia instantánea (Hz) es la tasa de cambio de fase a través del tiempo:

$$\text{Freq}(x,t) = \frac{\delta[Ph(x,t)]}{\delta(t)}$$

Puesto que la función de fase es multi-valorada con  $2\pi$  saltos, la frecuencia instantánea es calculada como la derivada de la función arcotangente la cual evita las discontinuidades de  $2\pi$ :

$$\text{Freq}(x,t) = \frac{\partial \arctan[g(x,t)/f(x,t)]}{\partial(t)} = \frac{[f(x,t)dg/dt - g(x,t)df/dt]}{[f^2(x,t) + g^2(x,t)]}$$

La fase instantánea representa la fase del vector resultante de movimientos armónicos simples. Mientras los vectores individuales rotan en el sentido horario su vector resultante puede en algún momento formar un patrón de cardiograma que parece rotar en dirección opuesta. Esto es interpretado como el efecto de interferencia de dos arribos próximos de longitud de onda. Esto es también causado por interferencia de ruido en zonas de bajas amplitudes. Debido a estas inversiones la frecuencia instantánea podría tener magnitudes fluctuaciones inusuales.

Puesto que las frecuencias instantáneas son influenciadas por el espesor de las capas, esta es la mejor para observarlas sin mucha interferencia. Esto se consigue usando varias trazas adyacentes para dar como resultado un producto consistente. Se ha demostrado que la frecuencia

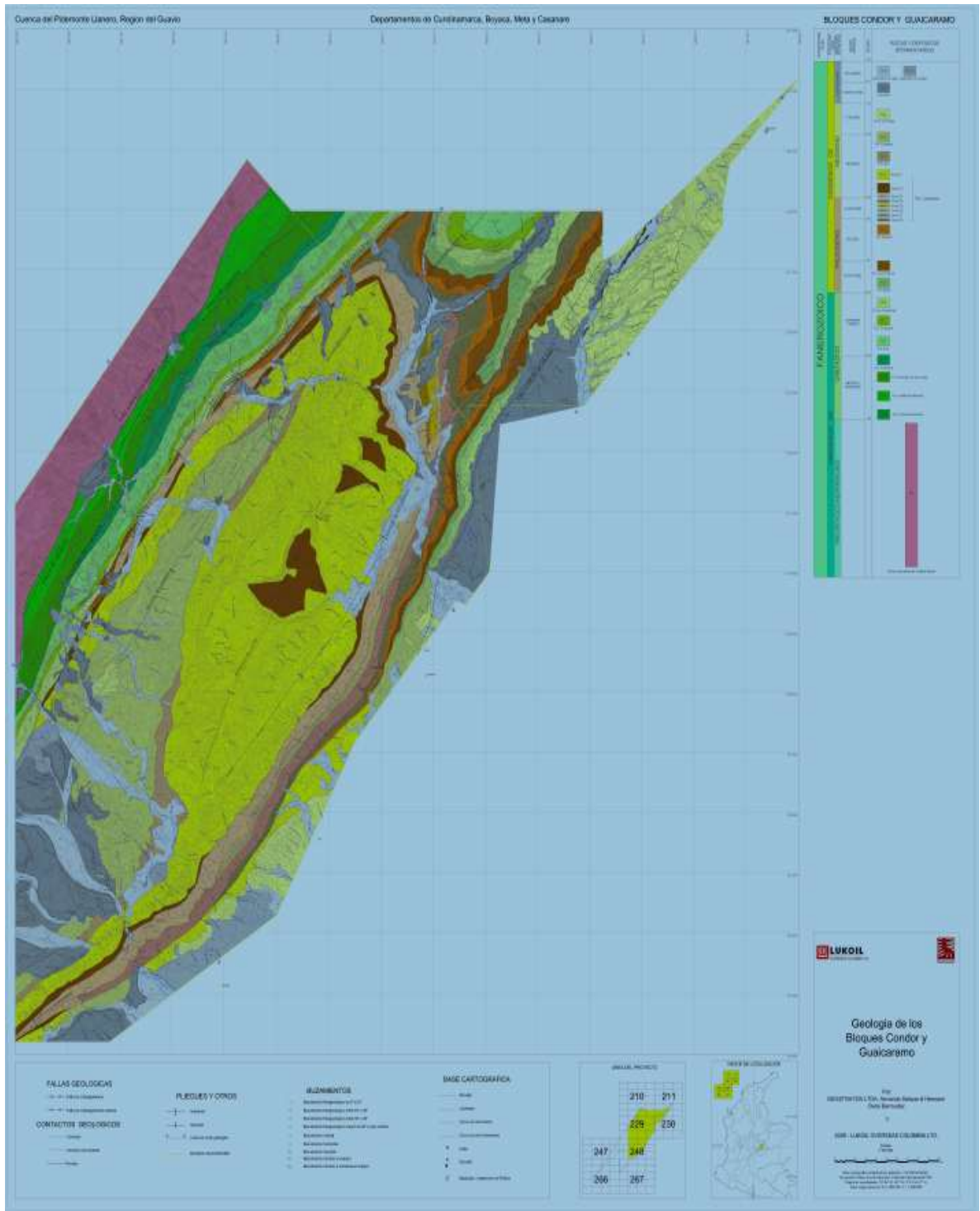
instantánea, calculada como una derivada en función del tiempo de la fase instantánea, relativa al centroide del espectro de poder de una onda sísmica.

Las frecuencias instantáneas son relativas a la propagación de onda y al ambiente de depositación, de aquí que ellas son atributos físicos y se pueden usar como discriminadores efectivos.

Usos:

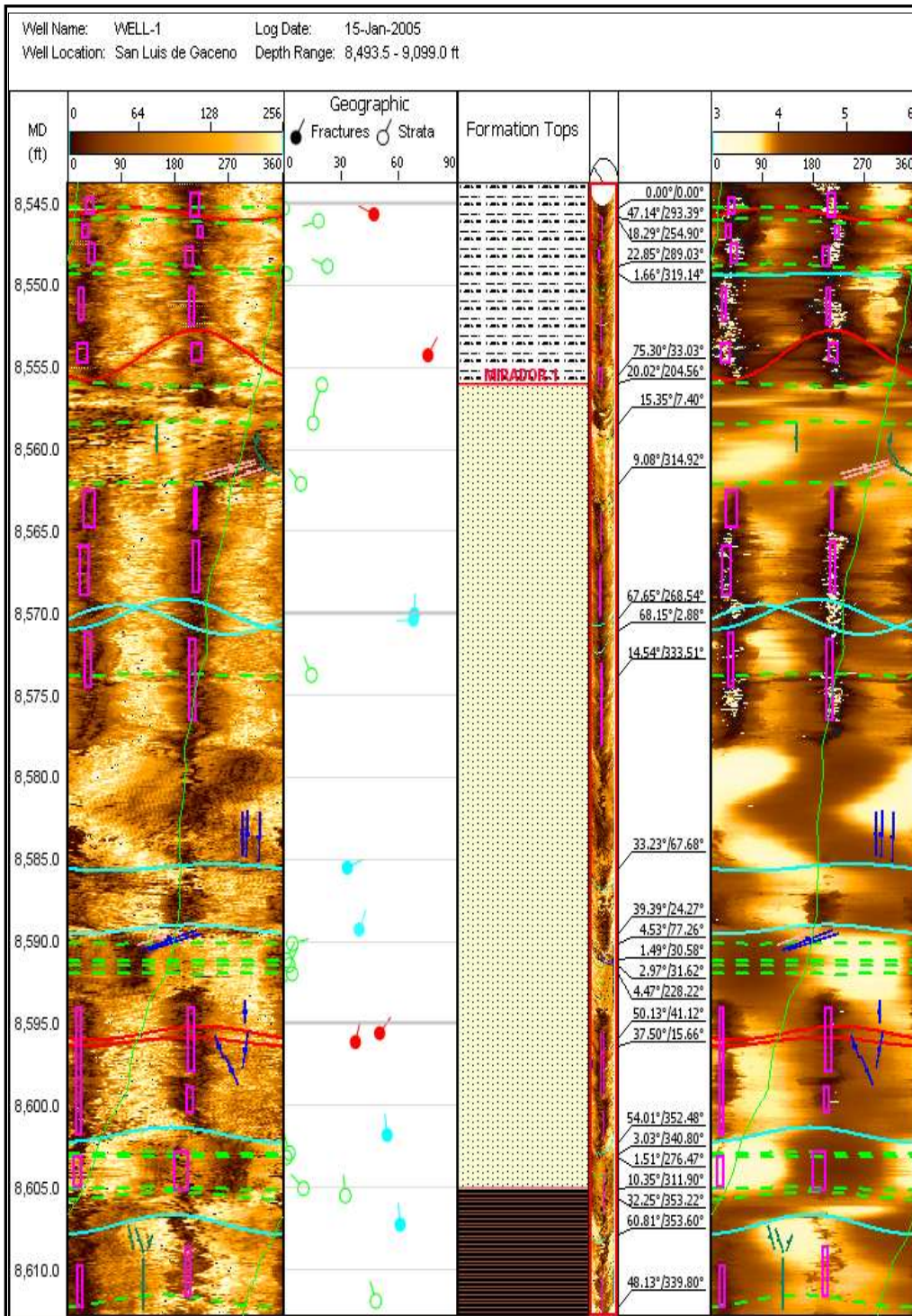
- Corresponde a la frecuencia promedio (centroide) del espectro de amplitud de la onda sísmica.
- Correlación de carácter sísmico
- Indica los límites de baja impedancia en capas delgadas
- Indicador de hidrocarburos por anomalía de bajas frecuencias. Las areniscas no consolidadas debido al contenido de hidrocarburos en los poros, algunas veces acentúan este efecto
- Zonas fracturadas aparecen como zonas de bajas frecuencias
- Indicador de zonas de reflexión caótica. Altas frecuencias indican interfaces *sharp* en capas delgadas de shale.; bajas frecuencias indican estratificación rica en arenas.
- Arena/shale indicador

**ANEXO 4. Mapa Geológico detallado del área del Anticlinal del Guavio.**



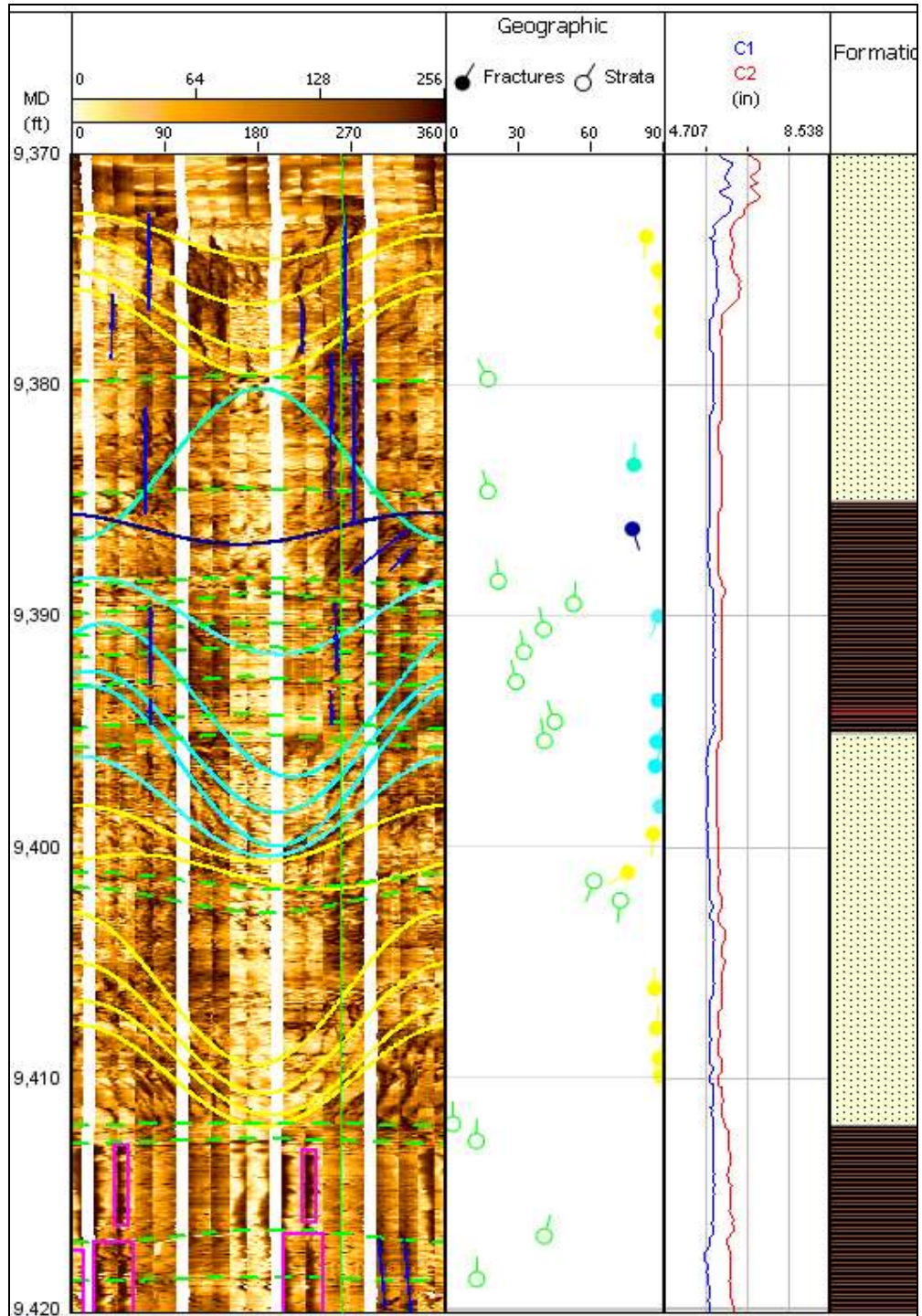
Obsérvese mapa detallado a escala original en el Anexo 4 del informe impreso.

### ANEXO 5. Imagen UBI interpretada del pozo C6ndor-1.



Análisis e interpretación de la imagen UBI en el intervalo 8545 ft – 8646 ft. C6ndor-1. La imagen total interpretada se observa en el Anexo 5 del informe impreso.

**ANEXO 6. Imagen FMI interpretada del pozo C6ndor-2.**



An6lisis e interpretaci6n de la imagen FMI en el intervalo 9370 ft – 9420 ft. C6ndor-2. La imagen total interpretada se observa en el Anexo 6 del informe impreso.