

**DETERMINACION DE LA ORIENTACION Y MAGNITUD DEL ESFUERZO  
MAXIMO HORIZONTAL A PARTIR DEL MODELAMIENTO DE BREAKOUTS  
EN LA ZONA DEL PIEDEMONTE LLANERO COLOMBIANO**

**MARIA ANGELICA GARCIA FERNANDEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2006**

**DETERMINACION DE LA ORIENTACION Y MAGNITUD DEL ESFUERZO  
MAXIMO HORIZONTAL A PARTIR DEL MODELAMIENTO DE BREAKOUTS  
EN LA ZONA DEL PIEDEMONTA LLANERO COLOMBIANO**

**MARIA ANGELICA GARCIA FERNANDEZ**

Trabajo de Grado para optar por el título de Ing. de Petróleos

**DIRECTORES**

**Aristóbulo Bejarano W., M.Sc.**

Docente UIS

**Néstor F. Saavedra T., M.Sc.**

Director Investigaciones ICP

**Co-DIRECTOR**

**Manuel Ernesto. Torres V. , M.Sc**

Ing. Geomecánico Schlumberger

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2006**

## **DEDICATORIA**

A mis padres y hermana por su apoyo incondicional, por enseñarme que “La constancia y la paciencia deben ser siempre mis aliados”, por estar conmigo siempre que los he necesitado...

*Maria Angélica García Fernández*

## AGRADECIMIENTOS

Al Ing. *Néstor F. Saavedra*, Directo de la unidad de Investigación, ECOPETROL-ICP y la *Dra. Zuly Calderón*, Decana Facultad Físico-Química UIS por confiarme el desarrollo de este trabajo y sus consejos durante todo el desarrollo de este proceso.

A mi director el *Ing. Aristóbulo Bejarano Walles* por sus sugerencias e ideas en el desarrollo de este trabajo, por sus valiosos consejos.

Al *Ing. Manuel Torres*, Senior Geomechanics Engineer Schlumberger por ayudarme a llevar a feliz termino esta tesis, por su valiosa colaboración , darme ánimos en este proceso, a todo su equipo de trabajo y al *Dr. Marcelo Frydman* Gerente Servicios Geomecánicos Schlumberger, por permitirme recibir esta orientación que amable y desinteresadamente recibí del Ing. Manuel Torres.

Al *Helman Duque*, Geólogo Schlumberger por sus explicaciones y amabilidad al resolver mis dudas

Al *Xavier Goddyn*, Champion Geologist Schlumberger por la colaboración y apoyo brindados en la etapa final de este proceso.

Al *Dr. Gildardo Osorio*, Reservoir- Geomechancs Engineer, BP, por permitirme el desarrollo de este trabajo, por la información suministrada y sugerencias en el desarrollo de este proyecto.

A todos mis compañeros del grupo de investigación y al grupo de impacto geomecánico del ICP por su colaboración y enseñanzas en estos dos años de participación el grupo de investigación.

*Maria Angélica García Fernández*

## CONTENIDO

INTRODUCCION.....	2
1. ASPECTOS GENERALES DE LA GEOMECÁNICA APLICADA A LA INDUSTRIA DEL PETROLEO.....	4
1. 1 GENERALIDADES SOBRE LA MECÁNICA DE ROCAS.....	4
1.2 CONCEPTOS BASICOS DE MECANICA DE ROCAS.....	5
1.2.1 Definición de Esfuerzo.....	5
1.2.2 Clases de Fuerzas a las cuales se encuentra sometida la roca.....	8
1.2.3 Tensor de Esfuerzos.....	9
1.2.4.1 Definición De Esfuerzos Principales .....	12
1.2.4.2 Concepto de Esfuerzo Efectivo .....	12
1.2.5 Esfuerzos in situ .....	13
1.2.5.1 Régimen Extensional o de Falla Normal (NF).....	14
1.2.5.2 Régimen Inverso o compresivo (RF) .....	14
1.2.5.3 Régimen de Rumbo o Strike-Slip (SS).....	14
1.2.6 Criterio de Falla de Mohr – Coulomb .....	17
1.2.7 Geometría De Las Fallas De Cizalla.....	22
1.2.7.1 Knockout Somero ( $\sigma_a > \sigma_t > \sigma_r$ ) .....	22
1.2.7.2 Breakout Ancho ( $\sigma_t > \sigma_a > \sigma_r$ ) .....	23
1.2.7.3 Falla En Echelon Con Alto Ángulo ( $\sigma_a > \sigma_r > \sigma_t$ ).....	24
1.2.7.4 Breakouts Angostos ( $\sigma_r > \sigma_a > \sigma_t$ ) .....	25
1.2.7.5 Knockout profundo ( $\sigma_r > \sigma_t > \sigma_a$ ) .....	25
1.2.7.6 Fallas En Echelon Con Bajo Ángulo ( $\sigma_t > \sigma_r > \sigma_a$ ).....	26
2. ANTECEDENTES DE LA UTILIZACION DE BREKOUTS COMO INDICADORES DE ESFUERZOS.....	28
2.1 BREAKOUTS COMO INDICADORES DE ESFUERZOS .....	29
2.2 MEDIDAS DE LA MAGNITUD DE LOS ESFUERZOS A PARTIR DE BREAKOUTS .....	30
2.3 EFECTO DE LA DESVIACION DEL POZO EN LA ORIENTACION DE LOS BREAKOUTS .....	31
3. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	34
3.1 JUSTIFICACIÓN .....	34
3.2 IMPACTO .....	35
4. METODOLOGÍAS UTILIZADAS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA MAGNITUD DEL ESFUERZO MÁXIMO HORIZONTAL.....	36

4.1 DETERMINACIÓN DE LA MAGNITUD $S_H$ A PARTIR DEL ANCHO DEL BREAKOUT.....	36
4.1.1 Ecuaciones Kirsch.....	37
4.2 DETERMINACIÓN DE $S_H$ A PARTIR DEL ANALISIS ELASTICO-FRAGIL..	39
4.3 DETERMINACIÓN DE $S_H$ A PARTIR DE LA TEORÍA DE RESISTENCIA FRICCIONAL.....	41
4.4 METODOLOGÍA UTILIZADA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA MAGNITUD DE SH EN LA ZONA DE ESTUDIO.....	44
5. DESCRIPCIÓN GEOLOGICA DE LA ZONA DE ESTUDIO.....	47
5.2 ESTRUCTURA ESTRATIGRÁFICA REGIONAL .....	49
5.2.1 Formación Une .....	50
5.2.2 Formación Gachetá .....	51
5.2.3 Formación Guadalupe .....	52
5.2.4 Formación Barco .....	53
5.2.5 Formación los cuervos .....	54
5.2.6 Formación Mirador .....	54
5.2.7 Formación Carbonera.....	55
5.2.8 Formación León.....	56
5.2.9 Formación Guayabo .....	57
5.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL DE LA ZONA DE ESTUDIO.....	58
5.3.1 Falla de Guaicáramo .....	59
5.3.2 Falla de Yopal.....	59
5.3.3 Falla del Borde llanero.....	59
5.3.4 Falla de Ariporo .....	59
6. DETERMINACION DEL MODELO MECANICO PARA LOS POZOS DE ESTUDIO LIRIA YZ-10 Y CUIPIAGUA A1Z.....	61
6.1 PRUEBAS DE CAMPO UTILIZADAS PARA LA DETERMINACIÓN DEL ESFUERZO MÍNIMO HORIZONTAL .....	62
6.1.1 Prueba FIT.....	64
6.1.2 Prueba Leak-Off (LOT).....	64
6.1.3 Estimación de esfuerzos a partir de LOT .....	67
6.1.4 Pruebas Leak Off Extendidas (ELOT) .....	68
6.1.5 Fracturamiento Hidráulico.....	72
6.2 DETERMINACIÓN DE LOS ESFUERZOS HORIZONTALES ( $\sigma_H$ y $\sigma_h$ ).....	74
6.2.1 Cálculo del Esfuerzo mínimo a partir de pruebas Leak Off en el pozo Cupiagua A1-Z.....	79
6.2.2 Cálculo del Esfuerzo mínimo a partir de pruebas Leak Off en el pozo Liria YZ-10. ....	88

6.3 DETERMINACION DE PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS EN LOS POZOS LIRIA YZ-10 Y CUPIAGUA A1-Z .....	89
6.3.1 Determinación de Módulos Elásticos .....	89
6.3.2 Determinación de la Resistencia de las Rocas .....	92
6.3.2.1 Resistencia a la Compresión Inconfinada (UCS).....	92
6.4 PREDICCIÓN DE LA PRESION DE PORO EN LOS POZOS LIRIA YZ-10 Y CUPIAGUA A1-Z.....	103
6.4.2 Perfiles de Presión de Poros en los Pozos Liria YZ-10 Y Cupiagua A1Z .	108
7. DETERMINACIÓN DE LA ORIENTACIÓN DE ESFUERZOS HORIZONTALES A PARTIR DE BREAKOUTS.....	111
7.1 DETERMINACIÓN DE LA ORIENTACIÓN Sh EN EL POZO LIRIA YZ- 10	111
7.1.1 Orientaciones del Esfuerzo Mínimo Horizontal para el Pozo Liria YZ10...	123
7.1.1.1 Orientación del Esfuerzo Mínimo Horizontal en la Formación Carbonera C3 .....	123
7.1.1.2 Orientación del Esfuerzo Mínimo Horizontal en la Formación Charte....	126
7.1.1.3 Orientación del Esfuerzo Mínimo Horizontal en la Formación León.....	129
7.1.1.4 Orientación del Esfuerzo Mínimo Horizontal en la Formación Carbonera C1 .....	132
7.1.1.5 Orientación del Esfuerzo Mínimo Horizontal Formación Carbonera C2	135
7.2 EFECTO DE LA DESVIACIÓN DEL POZO EN LA ORIENTACIÓN DEL ESFUERZO MÍNIMO HORIZONTAL APLICADO AL POZO LIRIA YZ-10.....	142
7.3 EFECTO DE LA SELECCIÓN INADECUADA DE LOS BREAKOUTS EN LA ORIENTACIÓN DE ESFUERZOS IN SITU APLICADO AL POZO LIRIA YZ-10. ....	144
7.4 DETERMINACIÓN DE LA ORIENTACIÓN DE ESFUERZOS HORIZONTALES IN SITU EN EL POZO CUPIAGUA A1-Z.....	147
7.4.1 Identificación de Breakouts en la Formación Mirador, Pozo Cup A1Z .....	148
8. DETERMINACIÓN DE LA MAGNITUD DEL ESFUERZO MÁXIMO HORIZONTAL PARA LOS POZOS DE ESTUDIO.....	153
8.1 DETERMINACIÓN DE LA MAGNITUD DEL ESFUERZO MÁXIMO HORIZONTAL PARA INTERVALOS DE ARENA DEL POZO LIRIA YZ-10 ....	153
8.1.1 Construcción de Polígonos de Esfuerzos en Intervalos de arena del Pozo Liria YZ-10.....	153
8.1.1.1 Polígonos de Esfuerzos realizados en la Formación Carbonera C3 .....	154
8.2 DETERMINACIÓN DE LA MAGNITUD DEL ESFUERZO MÁXIMO HORIZONTAL EN INTERVALOS DE ARCILLAS DEL POZO LIRIA YZ-10 ....	159
8.2.1 Construcción de Polígonos de Esfuerzos en Intervalos Arcillosos del Pozo Liria YZ-10.....	159
8.2.1.1 Polígonos de Esfuerzos Realizados en la Formación Charte .....	159
8.2.1.1 Polígonos de Esfuerzos Realizados en la Formación León.....	162

8.2.1.1 Polígonos de Esfuerzos Realizados en la Formación Carbonera C1 ....	166
8.2.1.2 Polígonos de Esfuerzos Realizados en la Formación Carbonera C2 ....	167
8.3 ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LOS POLÍGONOS DE ESFUERZOS CONSTRUIDOS. ....	168
8.3.1 Análisis Estadístico de las Magnitudes de SH Obtenidas a Partir de los Polígonos de Esfuerzos construidos.....	168
8.3.2 Análisis Estadístico de las Presiones de Colapso que Generan Breakouts .....	171
8.4 DETERMINACIÓN DE LA MAGNITUD DEL ESFUERZO MÁXIMO HORIZONTAL EN LA FORMACIÓN MIRADOR POZO CUIAGUA A1.....	174
8.4.1 Determinación de la Magnitud del Esfuerzo Máximo Horizontal en Intervalos de Arenas en la Formación Mirador del Pozo Cupiagua A1Z .....	174
8.3.2 Determinación de la Magnitud del Esfuerzo Máximo Horizontal en Intervalos de Arcillas en la Formación Mirador del Pozo Cupiagua A1Z .....	179
CONCLUSIONES.....	183
RECOMENDACIONES .....	185
NOMENCLATURA .....	186
BIBLIOGRAFIA .....	187
ANEXO A .....	195
ANEXO B .....	200
ANEXO C .....	212
ANEXO D .....	218

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Definición de esfuerzo.....	6
Figura 2. Descomposición de esfuerzos. ....	7
Figura 3. Esfuerzo local en un punto.....	8
Figura 4. Plano perpendicular al eje X.....	9
Figura 5. Plano perpendicular al eje Y.....	10
Figura 6. Plano perpendicular al eje Z.....	10
Figura 7. Tensor de esfuerzos en dos dimensiones.....	11
Figura 8. Acción de los esfuerzos in situ en el subsuelo.....	13
Figura 9. Esquema representativo de los esfuerzos en un régimen normal.....	14
Figura 10. Esquema representativo de los esfuerzos en un régimen inverso....	14
Figura 11. Esquema representativo de los esfuerzos en un régimen Rumbo-Deslizante.....	15
Figura 12. Variación de los esfuerzos desde la cara del pozo.....	16
Figura 13. Criterio de Mohr-Coulomb en el plano de los esfuerzos de corte y normal.....	18
Figura 14. Criterio de Mohr-Coulomb en el plano de los esfuerzos de corte y normal.....	19
Figura 15. Inclínación máxima para el plano de falla, de acuerdo al criterio de Mohr-Coulomb.....	20
Figura 16. Criterio de Mohr-Coulomb en el plano $\sigma_1$ y $\sigma_3$ .....	21
Figura 17. Esquema representativo Knockout Somero.....	23
Figura 18. Esquema representativo de un breakout ancho.....	24
Figura 19. Esquema representativo de fallas en echelon con alto ángulo.....	25
Figura 20. Esquema representativo de un Knockout Profundo.....	26
Figura 21. (a) Proyecciones estereográficas de orientaciones de breakouts.....	32
Figura 22. Valores mínimos de $\phi_{crit}$ para todos los valores de $\theta$ , como una función de las relación de esfuerzos.....	33
Figura 23. (Izq.) Representación esquemática de los breakouts.....	39
Figura 24. Fracturas de tensión inducidas durante la perforación observada en dos imágenes de registros eléctricos.....	40
Figura 25. Polígono de esfuerzos para una presión de poro hidrostática.....	44
Figura 26. Cambio en el polígono de esfuerzo al disminuir la presión de poro 80% del overburden.....	44

Figura 27. Localización del área de estudio. ....	48
Figura 28. Columna estratigráfica generalizada piedemonte .....	50
Figura 29. Ambiente de depositación de la Formación Une base.....	51
Figura 30. Ambientes de depositación de la Formación Gacheta.....	52
Figura 31. Ambiente de depositación de la formación Guadalupe.....	53
Figura 32. Modelo de ambiente de depositación de la Formación Barco techo..	53
Figura 33. Modelo de depositación de la formación cuervos .....	54
Figura 34. Modelo de ambiente depositación de la Formación Mirador inferior..	55
Figura 35. Ambiente de depositación de la Formación Carbonera. ....	55
Figura 36. Modelo de ambiente de depositación de la Formación León Base....	57
Figura 37. Modelo de ambiente de depositación de la Formación Guayabo .....	57
Figura 38. Representación gráfica de un modelo mecánico, .....	61
Figura 39. Presión vs. Volumen .....	64
Figura 40. Determinación de la Presión de Leak-Off .....	66
Figura 41. Cuando detener el bombeo en la prueba LOT.....	66
Figura 42. Ejemplo ideal de una curva de presión vs. Tiempo en una prueba ELOT .....	69
Figura 43. Efecto de embebimiento del material de soporte (propante). ....	72
Figura 44. Diagrama clásico de fracturamiento hidráulico .....	74
Figura 45. Corte transversal. Cupiagua A1Z.....	76
Figura 46. Localización del pozo Cupiagua A1Z y pozos aledaños.....	78
Figura 47. Localización del pozo Liria YZ-10. ....	85
Figura 48. Esquema representativo de la relación existente entre el esfuerzo de cizalla y la deformación de cizalla. ....	90
Figura 49. Esquema representativo de la relación existente entre el esfuerzo hidrostático y la deformación volumétrica. ....	91
Figura 50. Esquema representativo de la relación existente entre el esfuerzo axial y la deformación axial. ....	91
Figura 51. Esquema representativo de la relación existente entre el esfuerzo axial y la deformación axial .....	92
Figura 52. (Izq.) Montaje de prueba UCS.....	93
Figura 53. Esquema representativo de la presión de poros.....	104
Figura 54. Esquema representativo de presión de poro, con presencia de presiones anormales .....	104
Figura 55. Ventana de entrada de datos en análisis de Breakouts.....	117

Figura 56. Parámetros de entrada para realizar las proyecciones estereográficas .....	118
Figura 57. Proyecciones estereográficas para la formación Carbonera C3.....	124
Figura 58. Proyecciones estereográficas para la formación Charte.....	127
Figura 59. Proyecciones estereográficas para la formación León .....	130
Figura 60. Proyecciones estereográficas para la formación Carbonera C1.....	133
Figura 61. Proyecciones estereográficas para la formación Carbonera C2.....	136
Figura 62. Orientación preferencial del esfuerzo mínimo horizontal (Sh) a partir de 22 datos de breakouts identificados en las formaciones analizadas en el pozo Liria YZ-10.....	137
Figura 63. Orientación del esfuerzo máximo horizontal (SH).....	138
Figura 64. Orientación (rumbo) de las fracturas inducidas durante la perforación, formación Charte, pozo Liria YZ-10.....	139
Figura 65. a) Formación Carbonera C1 b) y C) Formación Charte .....	140
Figura 66. Registro sísmico Dipolar para el intervalo un intervalo de la formación León .....	141
Figura 67. Registro sísmico Dipolar para el intervalo un intervalo de la formación León 5366 MD.....	141
Figura 68. Registro sísmico Dipolar para el intervalo un intervalo de la formación Carbonera C3 8280 MD. ....	142
Figura 69. Imagen del registro Ultrasonic Borehole Imager (UBI), intervalo 12488-12504 pies MD. Formación Mirador.....	149
Figura 70. Imagen del registro Ultrasonic Borehole Imager (UBI), intervalo 12530-12538 pies MD. Formación Mirador.....	149
Figura 71. Imagen del registro Ultrasonic Borehole Imager (UBI), intervalo 12534-12558 pies MD. ....	150
Figura 72. Orientación del esfuerzo mínimo horizontal a partir de breakouts, en la formación Mirador Pozo Cupiagua A1Z .....	152
Figura 73. Orientación del esfuerzo máximo horizontal (SH) a partir de breakouts, en la formación Mirador, en el cual se obtuvo una orientación promedio N 77° E ± 5° Pozo Cupiagua A1Z. Generado con Software Georient 9.2. ....	152

## LISTA DE GRAFICAS

Grafica 1 Relación entre la presión de Prueba FIT- LOT (psi) Vs. Profundidad Vertical Real .....	80
Grafica 2 Relación de Presión prueba FIT (psi) Vs. Profundidad vertical real ....	88
Grafica 3. Valores de UCS para el intervalo 2900-8700 pies (MD).....	97
Grafica 4. Valores de UCS para intervalo 2900-8700 pies (MD),.....	98
Grafica 5. Valores de UCS para la formación Mirador, pozo Cupiagua A1Z .....	99
Grafica 6. Valores de UCS para la formación Mirador, pozo Cupiagua A1Z ....	100
Grafica 7. Correlación seleccionada para arenas pozo Liria YZ-10,.....	100
Grafica 8. Correlación seleccionada para Shales pozo Liria YZ-10,.....	101
Grafica 9. Correlación seleccionada para arenas pozo Cupiagua A1Z.....	101
Grafica 10. Correlación seleccionada para shales pozo Cupiagua A1Z. ....	102
Grafica 11. Perfil de Presión de poro para el Liria YZ-10. Intervalo 2800-8500 pies.....	109
Grafica12. Perfil de Presión de poro para el pozo Cupiagua A1Z.....	110
Grafica 13. Intervalo del registro Caliper, Gamma-Ray Vs. Profundidad comprendido 3589-3623 pies (MD).....	112
Grafica 14. Intervalo del registro Caliper, Gamma-Ray Vs. Profundidad comprendido 4738-4742 pies (MD).....	112
Grafica 15. Intervalo del registro Caliper, Gamma-Ray Vs. Profundidad comprendido 4992-5013 pies (MD).....	113
Grafica 16. Intervalo del registro Caliper, Gamma-Ray Vs. Profundidad comprendido 5634-5638 pies (MD),.....	113
Grafica 17. Intervalo del registro Caliper, Gamma-Ray Vs. Profundidad comprendido 7275-7294 pies (MD).....	114
Grafica 18. Intervalo del registro Caliper, Gamma-Ray Vs. Profundidad comprendido 8265-8300 pies (MD),.....	114
Grafica 19 Orientación del esfuerzo mínimo horizontal para la formación Carbonera C3.....	123
Grafica 20. Orientación del esfuerzo mínimo horizontal para la formación Charte .....	126
Grafica 21. Orientación del esfuerzo mínimo horizontal para la formación León .....	129

Grafica 22. Orientación del esfuerzo mínimo horizontal en la formación Carbonera C1.....	132
Grafica 23. Orientación del esfuerzo mínimo horizontal para la formación Carbonera C2.....	135
Grafica 24 a) Orientación del esfuerzo mínimo horizontal Sh para la formación Carbonera C1.....	144
Grafica 25 a) Orientación del esfuerzo mínimo horizontal Sh para la formación Charte en intervalo de arenas.....	145
Grafica 26 a) Orientación del esfuerzo mínimo horizontal Sh para la formación León en intervalo de shales.....	145
Grafica 27. Intervalo del registro Caliper, Gamma-Ray Vs. Profundidad comprendido 12530-12570 pies.....	148
Grafica 28. Intervalo del registro Caliper, Gamma-Ray Vs. Profundidad comprendido 12480-12500 pies.....	149
Gráfica 29 a) Polígono de esfuerzo Formación Carbonera C3.....	154
Gráfica 29 b) Polígono de esfuerzo Formación Carbonera C3.....	155
Gráfica 29 c) Polígono de esfuerzo Formación Carbonera C3.....	155
Gráfica 29 d) Polígono de esfuerzo Formación Carbonera C3.....	156
Grafica 29 e). Polígono de esfuerzo Formación Carbonera C3.....	156
Grafica 30. Histograma de frecuencia de SH (Psi /ft) para la formación Carbonera C3.....	157
Grafica 31. Histograma de la presión de colapso para la formación Carbonera C3.....	159
Grafica 32 a). Polígono de esfuerzos para la formación Charte.....	160
Gráfica 32 b) Polígono de esfuerzos para la formación Charte.....	160
Gráfica 32 c). Polígono de esfuerzos para la formación Charte.....	161
Gráfica 32 d). Polígono de esfuerzo, formación Charte.....	161
Gráfica 32 e). Polígono de esfuerzos para la formación Charte.....	162
Gráfica 32 f). Polígono de esfuerzos para la formación Charte.....	162
Gráfica 33 a). Polígono de esfuerzos para la formación León.....	163
Gráfica 33 b). Polígono de esfuerzos para la formación Charte.....	163
Gráfica 33 c). Polígono de esfuerzos para la formación león.....	164
Gráfica 33d). Polígono de esfuerzos para la formación león.....	164
Gráfica 33 e). Polígono de esfuerzos para la formación.....	165
Gráfica 33 f). Polígono de esfuerzos para la formación León.....	165

Gráfica 33 g). Polígono de esfuerzos para la formación León .....	166
Gráfica 34 a).Polígono de esfuerzos Formación Carbonera C1 .....	166
Gráfica 34 b) Polígono de esfuerzos Formación Carbonera C1. ....	167
Gráfica 35 a). Polígono de esfuerzos Formación Carbonera C2 .....	167
Gráfica 35 b). Polígono de esfuerzos Formación Carbonera C2 .....	168
Grafica 36. Histograma de frecuencia de SH (Psi/ft) para intervalos arcillosos de la formación Charte .....	168
Grafica 37. Histograma de frecuencia de SH (Psi /ft) para intervalos arcillosos de la formación León.....	169
Grafica 38. Histograma de frecuencia de SH (Psi/ft) para intervalos arcillosos de la formación Carbonera C1 .....	169
Grafica 39. Histograma de frecuencia de SH (Psi/ft) para intervalos arcillosos de la formación Carbonera C2 .....	170
Grafica 40. Histograma de frecuencia de SH (Psi/ft) en el cual se determinó el rango de SH que predomina en los intervalos arcillosos analizados .....	170
Grafica 41. Histograma de la presión de colapso para la formación Charte .....	172
Grafica 42. Histograma de la presión de colapso para la formación León.....	172
Grafica 43. Histograma de la presión de colapso para la formación Carbonera C1 .....	173
Grafica 44. Histograma de la presión de colapso para la formación Carbonera C2 .....	173
Gráfica 45 a). Polígono de Esfuerzos, Formación Mirador .....	175
Gráfica 45 b). Polígono de Esfuerzos, Formación Mirador .....	175
Gráfica 45 c). Polígono de Esfuerzos, Formación Mirador.....	176
Gráfica 45 d). Polígono de Esfuerzos, Formación Mirador. ....	176
Grafica 46. Histograma de frecuencia de esfuerzo máximo horizontal (Psi/ft)..	178
Grafica 47. Histograma de la presión de colapso para la formación Mirador....	179
Gráfica 48 a). Polígono de Esfuerzos, formación Mirador.....	179
Grafica 48 b).Polígono de Esfuerzos, formación Mirador.....	180
Gráfica 48 c). Polígono de Esfuerzos, formación Mirador.....	180
Grafica 48 d). Polígono de Esfuerzos, formación Mirador.....	181
Grafica 49. Histograma de frecuencia de SH (Psi/ft).....	181
Grafica 50. Histograma de la presión de colapso para la formación Mirador....	182

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de las pruebas de integridad desarrolladas en el zapato del revestimiento: FIT.....	63
Tabla 2. Topes de las formaciones atravesadas por el pozo Cupiagua A1Z.....	76
Tabla 3. Información del pozo Cupiagua A1Z.....	77
Tabla 4. Recopilación de datos de pruebas LOT/FIT realizadas en los pozos aledaños al pozo de estudio Cupiagua A1Z.....	79
Tabla 5. Pruebas Minifrac pozos aledaños al Pozo de estudio Cupiagua A1Z...	81
Tabla 6. Resultados de la prueba Minifrac Pozo Cupiagua XB-35 Formación Guadalupe.....	81
Tabla 7. Resultados de la prueba Minifrac Pozo Cupiagua XB-35 Formación Barco.....	82
Tabla 8. Resultados de la prueba Minifrac Pozo Cupiagua XB-35 Formación Barco.....	82
Tabla 9. Resultados de la prueba Minifrac Pozo Cupiagua XH-38 formación Guadalupe.....	83
Tabla 10. Resultados de la prueba Minifrac Pozo Cupiagua XH-38 formación Barco.....	83
Tabla 11. Resumen de valores de ISIP en las pruebas minifrac de los pozos off set al Cup. A1.....	84
Tabla 12. Los topes de las formaciones que han sido atravesadas por este pozo Tomado de Datos de perforación pozo Liria YZ-10.....	86
Tabla 13. Localización del pozo Liria YZ-10. Campo Cupiagua.....	86
Tabla 14. Recopilación datos de pruebas LOT/FIT de los pozos Liria (Bloque Recetor).....	87
Tabla 15. Profundidades en las cuales se identificaron breakouts en arenas GR<40 API.....	115
Tabla 16. Profundidades en las cuales se identificaron breakouts en Shales GR>40 API.....	115
Tabla 17. Profundidades en las cuales se presentan Breakouts en arenas.....	116
Tabla 18. Profundidades en las cuales se presentan Breakouts en Shales.....	116
Tabla 19. Datos calculados en intervalos de arenas para la determinación de la orientación del esfuerzo mínimo horizontal en el pozo de estudio Liria YZ-10.	121

Tabla 20. Datos calculados en intervalos de shales para la determinación de la orientación del esfuerzo mínimo horizontal en el pozo de estudio Liria YZ-10.	122
Tabla 21. Orientaciones de esfuerzos horizontales para el pozo Liria YZ-10.	138
Tabla 22. Comparación entre las Orientaciones del esfuerzo mínimo horizontal respecto al norte magnético corregido y sin corregir por efectos de la desviación del pozo en el pozo Liria YZ-10.	143
Tabla 23. Resumen de orientaciones de esfuerzo mínimo horizontal obtenidos al considerar la presencia de Keyseat en el pozo de estudio Liria YZ-10.	146
Tabla 24. Breakouts identificados con los registros de imágenes UBI (Ultrasonic Borehole Imager) y registros Caliper de cuatro brazos en intervalos arenosos (GR< 40°) Pozo Cupiagua A1Z.	150
Tabla 25. Breakouts identificados con los registros de imágenes UBI (Ultrasonic Borehole Imager) y registros Caliper de cuatro brazos en intervalos arcillosos (GR>40° API) Pozo Cupiagua A1Z.	150
Tabla 26. Orientación de los breakouts identificados en la formación Mirador Cupiagua A1Z a partir del registro UBI.	151
Tabla 27. Orientación del esfuerzo máximo horizontal (SH) en la formación Mirador Cupiagua A1Z a partir del registro UBI.	152
Tabla 28. Estados de esfuerzos más probables para el intervalo de arena analizado en la formación Carbonera C3, pozo Liria YZ-10.	157
Tabla 29. Magnitudes de esfuerzos <i>in situ</i> en intervalos de arenas y arcillas del pozo Liria YZ-10.	171

**TÍTULO: DETERMINACION DE LA ORIENTACION Y MAGNITUD DEL ESFUERZO MAXIMO HORIZONTAL A PARTIR DEL MODELAMIENTO DE BREAKOUTS EN LA ZONA DEL PIEDEMONTTE LLANERO COLOMBIANO<sup>1</sup>**

**AUTOR: MARIA ANGELICA GARCIA FERNANDEZ<sup>2</sup>**

**PALABRAS CLAVES:** Breakouts, esfuerzos *in situ*, polígonos de esfuerzos, modelo mecánico, registros Caliper, registros de imágenes.

**RESUMEN**

Debido a las dificultades que se generan al perforar en zonas tectónicamente activas y geológicamente complejas, como lo es la zona del piedemonte llanero colombiano, es necesario tener conocimiento previo del estado de esfuerzos existente en la zona o formaciones a perforar y a partir de esta información diseñar trayectorias optimas de perforación que minimicen los problemas de estabilidad durante la perforación y con esto reducir el tiempo no productivo (NPT).

Al hablar de estado de esfuerzos, se hace referencia a la orientación y la magnitud de los esfuerzos *in situ* presentes en el subsuelo antes de perforar (esfuerzo vertical ( $S_v$ ), esfuerzo mínimo horizontal ( $S_h$ ), esfuerzo máximo horizontal ( $S_H$ )). De estos tres esfuerzos *in situ*, la magnitud del esfuerzo máximo horizontal a diferencia de los otros dos esfuerzos mencionados, no puede ser determinada de manera directa. Razón por la cual el objetivo de este trabajo se centró en plantear una metodología que permita determinar la orientación y la magnitud del esfuerzo máximo horizontal basada en la presencia de Breakouts, los cuales son considerados indicadores de esfuerzos.

Para la identificación inicial de los breakouts, se hizo uso de los registros caliper de cuatro y seis brazos, las observaciones se validaron con registros de imágenes disponibles como el UBI (Ultrasonic Borehole Imagen), OBMI (Oil Base MicroImager). Para determinar la magnitud del esfuerzo máximo horizontal se realizó un análisis inverso, en el cual se reproducen las condiciones de esfuerzos que generaron las fallas de corte (breakouts) identificadas previamente en la pared del pozo utilizando registros caliper. Posteriormente, se graficaron los resultados en polígonos de esfuerzos, a partir de los cuales se obtuvo un rango de  $S_H$  para cada formación o intervalo analizado.

Finalmente los resultados de orientación del esfuerzo máximo horizontal en los pozos de estudio obtenidas a partir de breakouts, se comparó con las orientaciones obtenidas a partir de fracturas tensiles inducidas durante la perforación, los resultados fueron semejantes en las dos metodologías y consistentes con las orientaciones de esfuerzos determinadas para la zona en estudios previos. Obteniéndose así resultados satisfactorios tanto en la determinación de la orientación y la magnitud de  $S_H$ .

---

<sup>1</sup> Trabajo de Investigación

<sup>2</sup> Facultad de Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Aristóbulo Bejarano

## **BOREHOLE BREAKOUTS MODELING TO DETERMINE ORIENTATION AND MAGNITUDE OF MAXIMUM HORIZONTAL STRESS, A CASE STUDY FROM PIEDEMONTE AREA COLOMBIA.<sup>1</sup>**

**AUTHOR: MARIA ANGELICA GARCIA FERNANDEZ<sup>2</sup>**

**Key words:** Breakouts, *in situ* stress, polygons of stress, geomechanical model, calipers, borehole imaging.

Drilling within Colombian foothills is very challenging and getting more difficult according to the location of new reservoir targets. This area geologically and tectonically complex, requires an accurate knowledge of the constraints to be drilled successfully (reducing non-productive-time, and minimizing borehole stability issues while drilling).

The state of constraint refers to the orientation and the magnitude of constraint *in situ* prior drilling: vertical stress ( $S_v$ ), minimum horizontal stress ( $S_h$ ), maximum horizontal stress ( $S_H$ ). Among those three axis the magnitude of maximum horizontal stress cannot be determined directly unlike the other constraints previously stated. The aim of the study stands on this specific technical challenge; looking for an innovative methodology to determine the orientation and the magnitude of the maximum horizontal stress from the occurrence of borehole breakouts., which are considered as key stress witnesses.

In order to identify, the occurrence of borehole breakouts, data from multi-finger calipers are primarily analyzed and then confronted to ultrasonic and electrical imaging data such as respectively, UBI (Ultrasonic Borehole Imager) and OBMI (Oil Base MicroImager), .

To determine the magnitude of maximum horizontal stress, polygons of stress were built for each layer considered. The polygons have provided ranges of  $S_H$ ; those ranges were then adjusted according to the breakouts occurrences for each analyzed formation.

The results of the orientation of maximum horizontal stress among the studied wells derived from borehole breakouts, were compared to the orientation of tensile induced fractures produced while drilling. Results were successful and coherent with both approach regarding stress orientation. Magnitudes of maximum horizontal stress were determined from polygonal derivation for each formation taking into account lithologies of sands and shales. Results were those expected for each lithology.

---

<sup>1</sup> Research Work

<sup>2</sup> Faculty of Physic-Chemical engineering. Petroleum engineering School. Aristóbulo Bejarano

## INTRODUCCION

Debido a la necesidad de explorar y explotar nuevos campos en busca de yacimientos petrolíferos, los lugares de exploración son cada vez mas complejos y representan nuevos retos en perforación, por las complejidad que presentan estos nuevos escenarios para explorar, un ejemplo de esto lo constituye la zona del Piedemonte Llanero Colombiano, la cual es tectónicamente activa y estructuralmente compleja, lo cual ocasiona altos costos durante la etapa de perforación, debido a problemas de estabilidad de pozos, perdidas de circulación, fracturamientos no intencionales entre otros problemas, los cuales se traducen en perdidas de tiempo productivo.

Con miras a reducir estos problemas de estabilidad de pozos se ha planteado la necesidad de desarrollar modelos mecánicos que permitan reducir este tiempo no productivo (NPT), sin embargo, en un modelo geomecánico es de gran importancia el conocimiento del estado de esfuerzos presente en las formaciones o zonas de interés, razón por la cual este trabajo se ha enfocado en la determinación de la magnitud y la orientación del esfuerzo máximo horizontal ( $S_H$ ) por ser este esfuerzo el único que no puede ser inferido de manera directa de registros de pozos ó pruebas de campo, como el esfuerzo vertical o de overburden y el esfuerzo mínimo horizontal ( $S_h$ ).

Para la determinación de la magnitud y orientación del esfuerzo máximo horizontal ( $S_H$ ) se empleo una metodología basada en el resultado de los esfuerzos en las paredes del pozo, que inducen las fallas por corte (breakouts). La identificación de estas fallas, se hace en función de los registros eléctricos que permiten medir deformaciones de la cara del pozo (Caliper de 4 ó 6 brazos e imágenes de pozo).

En las últimas décadas los breakouts han sido considerados por diversos investigadores como indicadores de esfuerzos, debido a que se generan en la dirección del esfuerzo horizontal menor, es decir perpendicular a la dirección del esfuerzo máximo horizontal. Además el desarrollo de los breakouts esta directamente influenciada por la anisotropía existente en las magnitudes de los esfuerzos máximo y mínimo horizontal, razón por la cual también puede ser

utilizado para estimar la magnitud del esfuerzo máximo horizontal de manera indirecta.

Teniendo como base la presencia de breakouts como identificadores de esfuerzos, en el desarrollo de este trabajo se presentarán algunas herramientas utilizadas para la identificación de estas fallas en el pozo, así como metodologías existentes que permiten a partir de los breakouts estimar la magnitud del esfuerzo máximo horizontal, las ventajas, desventajas de cada metodología y finalmente se seleccionada la metodología mas adecuada para ser aplicada en la zona del piedemonte llanero Colombiano.

# 1. ASPECTOS GENERALES DE LA GEOMECÁNICA APLICADA A LA INDUSTRIA DEL PETROLEO

## 1. 1 GENERALIDADES SOBRE LA MECÁNICA DE ROCAS

La mecánica de rocas puede ser definida como “La ciencia teoría y aplicada del comportamiento mecánico de la roca debido a un campo de esfuerzos en un ambiente físico” (Formation Characterization Rock Mechanics, Rogiers; Thiercelin). Esta ciencia en la industria del petróleo puede ser usada en las siguientes aplicaciones principalmente:

- Predicción de la estabilidad de pozos / Optimización de la perforación
- Producción de arenas / Diseño de completamiento
- Fracturamiento Hidráulico / Diseño de la estimulación de yacimientos.

Siendo la predicción de la estabilidad de pozos una de los fines principales que motivan el desarrollo de este trabajo.

La estabilidad de pozos es la prevención de fracturas fallas frágiles o deformaciones plásticas de la roca que rodea el pozo, debido a esfuerzos mecánicos o desbalances químicos.

Debido a esto es necesario considerar que antes de perforar, los esfuerzos mecánicos de la rocas en las formaciones son menores que la resistencia de la roca, la acción química es también balanceada o está ocurriendo a ratas relativas de tiempo geológico (millones de años). Las rocas bajo este estado de balance o cercano balance se encontrarán estables.

Después de perforar, la roca de los alrededores del pozo cambia en tensión y compresión y las cargas de cizalla debido a la remoción de la roca en el hueco, las reacciones químicas también ocurren con la exposición a los fluidos de perforación. Bajo estas condiciones, La roca de los alrededores del pozo puede cambiar inestablemente, comenzando a deformarse, fracturarse y a generar cavernas en la cara del pozo o disolverse dentro del fluido de perforación.

## 1.2 CONCEPTOS BASICOS DE MECANICA DE ROCAS

**1.2.1 Elasticidad:** La mayoría de los materiales tiene una habilidad para resistir y recuperarse de las deformaciones producidas por fuerzas externas. Esta habilidad es llamada elasticidad, esta es el fundamento para todos los aspectos de la mecánica de rocas.

- **Teoría de elasticidad Lineal:** El tipo más simple de respuesta que se puede encontrar en un material sometido a esfuerzos es este, donde existe una relación lineal entre las fuerzas externas y las correspondientes deformaciones que experimenta un cuerpo. Cuando los cambios en las fuerzas son lo suficientemente pequeños, la respuesta es aproximadamente lineal. Esta teoría fue introducida por Robert Hooke, quien en 1676 estableció que la fuerza aplicada a cualquier cuerpo elástico es proporcional a la deformación, es decir:

$$\sigma = E\varepsilon \quad (1)$$

Donde,  $\sigma$  es el esfuerzo aplicado,  $E$  es el módulo de Young y  $\varepsilon$  es la deformación producida.

La región de validez para la elasticidad lineal es generalmente excedida en situaciones prácticas, con el objeto de facilitar un poco los análisis, en este trabajo se tiene como base la teoría elástica, la cual tiene como fundamentos los conceptos de esfuerzo y deformación, los cuales serán explicados a continuación.

**1.2.2 Definición de Esfuerzo:** El esfuerzo es definido como una fuerza actuando sobre un área o mejor sobre una superficie. En geomecánica, por convención, los esfuerzos compresivos son tomados positivos debido a que las fuerzas que prevalecen en la naturaleza son usualmente compresivas. En la figura 1, se muestra un pilar el cual está soportando un peso en el tope, debido a este peso, una fuerza está actuando sobre el pilar, y este reacciona con una fuerza en la dirección opuesta, puede verse que la fuerza que se aplica sobre el material es igual a través de su eje axial, pero si se calculan los esfuerzos existentes en cada sección (a), (b) y (c) se puede ver que son diferentes.

El esfuerzo en la sección o superficie (a) es:

$$\sigma_a = \frac{F}{A_a} \quad (2)$$

Ahora considerando la superficie (b) se tiene: (despreciando la fuerza del cuerpo, peso del pilar)

$$\sigma_b = \frac{F}{A_b} \quad (3)$$

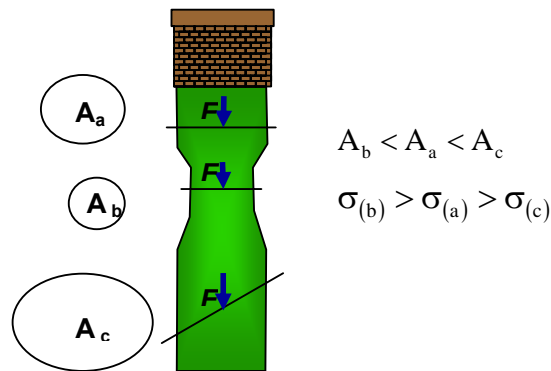


Figura 1. Definición de esfuerzo. Modificado de Fjaer 1996

La fuerza actuando a través de la sección transversal A<sub>b</sub> es igual a la fuerza actuando a través de la sección transversal A<sub>a</sub> (despreciando el peso del pilar), donde el área A<sub>b</sub> es más pequeña que A<sub>a</sub>, de tal forma que el esfuerzo en (b) es mas grande que el esfuerzo en (a). Resumiendo se puede concluir que el esfuerzo depende de la posición dentro del elemento cargado.

La orientación de la fuerza relativa a la sección transversal es también muy importante. Por ejemplo si se considera la sección transversal en (c) con un área A<sub>c</sub> donde la fuerza no es normal a dicha sección; se puede descomponer la fuerza F en una componente Normal F<sub>N</sub> y una componente paralela F<sub>P</sub> a la sección como se observa en la figura 2, definiendo:

$$\sigma_N = \frac{F_N}{A} \quad (3)$$

$$\tau_s = \frac{F_p}{A} \quad (4)$$

Donde  $\sigma_N$  es el esfuerzo normal y  $\tau_s$  es el esfuerzo de corte. Por lo tanto, hay dos tipos de esfuerzos que pueden actuar a través de una superficie donde la magnitud de cada uno depende de la orientación de la superficie. Los esfuerzos normales son perpendiculares a la superficie sobre la cual actúan y tienden a cambiar el volumen del material; mientras que los esfuerzos de corte o de cizalla actúan paralelos a la superficie y tienden a deformar el material pero sin cambiar su volumen. Los esfuerzos frecuentemente son expresados en Pa (pascal =  $1\text{N/m}^2$ ), bar., atmósfera ó Psi (Lbs/pulg<sup>2</sup>).

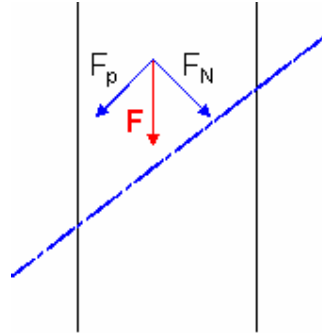


Figura 2. Descomposición de esfuerzos. Modificado de FJAER, 1996.

- **Definición del esfuerzo local en un punto** Dividiendo la sección transversal (a) en la figura 1 en un número infinito de sub-secciones  $\Delta A_i$  en la cual una parte infinitesimal  $\Delta F_i$  de la fuerza total F que está actuando, puede variar de una sub-sección a otra como se puede ver en la figura 3 donde una sub-sección i contiene un punto P y el esfuerzo en dicho punto es definido como el valor límite de  $\Delta F_i / \Delta A_i$  cuando  $\Delta A_i$  tiende a cero (Fjaer, 1996).

$$\sigma_i = \lim_{\Delta A_i \rightarrow 0} \frac{\Delta F_i}{\Delta A_i} \quad (5)$$

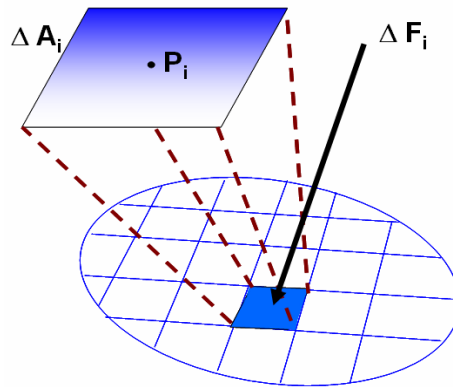


Figura 3. Esfuerzo local en un punto. Tomado de Fjaer, 1996.

### 1.2.3 Clases de Fuerzas a las cuales se encuentra sometida la roca

- **Fuerzas de cuerpo** Son fuerzas que actúan en cada parte del cuerpo, y dependen de la cantidad de masa de roca (ejemplo, fuerza de la gravedad de un elemento en una formación debido al peso del cuerpo). Estas fuerzas generalmente elevan los gradientes de esfuerzos, donde el esfuerzo total se incrementa con el incremento de la profundidad (Osorio, 2003).
- **Fuerzas de superficie** Son fuerzas que actúan a través de superficies de contacto entre partes adyacentes de un sistema rocoso. Una fuerza de superficie no es completamente paralela o perpendicular al plano de superficie por lo tanto la fuerza debe ser expresada como la suma de dos componentes: fuerza normal y fuerza de cizalladura (Osorio, 2003).
- **Fuerzas Compresivas y Tensivas** Fuerzas compresivas se tienen cuando se aplican fuerzas a través de un plano, donde las partículas a ambos lados del plano tienden a estar más juntas o más cercanas. Y las fuerzas de tensión son fuerzas a través de un plano donde las partículas a ambos lados del plano tienden a separarse (Osorio, 2003).
- **Fuerzas normales y de cizalladura** Una fuerza normal se tiene cuando la fuerza es perpendicular al plano, contrario a las fuerzas de cizalladura donde la fuerza es paralela al plano (Osorio, 2003).

- **Fuerzas uniformes y no uniformes** Cuando se tiene una fuerza uniforme o isotrópica la intensidad de la fuerza en un punto dado es la misma en todas las direcciones (esta definición conduce al concepto de presión hidrostática). En las fuerzas no uniformes o anisotrópicas la intensidad de la fuerza en un punto determinado depende de la orientación del plano (Osorio, 2003).

**1.2.4 Tensor de Esfuerzos** Los tensores se emplean para describir como se comporta una cantidad, en nuestro caso esfuerzos ante ciertas transformaciones, así como un vector describe una translación desde un punto a otro en el espacio. En geomecánica para dar una descripción completa del estado de esfuerzos en un punto P dentro de una muestra, es necesario identificar los esfuerzos relacionados a las superficies orientadas en tres direcciones ortogonales (Fjaer, 1996).

Los esfuerzos relacionados a una superficie normal a el eje X puede ser denotado como  $\sigma_x$ ,  $\tau_{xy}$  y  $\tau_{xz}$  representando los esfuerzos normales y los esfuerzos de cizalla relacionados a una fuerza en la dirección Y y los esfuerzos de cizalla relacionados a una fuerza en la dirección Z, respectivamente. Físicamente, existirá solo un esfuerzo de cizalla asociado con esta superficie ver figura 4. Sin embargo la orientación de este esfuerzo de cizalla tiene que ser identificado y esto se hace identificando las componentes Y y Z;  $\tau_{xz}$ ,  $\tau_{xy}$ . Similarmente, los esfuerzos relacionados a la superficie normal a el eje Y son denotados  $\sigma_y$ ,  $\tau_{yx}$  y  $\tau_{yz}$ , mientras los esfuerzos relacionados a la superficie normal a el eje Z, son denotados  $\sigma_z$ ,  $\tau_{zy}$  y  $\tau_{zx}$ . De este modo se tienen nueve componentes de esfuerzos relacionados al punto P.

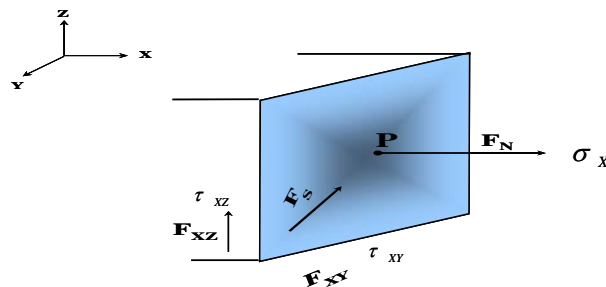


Figura 4. Plano perpendicular al eje X. Modificado de J. Osorio (2003).

**Plano perpendicular al eje Y** (figura 5): Sobre este plano el esfuerzo normal esta en la dirección Y y los esfuerzos de cizalladura que actúan sobre el plano son  $\tau_{yx}$  y  $\tau_{yz}$ .

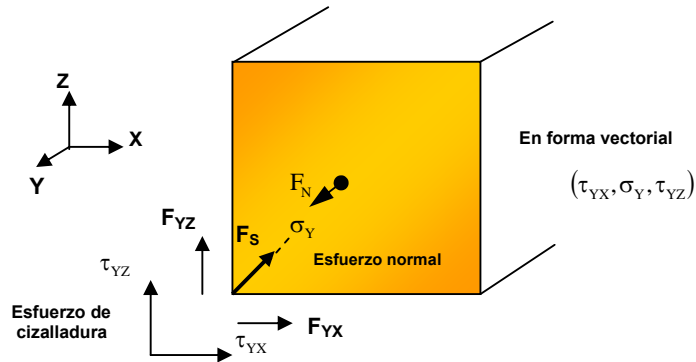


Figura 5. Plano perpendicular al eje Y. Modificado de Osorio 2003.

**Plano perpendicular al eje Z** (figura 6): Los esfuerzos de cizalladura son  $\tau_{zy}$  y  $\tau_{zx}$  actuando sobre el plano XY.

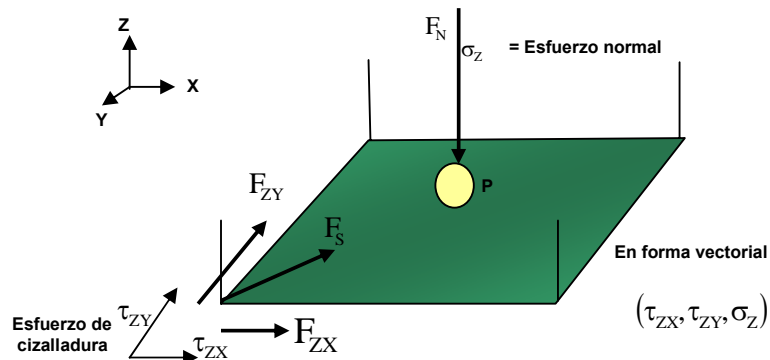


Figura 6. Plano perpendicular al eje Z. Modificado de Osorio 2003.

Agrupando los tres vectores en un arreglo matricial se obtiene el tensor de esfuerzos en un punto P:

$$\vec{\sigma} = \begin{pmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{pmatrix} \text{ Tensor de esfuerzos en el punto P.}$$

La representación gráfica del tensor de esfuerzos en dos dimensiones será:

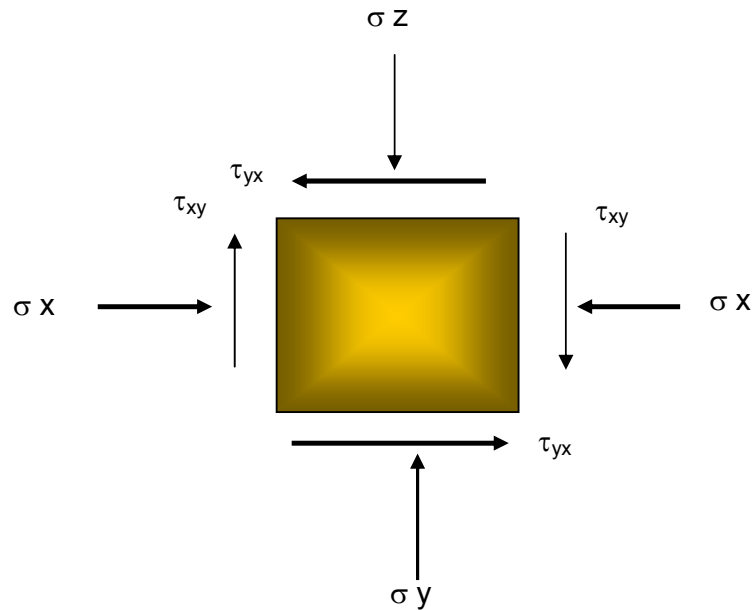


Figura 7. Tensor de esfuerzos en dos dimensiones. Modificado de Fjaer 1996.

Creando un tensor simétrico, se asegura que ninguna fuerza neta rotacional actúe en el punto P y además se reduce el número de componentes independientes del tensor de esfuerzos a un número de seis a partir de la condición de:

$$\tau_{xy} = \tau_{yx}$$

$$\tau_{xz} = \tau_{zx}$$

$$\tau_{yz} = \tau_{zy}$$

Otra notación para describir el tensor de esfuerzos es:

$$\leftrightarrow \sigma = \begin{pmatrix} \sigma_{11} & \tau_{12} & \tau_{13} \\ \tau_{21} & \sigma_{22} & \tau_{23} \\ \tau_{31} & \tau_{32} & \sigma_{33} \end{pmatrix}$$

Donde los dos tipos de esfuerzos (normal y de corte) son denotados por  $\sigma_{ij}$ . Los subíndices ij pueden ser cualquier número 1,2 o 3 que representan los ejes X, Y

y Z respectivamente. El primer subíndice (i) define el eje normal a la superficie en la cual están actuando los esfuerzos y el segundo subíndice (j) identifica la dirección del esfuerzo.

#### 1.2.4.1 Definición De Esfuerzos Principales

Para una orientación del sistema de coordenadas el tensor de esfuerzos, presenta una condición particular; sus componentes de corte desaparecen, es decir; se hacen iguales a cero. Este sistema coordinado se conoce como sistemas de ejes principales y las componentes de esfuerzos normales se denominan esfuerzos principales, expresados generalmente por  $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$  ó  $S_1, S_2, S_3$ .

$$\leftrightarrow \sigma = \begin{pmatrix} \sigma_{11} & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_{22} & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_{33} \end{pmatrix}$$

#### 1.2.4.2 Concepto de Esfuerzo Efectivo

En 1923, Terzagui fue el primero en introducir el concepto de esfuerzo efectivo para la consolidación en una dimensión y propuso la siguiente relación (Ecu. 6):

$$\sigma' = \sigma - p \quad (6)$$

Donde  $\sigma$  es el esfuerzo total aplicado,  $\sigma'$  es el esfuerzo efectivo que gobierna la consolidación del material y P es la presión de poro. Sin embargo, Biot (1941, 1956) propuso una teoría consistente para explicar los procesos de difusión/deformación que son observados en materiales elásticos. Este fuerte acople es debido al hecho que cualquier cambio en la presión del poro está acompañado por la variación en el volumen del poro, por tanto, esto afecta por completo la respuesta mecánica de la roca. Este comportamiento del material poroelástico es similar al de un sólido elástico cuando los esfuerzos son reemplazados por el siguiente esfuerzo efectivo (Ecu.7):

$$\sigma' = \sigma - \alpha p \quad (7)$$

$\alpha$  es la constante de Biot, varía en el rango de 0 a 1 y describe la eficiencia de la presión del fluido en contrarrestar el esfuerzo total aplicado (Rock Mechanics Self Learning Package, Sugar Land Learning Center).

Si  $\alpha = 1$  esto significa que el fluido en el poro tiene una eficiencia máxima en contrarrestar el esfuerzo total del overburden y además implica que el esfuerzo efectivo de la roca es bajo, una pesimista condición para la falla de la roca.

Si  $\alpha < 1$  esto significa que la presión del fluido en el poro es menos eficiente en contrarrestar el esfuerzo total del overburden y el esfuerzo efectivo de la roca es mayor o casi igual.

### 1.2.5 Esfuerzos in situ

Las formaciones de roca en el subsuelo se encuentran bajo la acción de esfuerzos compresivos y/o de tensión. Estos esfuerzos se denominan esfuerzos *in situ* y generalmente pueden ser descompuestos en tres componentes llamados esfuerzo vertical, horizontal máximo y horizontal mínimo  $\sigma_v$ ,  $\sigma_H$ , y  $\sigma_h$  respectivamente los cuales son perpendiculares entre sí, como se presentan esquemáticamente en la figura 8 (Rock Mechanics Self Learning Package, Sugar Land Learning Center).

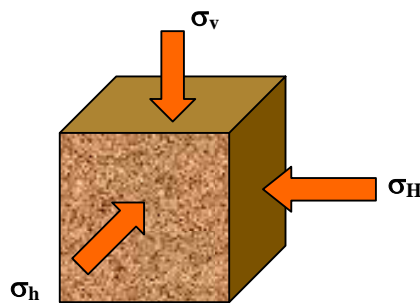


Figura 8. Acción de los esfuerzos in situ en el subsuelo.

Dependiendo de las magnitudes relativas de estos tres esfuerzos se han determinado varios regímenes de esfuerzos. Anderson (1951), a partir de las

magnitudes relativas entre los esfuerzos *in situ* describió los posibles regímenes de esfuerzos *in situ* que pueden encontrarse en una formación en el subsuelo:

**1.2.5.1 Régimen Extensional o de Falla Normal (NF):** Este régimen se caracteriza por que las magnitudes de los esfuerzos *in situ* presentan la siguiente configuración  $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$ , este régimen es el más conocido y encontrado por lo general en las cuencas denominadas pasivas.

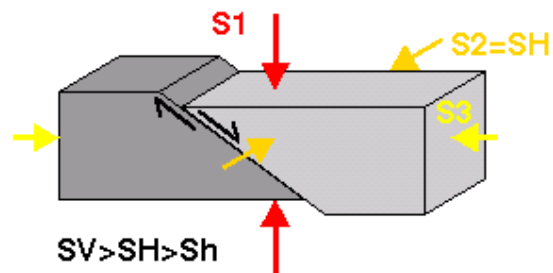


Figura 9. Esquema representativo de los esfuerzos en un régimen normal.

Tomado: [www-wsm.physik.uni-karlsruhe.de](http://www-wsm.physik.uni-karlsruhe.de)

**1.2.5.2 Régimen Inverso o compresivo (RF):** Este se presenta cuando las magnitudes de los esfuerzos presentan la configuración  $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$ .

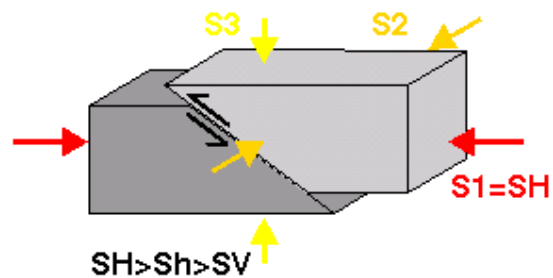


Figura 10. Esquema representativo de los esfuerzos en un régimen inverso.

Tomado: [www-wsm.physik.uni-karlsruhe.de](http://www-wsm.physik.uni-karlsruhe.de)

**1.2.5.3 Régimen de Rumbo o Strike-Slip (SS):** Presenta una configuración de esfuerzos dada por  $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$ . Este régimen actuante en gran parte del Piedemonte llanero colombiano.

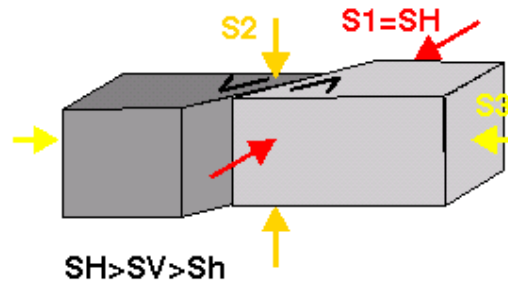


Figura 11. Esquema representativo de los esfuerzos en un régimen Rumbo-Deslizante.

Tomado: [www-wsm.physik.uni-karlsruhe.de](http://www-wsm.physik.uni-karlsruhe.de)

Es importante aclarar que antes de perforar un pozo, las rocas se encuentran en un estado de equilibrio, este estado de equilibrio es representado por los anteriormente mencionados esfuerzos *in situ*. Pero cuando un pozo es perforado se introduce una perturbación a este estado de equilibrio y un nuevo grupo de esfuerzos es generado; este nuevo grupo de esfuerzos son llamados esfuerzos en la cara de pozo “*wellbore Stresses*” los cuales actúan sobre la formación y en la interfase lodo-formación (Rock Mechanics Self Learning Package, Sugar Land Learning Center).

Los esfuerzos en la cara del pozo pueden ser descritos de la siguiente manera:

$$\sigma_r = P_w \quad (8)$$

$$\sigma_t = (\sigma_H + \sigma_h) - 2(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta - P_w \quad (9)$$

$$\sigma_a = \sigma_v - 2(\sigma_H - \sigma_h) \sin^2 \theta \quad (10)$$

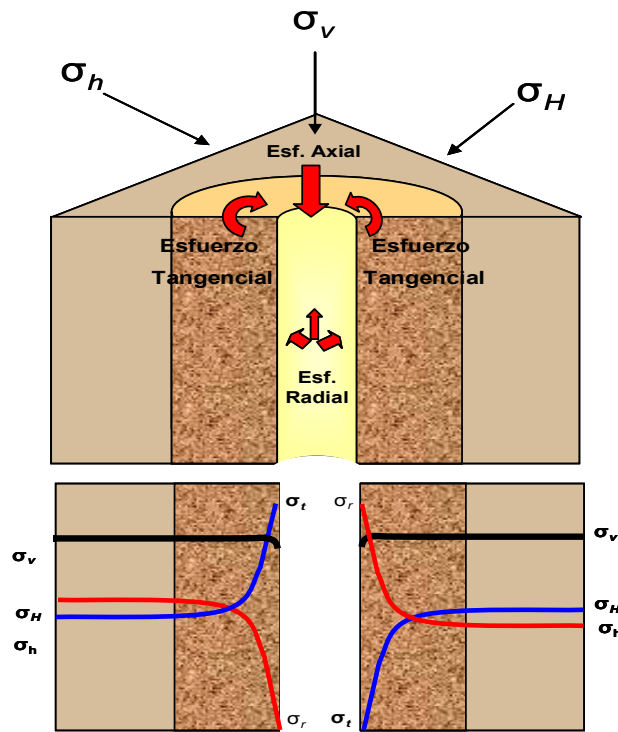
Donde

$\sigma_r$  = Es el esfuerzo radial, el cual es igual al peso del lodo.

$\sigma_t$  = Es el esfuerzo tangencial ó esfuerzo circunferencial.

$\sigma_a$  = Es el esfuerzo axial.

$\theta$  = Angulo entre el esfuerzo tangencial y la dirección del esfuerzo máximo horizontal ( $\sigma_H$ ).



**Esf. Cara del pozo**

Figura 12. Variación de los esfuerzos desde la cara del pozo. Tomado: Sugar Land learned Center. Rock Mechanics Self Learning Package, Schlumberger.

En la figura anterior se puede observar como los esfuerzos en la cara del pozo disminuyen rápidamente y se convierten en los esfuerzos *in situ* al alejarse de la cara del pozo donde se generó la perturbación al perforar el pozo y sacar la roca del subsuelo.

En algunas ocasiones estas perturbaciones en el estado del esfuerzo no son totalmente equilibradas con el peso del lodo y se generan fallas tensiles y fallas compresivas o de cizalla en las paredes del pozo, este tipo de fallas en algunas ocasiones pueden ocasionar problemas de inestabilidad en el pozo, pegas de tubería, empaquetamiento entre otros problemas durante la perforación.

Sin embargo la identificación de algunas de estas fallas pueden ayudar a determinar el estado de esfuerzos como es el caso de los breakouts, los cuales son consideradas indicadoras de esfuerzos debido a que se generan en la

dirección de  $S_h$  , y por la marcada anisotropía en las magnitudes de los esfuerzos.

### 1.2.6 Criterio de Falla de Mohr – Coulomb

La aplicación del criterio de Mohr-Coulomb en la predicción de fallas de corte en la estabilidad de pozo proporciona resultados bastantes conservativos; lo que junto con su facilidad para aplicarlo lo han convertido en el criterio más popular. Es la unión de dos teorías, la de Coulomb y la de Mohr.

El criterio de Coulomb que fue introducido por Coulomb en 1773 y luego retomado por Mohr en 1900 en su forma elemental está representado por la ecuación (11) (Jaeger y Cook, 1979) y basa su hipótesis en que la cedencia y/o falla debe ocurrir cuando el esfuerzo de corte exceda la suma de la resistencia cohesiva del material ( $S_o$ ) y la resistencia friccional de los planos de deslizamiento:

$$\tau = S_o + \mu\sigma_n \quad (11)$$

Donde  $\tau$  es el esfuerzo de corte,  $\sigma$  es el esfuerzo normal,  $S_o$  es la resistencia cohesiva de la roca, físicamente, es el esfuerzo de cizalla necesario para romper una roca por un plano en el cual el esfuerzo normal es cero ( $\sigma = 0$ ) y  $\mu$  es el coeficiente de fricción ó coeficiente de rozamiento interno, el cual al ser multiplicado por el esfuerzo normal da el esfuerzo de rozamiento que hay que superar para producir deslizamiento (Martínez, 2002/2003). (Para rocas no consolidadas o poco cementadas  $S_o = 0$ ).

El significado del criterio es el siguiente: si en el plano de una roca el esfuerzo de cizalla supera la resistencia que la roca opone a la ruptura, debida a la cohesión entre las partículas que la componen y además, es capaz de vencer la fuerza de rozamiento que se opone al deslizamiento de los dos bloques de roca a ambos lados de dicho plano, la roca se romperá por él. La ecuación es la de una recta, llamada línea de fracturación y representada por la ecuación (11).

Esta fórmula planteada tuvo su origen en las observaciones de Amonton cuando sometía las muestras de rocas a compresión, y las fallas, que por lo general éstas presentaban, eran análogas a la situación donde un bloque está en estado de movimiento inminente en un plano inclinado, a partir de esto define el coeficiente de fricción  $\mu$ , entre el bloque y el plano, y lo relacionó con el ángulo del mismo ( $\phi$ ), al cual llamó ángulo de fricción.

$$\tau = S_o + \sigma \tan(\phi) \quad (12)$$

El criterio de Coulomb o Hipótesis de Mohr es una línea recta en el plano  $\tau - \sigma$ , cuyo intercepto es  $S_o$  y la pendiente es la tangente de  $\phi$ . La línea o envoltura divide el plano  $\tau - \sigma$  en dos regiones una estable por debajo de ésta y una región de falla por encima de ella misma.

El círculo de Mohr, permite representar el estado de esfuerzos principales en el mismo plano ( $\tau - \sigma$ ) donde se gráfica la envoltente del criterio de Mohr-Coulomb. El criterio de Mohr-Coulomb no tiene en cuenta el esfuerzo principal intermedio debido que la falla ocurrirá en el momento en que el círculo toque la envoltente; y como se aprecia en la Figura 13 cualquier cambio del esfuerzo principal intermedio ( $\sigma_2$ ) no modifica el círculo externo (más grande); en otras palabras bajo la hipótesis de Mohr-Coulomb sólo los esfuerzos principales máximo y mínimo ( $\sigma_1$  y  $\sigma_3$  respectivamente) intervendrán en el momento de la falla (debido a que un cambio en  $\sigma_1$  o en  $\sigma_3$  cambiará el círculo externo acercándolo luego a la envoltura).

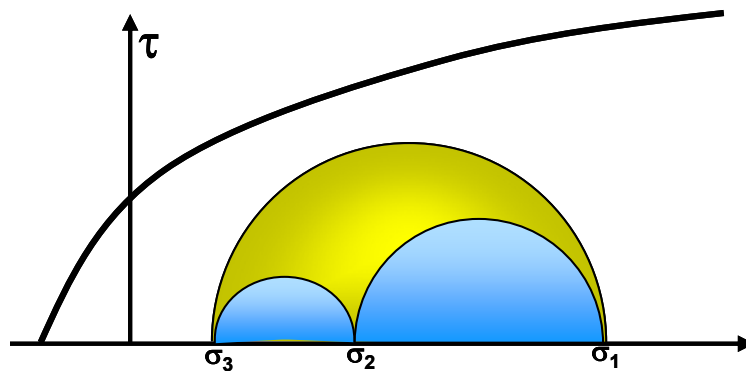


Figura 13. Criterio de Mohr-Coulomb en el plano de los esfuerzos de corte y normal.

Tomado de Mora, 2005

En el momento particular de la falla; se interceptan la envolvente y el círculo de Mohr en un punto del plano  $\tau - \sigma$  (Figura. 14). Se define  $\beta$  como el ángulo de falla, rescribiendo luego las ecuaciones de esfuerzo de cizalla y esfuerzo normal en función de este ángulo y de los esfuerzos principales tenemos:

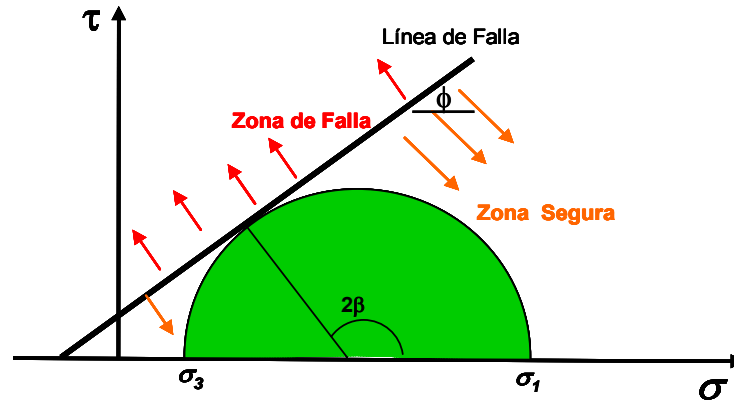


Figura 14. Criterio de Mohr-Coulomb en el plano de los esfuerzos de corte y normal.

Tomado Mora, 2005.

$$|\tau| = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{sen}2\beta \quad (13)$$

$$\sigma = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{cos}2\beta \quad (14)$$

En el punto de intercepción por geometría se puede establecer una relación entre el ángulo de falla,  $\beta$  y la pendiente de la envolvente,  $\phi$  (ángulo de fricción).

$$\phi + \frac{\pi}{2} = 2\beta \quad (15)$$

Tal que:

$$\beta = \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \quad (16)$$

El ángulo de fricción interna,  $\phi$  puede tomar valores en el rango de 0 a 90° pero en la práctica el rango se centra aproximadamente en 30°, por otro lado el ángulo  $\beta$  varía entre 45° y 90°. Este ángulo representa la inclinación del plano

de falla y está dado únicamente por el ángulo de fricción interna  $\phi$ , de tal manera que la orientación del plano de falla es independiente del esfuerzo máximo.  $\beta$  se mide entre la orientación del esfuerzo máximo principal,  $\sigma_1$  y el plano de falla

Figura 15

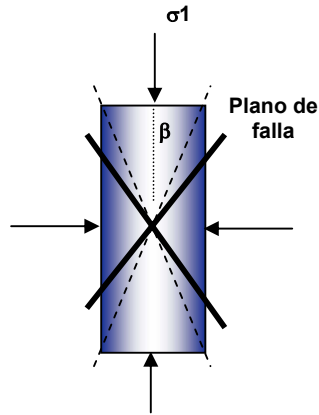


Figura 15. Inclinación máxima para el plano de falla, de acuerdo al criterio de Mohr-Coulomb. Tomado de Mora, 2005.

En el punto de intersección del círculo de Mohr con la envolvente de falla (Figura. 14) los esfuerzos de cizalla y normal del círculo de Mohr (13) y (14) se igualan a los del criterio de Coulomb (11) obteniéndose la ecuación (17)

$$\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{sen}2\beta = S_0 + \mu \left\{ \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{cos}2\beta \right\} \quad (17)$$

Introduciendo los términos ya definidos  $\beta$  y  $\mu$ :

$$\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{cos}\phi = S_0 + \frac{1}{2}\tan\phi(\sigma_1 + \sigma_3) - \frac{1}{2}\tan\phi\text{sen}\phi(\sigma_1 - \sigma_3) \quad (18)$$

Reorganizando la expresión anterior:

$$\sigma_1 = 2S_0 \frac{\text{cos}\phi}{1 - \text{sen}\phi} + \sigma_3 \frac{1 + \text{sen}\phi}{1 - \text{sen}\phi} \quad (19)$$

La expresión anterior representa una línea recta en el plano  $\sigma_1 - \sigma_3$ . (Figura. 16). La pendiente  $\tan(\alpha)$ , no corresponde al ángulo de fricción pero se puede correlacionar con este.

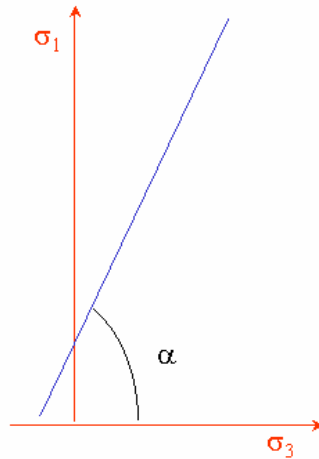


Figura 16. Criterio de Mohr-Coulomb en el plano  $\sigma_1$  y  $\sigma_3$ .

$$\tan \alpha = \frac{1 + \operatorname{sen} \phi}{1 - \operatorname{sen} \phi} \quad (20)$$

ó

$$\operatorname{sen} \phi = \frac{\tan \alpha - 1}{\tan \alpha + 1} \quad (21)$$

Si se hace  $\sigma_3 = 0$  en la ecuación (19) se obtiene la **resistencia a la compresión Inconfinada (Co)**, la cual se interpreta como el esfuerzo compresivo uniaxial más grande que puede ser aplicado al material sin que este falle:

$$C_o = 2S_o \frac{\operatorname{Cos}(\phi)}{1 - \operatorname{Sen}(\phi)} \quad (22)$$

Ésta ecuación es estrictamente válida si el mecanismo de falla es "Falla de Corte" y para rocas intactas (sin planos de debilidad).

Con lo anterior el criterio de Mohr-Coulomb puede ser rescrito en términos del ángulo de falla  $\beta$ , la cohesión  $S_0$ , y los esfuerzos principales máximo  $\sigma_1$  y mínimo  $\sigma_3$ .

$$\sigma_1 = S_0 \tan\beta + \sigma_3 \tan^2 \beta \quad (23)$$

Luego se puede definir la resistencia a la compresión uniaxial,  $C_0$  o UCS:

$$C_0 = S_0 \tan\beta \quad (24)$$

El criterio de queda expresado finalmente:

$$\sigma_1 \geq C_0 + \sigma_3 \tan\beta^2 \quad (25)$$

La falla ocurrirá cuando se cumpla la expresión anterior, es decir que el esfuerzo principal máximo  $\sigma_1$  sea mayor que la suma de la resistencia a la compresión uniaxial y el producto del esfuerzo principal mínimo  $\sigma_3$  con la tangente del ángulo de falla al cuadrado.

### **1.2.7 Geometría De Las Fallas De Cizalla**

Asumiendo que las rocas tienen un comportamiento elástico y que la mayor diferencia entre los esfuerzos ocurre en las paredes del pozo, ocurrirá una falla. Dependiendo de cual sea el máximo y el mínimo esfuerzo se pueden presentar seis modos de falla:

Todos los tres esfuerzos son ortogonales. La cizalla pura dependerá únicamente del máximo y el mínimo esfuerzo, no del esfuerzo intermedio. Los escenarios más comunes son los 1.2.7.1, 1.2.7.2 y 1.2.7.3.

#### **1.2.7.1 Knockout Somero ( $\sigma_a > \sigma_t > \sigma_r$ ):**

- Este modo de falla ocurre cuando el esfuerzo axial es máximo y el esfuerzo radial es el mínimo.

- La falla ocurre en el plano radial/axial debido a que los esfuerzos están orientados en este plano (plano vertical) ver figura 17.
- El espesor de esta falla será tan pequeño como este plano (el plano tangente a la circunferencia del pozo) que contiene el esfuerzo tangencial, el cual no afecta el mecanismo de falla.
- La orientación de la falla será siempre en la dirección del mínimo esfuerzo horizontal.

Esto es por que la falla ocurrirá preferencialmente en la dirección donde el esfuerzo axial es mayor y el esfuerzo radial menor. Esta condición da una cizalla máxima. Este tipo de falla puede ser confundido con una fractura vertical debido a la pequeña área circunferencial.

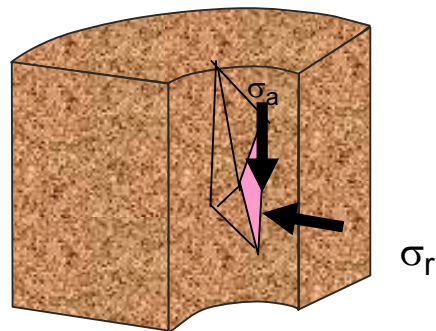


Figura 17. Esquema representativo Knockout Somero. La zona de falla se encuentra en el plano axial-tangencial, perpendicular a la pared (la zona de falla es mostrada en color rosado). Modificado de Sugar Land learned Center. Rock Mechanics Self Learning Package, Schlumberger.

#### 1.2.7.2 Breakout Ancho ( $\sigma_t > \sigma_a > \sigma_r$ ):

- Este modo de falla ocurre cuando el esfuerzo tangencial es máximo y el esfuerzo radial es mínimo.
- La falla ocurrirá en el plano radial/tangencial debido a que los esfuerzos están orientados en este plano (plano horizontal), ver figura 18.

- Esta falla es llamada breakout. Es generalmente amplio por que la falla cubre un gran arco, de 30° a 90°.
- La orientación del breakout ancho será siempre en la dirección del mínimo esfuerzo horizontal.

Esta falla ocurrirá preferencialmente en la dirección donde el esfuerzo tangencial es mayor y el esfuerzo radial es menor. Esta condición da una condición de cizalla máxima.

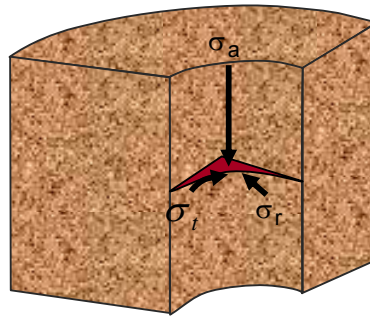


Figura 18. Esquema representativo de un breakout ancho. La falla ocurre en el plano radial-tangencial (la falla está dada por la zona roja). Modificado de: Sugar Land learned Center. Rock Mechanics Self Learning Package, Schlumberger.

### 1.2.7.3 Falla En Echelon Con Alto Ángulo ( $\sigma_a > \sigma_r > \sigma_t$ ):

- Este modo de falla ocurre cuando el esfuerzo axial es el máximo y el esfuerzo tangencial es el mínimo.
- La falla ocurrirá en el plano axial/tangencial (el arco de la pared del pozo), ver figura 19.
- La falla forma fracturas de alto ángulo que cubren un cuarto de la pared de la circunferencia.
- La falla se origina en la orientación del máximo esfuerzo horizontal y se extiende a través de altos ángulos (60°).

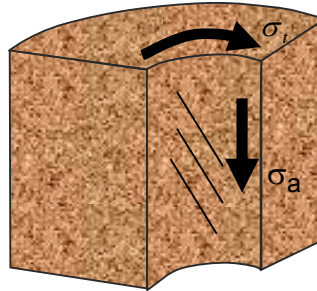


Figura 19. Esquema representativo de fallas en echelon con alto ángulo. Las fallas ocurren en el arco de la pared del pozo (la zona de falla está representada por líneas inclinadas con alto ángulo). Modificado de: Sugar Land learned Center. Rock Mechanics Self Learning Package, Schlumberger.

#### 1.2.7.4 Breakouts Angostos ( $\sigma_r > \sigma_a > \sigma_t$ ):

- Este modo de falla ocurre cuando el máximo esfuerzo es el radial y el mínimo esfuerzo es el esfuerzo tangencial.
- La falla ocurrirá en el plano tangencial/radial (plano horizontal).
- La falla es llamada breakout. Este es generalmente angosto por que la falla cubre un arco menor de  $30^\circ$ .
- La orientación de la falla será siempre en la dirección del máximo esfuerzo horizontal.
- La dirección del mínimo esfuerzo puede ser determinada de la imagen del breakout en el registro.

#### 1.2.7.5 Knockout profundo ( $\sigma_r > \sigma_t > \sigma_a$ ) :

- Este modo de falla ocurre cuando el esfuerzo máximo es el radial y el esfuerzo mínimo es el axial.
- La falla ocurrirá en el plano radial/axial (plano vertical), ver figura 20.

- El esfuerzo tangencial no afecta el mecanismo este tipo de falla.
- La orientación de los knockout profundos será siempre en la dirección del máximo esfuerzo horizontal.

Este tipo de falla puede ser confundido con una fractura vertical debido a la pequeña área circunferencial.

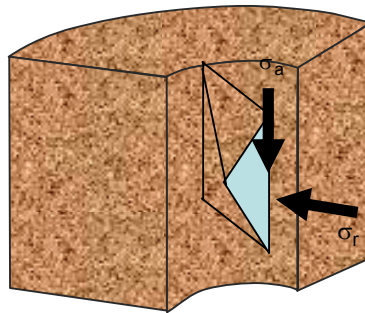


Figura 20. Esquema representativo de un Knockout Profundo. La zona de falla es perpendicular a la pared del pozo (representada por la franja azul). Modificado de: Sugar Land learned Center. Rock Mechanics Self Learning Package, Schlumberger.

#### 1.2.7.6 Fallas En Echelon Con Bajo Ángulo ( $\sigma_t > \sigma_r > \sigma_a$ ) :

- Este modo de falla ocurre cuando el esfuerzo tangencial es máximo y el esfuerzo axial el mínimo.
- La falla ocurrirá en el arco axial/tangencial por que el máximo es el tangencial y el mínimo es el axial.
- Las fallas forman fracturas de bajo ángulo.
- En la determinación de fallas en echelon con bajo ángulo,  $\sigma_t$  es máximo cuando  $\theta=90^\circ$  y  $\sigma_a$  es mínimo cuando  $\theta=0^\circ$ . Esta puede ser la razón por que las fallas en echelon de alto ángulo se extienden sobre un área circunferencial mayor que los breakouts o knockouts.

En este trabajo se hará énfasis en el tipo de fallas compresivas tipo b) los breakouts anchos, ya que estos son los que con mayor frecuencia tienden a presentarse y los cuales nos permitirán determinar la dirección del esfuerzo mínimo horizontal.

## 2. ANTECEDENTES DE LA UTILIZACION DE BREAKOUTS COMO INDICADORES DE ESFUERZOS

Los **Breakouts**<sup>1</sup> llamados así por Babcock (1978), son ensanchamientos y elongaciones de un hueco en una dirección preferencial y formados por derrumbes de fragmentos del pozo en una dirección paralela al menor esfuerzo horizontal (Sh). Los derrumbes ocurren a lo largo de la intersección de fallas de fracturas de cizalla generadas durante la perforación y progresan con el tiempo (Bell, 1990). La identificación y análisis de los breakouts en los pozos han sido útiles como una técnica de estimación de la magnitud y la orientación (azimut) de esfuerzos in-situ y para la identificación de la orientación de fracturas naturales e inducidas, esta técnica ha recibido gran aceptación durante los últimos diez años. El conocimiento de la orientación de los esfuerzos horizontales terrestres derivados a partir de breakouts es importante para diversas áreas de estudio como:

- Aplicación en yacimientos, desarrollo de estrategias de producción e ingeniería de yacimientos.
- Aplicación en perforación (diseño de trayectorias de perforación, diseño de la ventana de lodo segura), determinación de problemas en la cara del pozo a partir de esfuerzos in-situ (Hottman et al., 1979; Maury and Sauzay, 1987).
- Aplicación en mecánica de rocas: La mecánica de rocas ha sido aplicado en diversos aspectos como una forma de hacer un diseño seguro y construir aperturas cilíndricas en rocas sometidas a esfuerzos, por ejemplo túneles, minas, pozos de petróleo entre otros (Kaiser et al., 1985; Ewy and Cook, 1990a, 1990b).

La llegada del dipmeter de cuatro brazos con pares de calipers opuestos permitió una descripción y medida más exacta de la forma del hueco que las anteriores versiones de dipmeter de 3 brazos, específicamente, la asimetría o elipticidad del hueco. Leeman (1964) reportó fracturamiento en las paredes del pozo en las zonas de alta concentración de esfuerzos y Cox (1970), en un estudio en

---

<sup>1</sup> **Breakouts** también conocidos como elongaciones tectónicas, son deformaciones inducidas por anisotropías de esfuerzos, estos son causados por la intersección de planos de cizalla conjugados, ocasionando derrumbe en las paredes del pozo, en la dirección del esfuerzo mínimo horizontal.

Alberta Canadá, fue el primero en observar una dirección preferencial de la elongación en el hueco, a demás observó que esta dirección era independiente de la edad geológica y de la magnitud del buzamiento de las estratos. Babcock (1978) también notó que la profundidad, la litología, desviación del hueco y azimut eran elementos independientes, mientras que la dirección del mínimo esfuerzo tectónico es paralela al azimut dominante de la elongación del pozo.

## **2.1 BREAKOUTS COMO INDICADORES DE ESFUERZOS**

Algunos investigadores como Bell and Gough (1979,1982) concluyeron que los breakouts y las fracturas no se presentan en la misma dirección sino que se encuentran ortogonales entre sí. En (1981,1982) Gough y Bell utilizando datos de medidas de esfuerzos in-situ demostraron que los breakouts observados en Canadá y Texas se formaron por fracturas de cizalla en rocas frágiles alrededor del pozo y que el azimut de los breakouts esta relacionada a fuerzas compresivas de diferentes esfuerzos horizontales cerca del pozo. Los breakouts han sido analizados basados en la teoría de mecánica de rocas (Bell and Gough, 1982; Gough and Bell, 1982; Zoback et al., 1985; Papanastasiou et al., 1989; Plumb, 1989; Zheng et al., 1989; Qian and Pedersen, 1991; Fjaer et al., 1992) y experimentos de laboratorio (Mastin, 1984; Haimson and Herrick, 1985, 1986, 1989; Ewy et al., 1990; Onaisi et al., 1990; Hansen, 1991).

Así mismo McGarr y Gay (1978), Zoback y Zoback (1980), Zoback y Haimson (1982), Gough y Gough (1987) revisaron los métodos disponibles usados para la medida de esfuerzos in-situ: Overcoring, hidrofracturamiento inducido (microfracturamiento), medidas deformación/esfuerzo. La orientación de esfuerzos inferidos a partir del azimut de los breakouts era consistente con los datos obtenidos mediante los otros métodos. (Blumling et al., 1983; Fordior et al., 1983; Newmark et al., 1984; Dart, 1985; Hickman et al., 1985; Plumb and Hickman, 1985; Teufel, 1985; Zoback et al., 1985; Bell and Babcock, 1986; Plumb and Cox, 1987; Mount, 1989).

Finalmente Plumb y Cox (1987) discutieron cuatro temas para inferir la dirección de los esfuerzos a partir de datos de dipmeter: 1) Las fallas y elongaciones del pozo es debido a fracturas frágiles y no a deformación plástica; 2) la elongación no es debida a la intersección de fracturas naturales; 3) el pozo es perforado

paralelo a uno de los esfuerzos principales; 4) la elongación del pozo es simétrica.

## **2.2 MEDIDAS DE LA MAGNITUD DE LOS ESFUERZOS A PARTIR DE BREAKOUTS**

La credibilidad de la medida de fracturamiento hidráulico para medidas de esfuerzos in-situ en ambientes de altas presiones y alta temperatura (pozos profundos, pozos geotermales, rocas naturalmente fracturadas) es cuestionable y un método alternativo para estimar la magnitud de los esfuerzos es necesario, i.e., el análisis cuantitativo propuesto (Haimson y Herrick, 1986; Zoback et al., 1986). Estudios teóricos y de laboratorio concluyeron que en rocas cuasi-isotrópicas (e.g., sedimentarias), la geometrías de los breakouts (profundidad y forma) son relacionadas a la magnitud de los esfuerzos horizontales. Haimson (1987) declaró que existe potencial en el uso de los breakouts en la estimación de la magnitud de los esfuerzos si las dimensiones de la zona fallada pueden ser determinadas. Barton et al., (1988) propuso un método para usar un ancho de breakout, obtenido con imágenes de BHTV (Borehole Televiewer), para estimar las magnitudes. Hay sin embargo desacuerdo hasta cierto grado en cual de las geometrías podría ser usada y Bell (1990) señaló la dificultad de obtener medidas confiables de la geometría del breakout, a demás de obtener un total entendimiento de los mecanismos de falla de la roca.

Por otra parte, Mastin (1988) discutió el efecto de la desviación sobre breakouts en diferentes regimenes de falla (normal, rumbo-deslizante, inversa). Lacy y Smith (1989), Avasthi et al. (1990) y Bell (1990) revisaron los métodos usados para las medidas de esfuerzos in-situ y orientación de fracturas, incluyendo datos de breakouts y la aplicación de esta información para simulación de pozos. Allison y Nielsen (1988) sugirieron una aplicación adicional de breakouts para convertir este método en el primero para la determinación de la orientación de los esfuerzos. Otras observaciones fueron que bajo condiciones normales, la orientación de los breakouts es constante (homogéneos) con la profundidad. En zonas sísmicamente activas, donde el régimen de esfuerzos ha sido perturbado por fallas, las orientaciones de los breakouts son heterogéneas y esta heterogeneidad puede servir como un indicador de recientes movimientos

geológicos de fallas (Nelson, 1989; Allison, 1990, Shamir et al., 1990; Hansen, 1991, Zoback y Magee, 1991).

### **2.3 EFECTO DE LA DESVIACION DEL POZO EN LA ORIENTACION DE LOS BREAKOUTS**

Los breakouts generalmente se forman por fallas de la roca en las paredes del pozo y tienden a ocurrir en el azimut donde el esfuerzo compresivo es mayor. Si el eje del pozo coincide con uno de los esfuerzos principales, la teoría elástica (Jaeger y Cook, 1979) predice que el mayor esfuerzo compresivo en la pared del pozo existe en el azimut paralelo al mínimo esfuerzo compresivo que actúa perpendicular al eje del pozo. Cuando se tienen pozos a profundidades entre 3300-6500 pies de profundidad, en áreas de bajo relieve topográfico, uno de los esfuerzos principales es el esfuerzo vertical. De este modo breakouts en pozos verticales se infiere que se forman paralelos al mínimo esfuerzo horizontal ( $S_h$ ). Numerosas comparaciones (e.g. Zoback et al., 1987; Bell y Gough, 1983; Hickman et al., 1985; Pluma y Cox, 1987) con otros indicadores de esfuerzos muestra que esta inferencia es generalmente valida para breakouts en pozos verticales.

Sin embargo, si los pozos se desvían de la vertical, se extienden a grandes profundidades o son perforados en zonas con significativas variaciones en el relieve topográfico, las orientaciones de los breakouts esta relacionada con las magnitudes relativas de los tres esfuerzos principales y las orientaciones relativas de estos respecto al pozo. Debido a que son pocos los pozos verticales que se perforan es necesario tener conocimiento de que tanto debe desviarse un pozo de uno de las direcciones de los esfuerzos principales antes de que la orientación de los breakouts se aleje significativamente de la orientación del esfuerzo mínimo horizontal ( $S_h$ ).

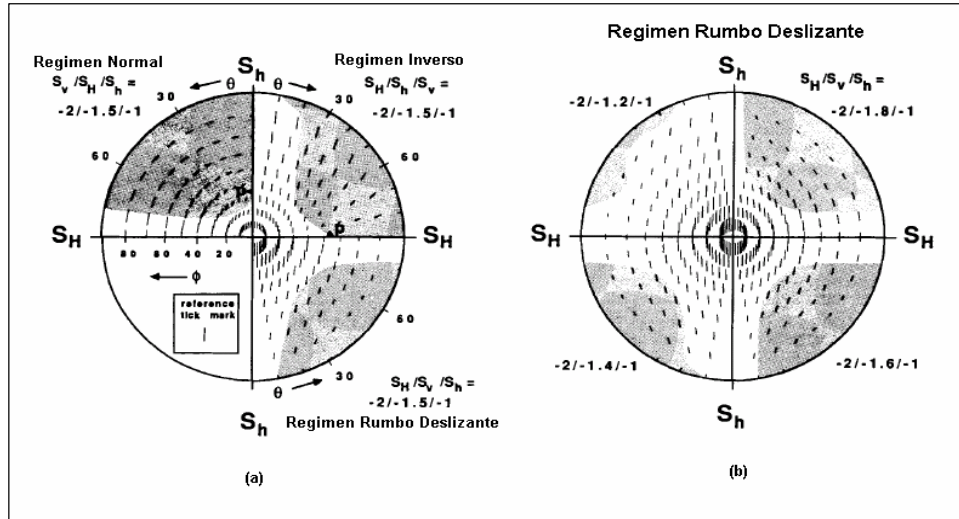


Figura 21. (a) Proyecciones estereográficas de orientaciones de breakouts, proyectadas sobre un plano horizontal, para una variedad de orientaciones de pozos en el régimen normal (cuadrante superior izq.), régimen inverso (Cuadrante superior der.) y régimen rumbo deslizante (cuadrante inferior der.). Las regiones sombreadas incluyen todas las orientaciones del pozo donde la orientación de los breakouts difiere más de  $10^\circ$  o más del esfuerzo mínimo horizontal ( $S_h$ ) (b) Proyecciones estereográficas de orientaciones de breakouts para cuatro valores de  $S_H/S_v/S_h$  en el régimen de fallamiento rumbo deslizante. Tomado de Mastin, 1988.

Algunos autores como Larry Mastin, en su trabajo “*Effect of Borehole Deviation on Breakouts Orientations*” afirman que el efecto de la desviación del pozo sobre la orientación de los breakouts varía significativamente entre el régimen de fallamiento inverso (donde el esfuerzo vertical,  $S_v$  es el menor esfuerzo compresivo), el régimen rumbo deslizante (donde el esfuerzo vertical es intermedio,  $S_v$ ) y el régimen normal (donde el esfuerzo vertical  $S_v$  es mayor). Como se puede observar a través de las proyecciones estereográficas realizadas por Mastin, donde se observa no solo la influencia del régimen de esfuerzos presentes sino también la influencia de las magnitudes relativas de los tres esfuerzos principales, particularmente la magnitud del esfuerzo principal intermedio relativo al mayor y menor esfuerzo respectivamente. En el régimen rumbo-deslizante (strike-slip) ver figura 21, por ejemplo donde  $S_{intermedio} \cong S_v$  el tamaño de la región sombreada se incrementa y el valor promedio del ángulo de desviación crítico  $\Phi_{critico}$  para un valor dado de  $\theta$  decrece, como  $S_v$  se aproxima a  $S_H$  en magnitud.

Los mínimos valores de  $\Phi_{\text{critico}}$  para todos los valores de  $\theta$  (donde  $\Phi$  es la mínima distancia sobre el estereonet entre la región sombreada y el origen) son representados en la figura 34 como función de la relación de esfuerzos  $(S_{\text{int}}-S_{\text{min}}) / (S_{\text{max}}-S_{\text{min}})$ . En el régimen de fallamiento rumbo deslizante (strike-slip)  $\Phi_{\text{critico}} > 34^\circ$  para todas las relaciones de esfuerzos. En contraste con las otras relaciones de esfuerzos donde para  $\Phi_{\text{critico}}$  se hace cero como  $S_h$  se aproxima a  $S_H$  Figura 22.

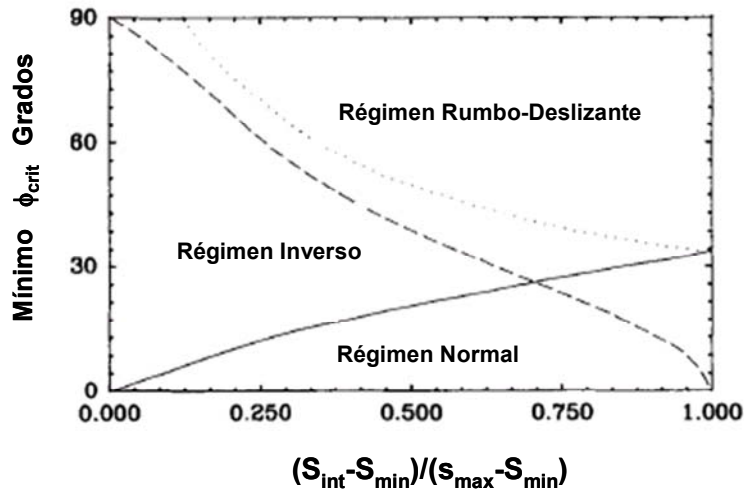


Figura 22. Valores mínimos de  $\phi_{\text{crit}}$  para todos los valores de  $\theta$ , como una función de las relación de esfuerzos  $(S_{\text{int}}-S_{\text{min}}) / (S_{\text{max}}-S_{\text{min}})$ , para el régimen rumbo-deslizante (línea punteada), régimen inverso (línea a trazos), régimen normal (línea continua).

Finalmente en su trabajo el autor plantea que debido a la in sensibilidad en la variación de las orientaciones de los breakouts respecto a la desviación del pozo en el régimen rumbo deslizante (strike-slip), el estudio de los breakouts no necesita ser restringido a pozos verticales o cercanos a la vertical, debido a que breakouts que se generen en pozos que se desvían mas de  $30^\circ$  de la vertical teóricamente darán orientaciones que estarán a menos de  $10^\circ$  de  $S_h$  (Mastin L., 1988).

### 3. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

#### 3.1 JUSTIFICACIÓN

Debido a los problemas de inestabilidad de pozos que se presentan en el momento de perforar en la zona del piedemonte Llanero Colombiano, la cual es una zona estructuralmente compleja y tectónicamente activa, se hace necesario tener un conocimiento adecuado de la orientación y magnitud de los esfuerzos in-situ, los cuales junto con las propiedades mecánicas se constituyen en los parámetros de entrada para realizar un análisis de estabilidad.

Para la determinación de la orientación y magnitud del esfuerzo máximo horizontal se han empleado métodos como: fracturamiento hidráulico, pruebas leak off, minifrac, step rate test entre otras y desde la aparición de los registros de imágenes como el *BHTV* (Borehole Televiewer) o los actualmente conocidos *UBI*, *FMI*, *OBMI*,<sup>1</sup> los cuales permiten observar detalladamente la presencia de fallas de cizalla como los breakouts o la presencia de fracturas inducidas en las paredes del pozo, los cuales son indicadores de esfuerzos, han sido muy empleados para realizar una caracterización del estado de esfuerzos en un pozo, sin embargo estas herramientas a pesar de ser muy útiles y facilitar la determinación de los esfuerzos *in situ*, tienen como desventajas: el costo y debido a esto solo se corren para intervalos del pozo limitados a las zonas de interés (yacimiento).

Por consiguiente, solo se podría tener una estimación del esfuerzo máximo horizontal en estas zonas y se desconocería para la mayor parte de las formaciones suprayacentes al yacimiento

Finalmente, con este trabajo se busca plantear una metodología para estimar la orientación y magnitud del esfuerzo máximo horizontal para los intervalos en los cuales se cuenten con registros Caliper orientados, de esta forma poder identificar la presencia de breakouts en las paredes del pozo, y a partir de este tipo de fallas realizar una estimación no solo de la orientación sino también de la magnitud del esfuerzo máximo horizontal.

---

<sup>1</sup> Registros de imágenes de la marca Schlumberger.

### **3.2 IMPACTO**

Con la implementación de la metodología, se espera poder tener conocimiento de la magnitud y orientación de SH en forma sencilla y efectiva, lo cual es una gran ventaja considerando que SH es uno de los esfuerzos más difíciles de determinar en el tensor de esfuerzos. Adicionalmente, se podrán analizar zonas que antes no podían ser estudiadas por escasez de información sobre la presencia de fallas en las paredes del pozo, pues solo eran identificadas a partir de registros de imágenes, corridos para pequeños intervalos.

#### **4. METODOLOGÍAS UTILIZADAS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA MAGNITUD DEL ESFUERZO MÁXIMO HORIZONTAL.**

El conocimiento de las magnitudes y orientación de los esfuerzos es de apreciable interés tanto en geología como en ingeniería. Uno de los usos más importantes de los datos de los esfuerzos *in situ* en la industria del petróleo está asociado a los estudios de problemas de estabilidad de pozos, llevando a plantear soluciones ingenieriles a problemas tales como: determinación del peso de lodo óptimo para perforar, trayectorias estables, puntos donde sentar revestimiento, operaciones de fracturamiento hidráulico etc., los cuales requieren un conocimiento del estado de esfuerzos en profundidad. (Zoback, Moos, et al, 2003).

Sin embargo, en la determinación del estado de esfuerzos, el componente más difícil de determinar actualmente es la magnitud del esfuerzo máximo horizontal ( $S_H$ ), de ahí la importancia de plantear una metodología que permita determinar la orientación y la magnitud de este esfuerzo en cuencas tectónicamente activas como lo es la cuenca del Piedemonte llanero colombiano, seleccionada como zona de estudio.

Posteriormente se presentan algunas metodologías utilizadas en la actualidad para determinar la magnitud de  $S_H$ <sup>1</sup> y finalmente la metodología planteada para la zona de estudio.

##### **4.1 DETERMINACIÓN DE LA MAGNITUD $S_H$ A PARTIR DEL ANCHO DEL BREAKOUT**

Uno de los modelos más conocidos en el cual se describe la concentración de esfuerzos elásticos alrededor de un pozo perforado en la dirección de uno de los esfuerzos principales, es realizado por las ecuaciones de Kirsch (Kirsch 1898; Jaeger y Cook, 1979).

---

<sup>1</sup> En este trabajo se maneja los símbolos  $S_H$  ó  $\sigma_H$  para denominar el esfuerzo máximo horizontal,  $S_V$  ó  $\sigma_V$  para el esfuerzo vertical y  $S_h$  ó  $\sigma_h$  para el esfuerzo mínimo horizontal, denominados esfuerzos *in situ*.

En este caso, la falla es principalmente controlada por las magnitudes de los tres esfuerzos principales (dos horizontales y uno vertical), la resistencia de la roca, la temperatura, la presión de los fluidos en la formación. En algunas ocasiones si existe suficiente contraste entre las magnitudes de los esfuerzos horizontales, grandes concentraciones en los esfuerzos tangenciales ( $\sigma_\theta$ ) pueden generar el desarrollo de fallas de tensión y compresivas en el pozo.

**4.1.1 Ecuaciones Kirsch** Si se tiene un hueco cilíndrico en una placa densa, homogénea, isotrópica y elástica sujeta a dos esfuerzos principales ortogonales la solución Kirsch (1898) modificada por Jaeger & Cook (1961), es una buena estimación del estado de esfuerzos alrededor del pozo, tomando en cuenta el  $\Delta P$ , el cual es la diferencia entre la presión de fluido en el hueco y la presión en la formación ( $\Delta P = P_w - P_o$ ).

Las ecuaciones Kirsch describen la distribución de esfuerzos elásticos alrededor de un pozo perforado a lo largo del eje vertical en un campo de esfuerzos arbitrarios, los cuales en el sistema de coordenadas cilíndricas son las siguientes:

Esfuerzo Radial

$$\sigma_r = \frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h) \left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) + \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) \left(1 - 4\frac{R^2}{r^2} + 3\frac{R^4}{r^4}\right) \cos 2\theta + \Delta P \frac{R^2}{r^2} \quad (26)$$

Esfuerzo Tangencial

$$\sigma_\theta = \frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h) \left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) - \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) \left(1 - 3\frac{R^4}{r^4}\right) \cos 2\theta - \Delta P \frac{R^2}{r^2} \quad (27)$$

Esfuerzo de corte

$$\tau_{r\theta} = -\frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) \left(1 + 2\frac{R^2}{r^2} - 3\frac{R^4}{r^4}\right) \sin 2\theta \quad (28)$$

Bajo condiciones elásticas, la concentración de máximo esfuerzo ocurre en la pared del pozo donde  $r = R$ . Para el caso particular de un pozo vertical y un estado de esfuerzos en el cual uno de los esfuerzos principales es vertical, el esfuerzo circunferencial, radial efectivo y tangencial de corte descritos por Kirsch se reducen en la pared del pozo a:

$$\sigma_{\theta} = \sigma_h + \sigma_H - 2(\sigma_h - \sigma_H)\cos 2\theta - 2P_o - \Delta P \quad (29)$$

$$\sigma_r = P_w \quad (30)$$

$$\sigma_z = \sigma_v - 2\nu(\sigma_H - \sigma_h)\cos 2\theta \quad (31)$$

El punto de máxima concentración de esfuerzos alrededor del pozo vertical ocurre cuando  $\theta = 90^\circ$ , de tal forma que este punto es paralelo al  $\sigma_h$ , reemplazando este ángulo en la ecu. (29) tenemos la siguiente expresión:

$$\sigma_{\theta_{\max}} = 3\sigma_H - \sigma_h - 2P_o - \Delta P \quad (32)$$

En contraste donde la concentración de esfuerzos es mínima  $\theta = 0^\circ$ , la cual es paralela al  $\sigma_H$ , al evaluar esta condición en la ecu. (29) se obtiene la siguiente expresión:

$$\sigma_{\theta_{\min}} = 3\sigma_h - \sigma_H - 2P_o - \Delta P \quad (33)$$

Retomando la ecuación (38), se puede decir que en el punto de máximo ancho de breakout, la concentración de esfuerzos alrededor del pozo está en equilibrio con la resistencia de la roca, (Barton et al., 1988). De ahí que la ecuación (29) pueda ser escrita de la siguiente manera:

$$UCS = \sigma_{\theta} = \sigma_h + \sigma_H + 2(\sigma_h - \sigma_H)\cos 2\theta_b - 2P_o - \Delta P \quad (34)$$

Donde  $\theta_b$  es el ángulo medio del Breakout medido desde el azimut del  $\sigma_h$ .

Al despejar el  $\sigma_H$  de la ecuación (34) se tiene:

$$\sigma_H = \frac{UCS + P_w + P_o - \sigma_h(1 - 2\cos 2\theta_b)}{(1 + 2\cos 2\theta_b)} \quad (35)$$

Con esta ecuación queda resuelta la aplicación de la solución Kirsch en el calculo  $\sigma_H$  a partir del ancho del breakout ( $\theta_b$ ) el cual puede ser determinado a partir de registros de imágenes como el UBI, mostrado en la figura 23.

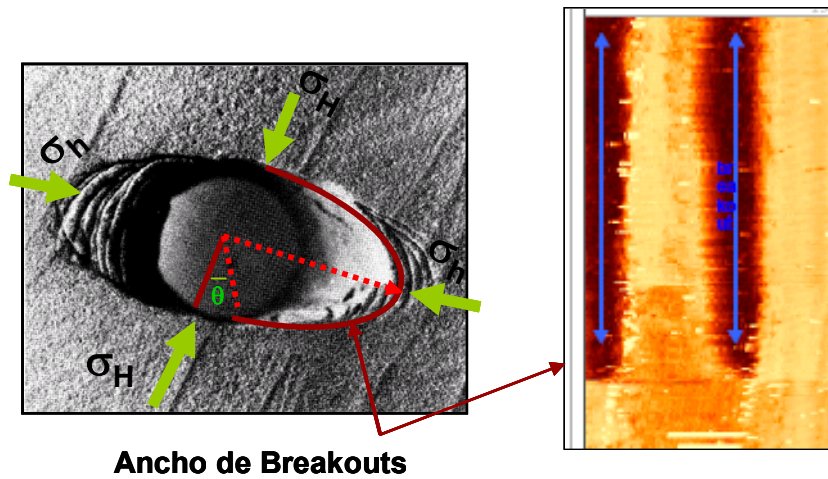


Figura 23. (Izq.) Representación esquemática de los breakouts. (Der.) Visualización de Breakouts en un registro UBI (Ultrasonic Borehole Imager, Schlumberger).

#### 4.2 DETERMINACIÓN DE $S_H$ A PARTIR DEL ANALISIS ELASTICO-FRAGIL

Este método inicialmente fue aplicado para arenas con alta resistencia donde el análisis elasto-frágil es apropiado. La ventaja de este análisis es que puede ser desarrollado en cualquier momento de la vida de un pozo utilizando imágenes y la resistencia de la roca obtenida de una base de datos o análisis de registros geofísicos. El análisis aplica en lugares donde uno de los esfuerzos principales está alineado con el eje del pozo (Plumb, Last., et al; 1998).

Los breakouts en el pozo son predichos cuando el  $\sigma_\theta$ , que está actuando sobre la superficie de la cara del pozo excede la resistencia de la roca  $T_0$ .

$$\sigma_\theta = T_0 \quad (36)$$

Asumiendo que el peso del lodo no penetra la roca, el máximo esfuerzo tangencial ocurre en el azimut de  $\sigma_h$  ( $\theta = 90^\circ$ ) y está dado por:

$$\sigma_\theta = 3\sigma_H - \sigma_h - p_w - P_p \quad (37)$$

Donde  $P_w$  es el peso de lodo en el pozo,  $P_p$  es la presión de poro. Por consiguiente la magnitud del esfuerzo horizontal máximo requerido para iniciar un breakout está dada por:

$$\sigma_H = \frac{1}{3}(T_0 + \sigma_h + p_w + P_p) \quad (38)$$

Este modelo describe la iniciación del breakout antes de que estos desarrollen medidas de Caliper anómalas.

Un análisis más confiable de la magnitud de  $\sigma_H$  es obtenido si se tiene en cuenta la presencia o ausencia de fracturas de tensión inducidas durante la perforación, identificadas en registros de imágenes de la cara del pozo. Las cuales pueden ser visualizadas en registros de imágenes como se observa en la figura 24.

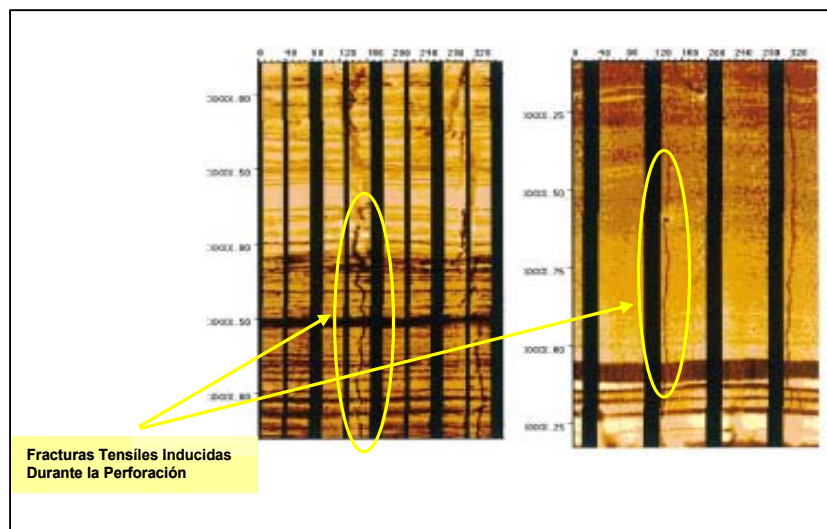


Figura 24. Fracturas de tensión inducidas durante la perforación observada en dos imágenes de registros eléctricos, en pozos del mar del norte. Zoback et al., 2003.

Las fracturas de tensión inducidas durante la perforación se desarrollan en la dirección del esfuerzo máximo horizontal  $\sigma_H$  donde el esfuerzo tangencial es mínimo ( $\theta = 0^\circ$ ). Aquí el esfuerzo tangencial es:

$$\sigma_\theta = 3\sigma_h - \sigma_H - p_w - P_p \quad (39)$$

La condición para que se inicie la fractura es la siguiente:

$$\sigma_\theta = -T_0 \quad (40)$$

Por tanto la magnitud de  $\sigma_H$  debería generar fracturas tensiles a  $\theta = 0^\circ$

$$-T_0 = 3\sigma_h - \sigma_H - p_w - P_p \quad (41)$$

A partir de la ecu. (41) se obtiene la siguiente expresión para calcular la magnitud de  $\sigma_H$ :

$$\sigma_H = 3\sigma_h - p_w - P_p + T_0 \quad (42)$$

### 4.3 DETERMINACIÓN DE $S_H$ A PARTIR DE LA TEORÍA DE RESISTENCIA FRICCIONAL.

Debido a que la corteza terrestre contiene una amplia distribución de fallas, fracturas y discontinuidades planares a escalas y orientaciones muy diferentes, las magnitudes de los esfuerzos con profundidad (específicamente, la diferencia entre  $\sigma_H$  y  $\sigma_h$ ) se encuentran limitadas por la resistencia friccional de la corteza terrestre.

Aun más que considerar que los esfuerzos no pueden ser tales que excedan la resistencia a la fricción de fallas preexistentes, se asume que en cualquier volumen significativo de la corteza, hay fallas críticamente orientadas que determinan las magnitudes de los esfuerzos. Jaeger y Cook mostraron la relación límite entre el máximo esfuerzo efectivo  $\sigma_1 \equiv (\sigma_1 - P_p)$  y mínimo esfuerzo efectivo  $\sigma'_3 \equiv (\sigma_3 - P_p)$  a una profundidad está dada por (Zoback et al, 2003):

$$\sigma_1 / \sigma_3 = (\sigma_1 - P_p) / (\sigma_3 - P_p) = [(\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu]^2 \quad (43)$$

Para predecir los límites a una determinada profundidad usando esta ecuación se debe determinar la teoría de fallamiento Andersoniano para determinar cual de los esfuerzos principales corresponde a  $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$ ,  $\sigma_3$ . De esto dependerá el régimen de esfuerzos en el cual nos encontremos SS (régimen rumbo deslizante), NF (régimen normal), RF (régimen inverso).

Régimen Normal (NF)

$$\sigma_1 / \sigma_3 = (\sigma_v - P_p) / (\sigma_h - P_p) = [(\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu]^2 \quad (44)$$

Régimen Rumbo Deslizante (SS)

$$\sigma_1 / \sigma_3 = (\sigma_H - P_p) / (\sigma_h - P_p) = [(\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu]^2 \quad (45)$$

Régimen Inverso (RF)

$$\sigma_1 / \sigma_3 = (\sigma_H - P_p) / (\sigma_v - P_p) = [(\mu^2 + 1)^{1/2} + \mu]^2 \quad (46)$$

A partir de estas ecuaciones es evidente que la máxima diferencia en las magnitudes de los esfuerzos horizontales dependerá de la profundidad ( $\sigma_v$ ), presión de poro, conocimiento del régimen de esfuerzos, y coeficiente de fricción.

Los coeficientes de fricción ( $\mu$ ) que muestran aplicabilidad para la corteza terrestre varían entre 0.6 – 1, estos valores fueron determinados a través de estudios de laboratorio sobre un amplio rango de rocas y experimentación *in situ* en ambientes NF, SS, RF (Zoback et al, 2003).

En resumen, algunas características del polígono de esfuerzos son:

- Si  $\sigma_H \geq \sigma_h$  se requerirán todos los estados de esfuerzos sobre la línea de pendiente unitaria.
- La vertical y la línea horizontal con la cual se representa la magnitud de  $S_v$ , se interceptan en  $\sigma_H = \sigma_h = \sigma_v$  y separa los campos de esfuerzos asociados con fallamiento NF, RF y SS definido por Anderson.
- La línea vertical en la parte inferior izquierda del polígono (color ocre) indica el valor más bajo de  $\sigma_h$  posible en un ambiente de fallamiento normal, este  $\sigma_h$  es calculado usando la ecu. (44). En otras palabras, para este valor de  $\sigma_h$  mostrado en la línea, un círculo de Mohr podría exactamente tocar la envolvente de falla por fricción con pendiente de 0.6. Similarmente la línea horizontal (color naranja) que define el tope del polígono corresponde al valor de  $\sigma_H$  con el cual podría ocurrir un régimen de fallamiento inverso.
- La línea diagonal (color amarillo) limita el polígono sobre la parte superior izquierda corresponde al valor de  $\sigma_H$  en el cual el régimen de falla rumbo deslizante podría ocurrir para un valor dado de  $\sigma_h$ .

Finalmente los rangos de esfuerzos presentes en la corteza para diferentes ambientes, pueden ser expresados a partir de polígonos de esfuerzos, donde cada región dentro del polígono representa un régimen de esfuerzo específico (NF, SS, RF) y estará influenciado por la magnitud de la presión de poros presentes en las formaciones como se ilustra en las figuras 25 y 26.

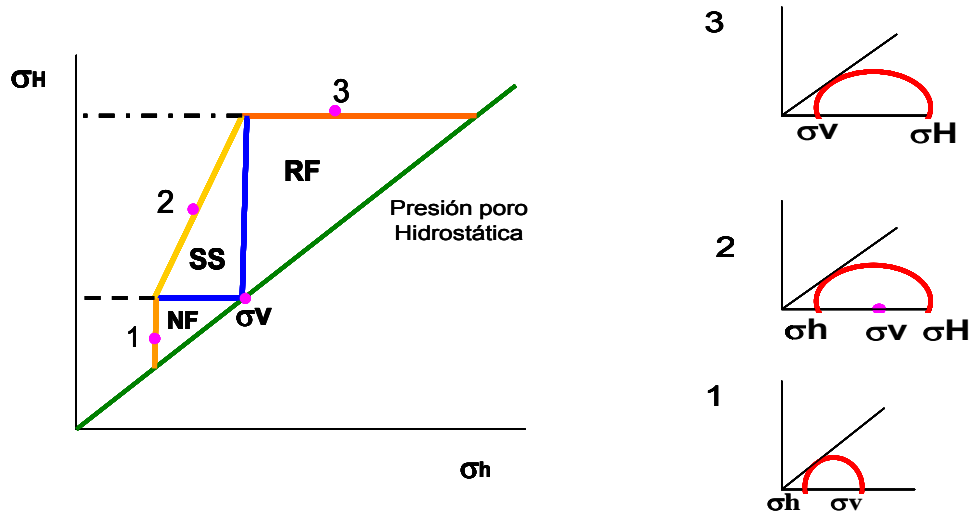


Figura 25. Polígono de esfuerzos para una presión de poro hidrostática. Tomado Zoback et al, 2003.

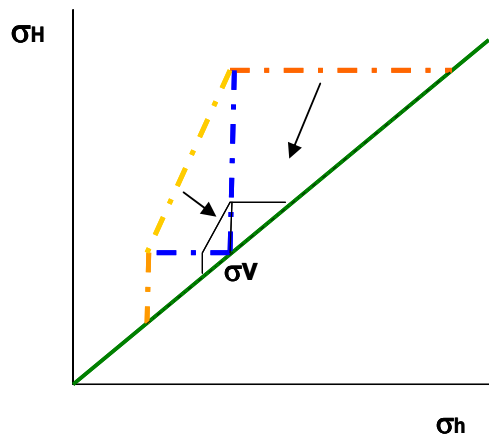


Figura 26. Cambio en el polígono de esfuerzo al disminuir la presión de poro 80% del overburden. Tomado Zoback et al, 2003.

#### 4.4 METODOLOGÍA UTILIZADA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA MAGNITUD DE SH EN LA ZONA DE ESTUDIO.

Después de revisar algunas metodologías existentes para la determinación del esfuerzo máximo horizontal, se seleccionó una metodología que pudiese ser aplicada en cualquier punto de la secuencia estratigráfica donde se desee conocer el estado de esfuerzo, a partir de la presencia de los breakouts (fallas

de corte) y considerando la poca disponibilidad de registros de imágenes para grandes intervalos de profundidad se ha seleccionado una metodología que permita evidenciar la presencia de breakouts a través de registros Caliper multibrazos, ya que esta clase de registro es corrido para mayores intervalos de profundidad y en algunas ocasiones para toda la profundidad del pozo.

En esencia la metodología consiste en analizar las condiciones de esfuerzo en las paredes del pozo para tratar de reproducir las fallas por corte (breakouts) identificadas previamente a partir de registros caliper, finalmente estos estados de esfuerzos calculados son graficados en polígonos de esfuerzos, los cuales se construyen basados en la teoría de resistencia friccional mencionada con anterioridad, (Zoback et al; 2003).

Los pasos para determinar la magnitud del esfuerzo máximo horizontal son los siguientes:

1. Recopilar registros de pozo: Gamma-Ray, Sónico, Dipolar, Density, Caliper e imágenes.
2. Recopilar información de perforación: Survey, peso de lodo, estado mecánico, pruebas MDT, RFT.
3. Obtener información de petrofísica básica: porosidad total, contenido de minerales arcillosos (Vclay ó Vsh).
4. Determinar propiedades mecánicas (resistencia a la compresión confinada, UCS, ángulo de fricción interna).
5. Determinación de propiedades elásticas (módulo de Young, relación de Poisson)
6. Determinar la presión de poros en arenas y shales.
7. Determinar la magnitud del esfuerzo mínimo horizontal a partir de pruebas de integridad como LOT, FIT, preferiblemente ELOT y Mini frac.
8. Seleccionar los intervalos de arena limpias, donde se observe deformación (breakouts) al graficar el registro Caliper junto con el registro Gamma-Ray. (Con esto se busca tener deformaciones generadas por efecto de los esfuerzos tectónicos y descartar la presencia de fallas generadas por planos de debilidad o por la naturaleza misma de las rocas arcillosas). Al seleccionar las deformaciones descartar todas

aquellas generadas en la dirección del pozo, ya que las elongaciones presentes en esta dirección pueden ser provocadas por efectos de erosión de la tubería de perforación no por efectos tectónicos (Keyseat).

9. Los límites de cada régimen se construyen bajo las siguientes condiciones:

- Se considera un coeficiente de fricción de 0.6, sin embargo; si se tiene un valor conocido o determinado para la zona puede ser utilizado
- El límite de  $\sigma_h$  que se puede obtener en el régimen de fallamiento normal es determinado con la siguiente expresión:

$$\sigma_h \geq \frac{\sigma_v - P_p}{3.119} + P_p \quad (47)$$

- El límite de  $\sigma_H$  que se puede obtener para obtener un régimen de fallamiento inverso es:

$$\sigma_H \leq 3.119(\sigma_v - P_p) + P_p \quad (48)$$

10. Calcular la presión de colapso ( $P_c$ ) para los intervalos de arenas en los cuales se observó la deformación (presión necesaria para que se produzca falla en la pared del pozo), esta presión de colapso está dada por la siguiente expresión, en función de la resistencia a la compresión uniaxial, (UCS), esfuerzos *in situ* ( $\sigma_H, \sigma_h$ ), presión de poro ( $P_p$ ), ángulo de falla ( $\beta$ )<sup>1</sup>:

$$P_c = \frac{3\sigma_H - \sigma_h - UCS - P_p(1 - \text{TAN}^2\beta)}{(\text{TAN}^2\beta + 1)} \quad (49)$$

11. Probar y seleccionar diferentes combinaciones de estados de esfuerzos que reproduzcan la falla ( $\sigma_h$  vs.  $\sigma_H$ ) a la profundidad en la cual se

---

<sup>1</sup>  $\beta$  (ángulo de falla) está comprendido entre la orientación del esfuerzo máximo principal,  $\sigma_1$  y el plano de falla.

evidencia la presencia de breakouts en el registro Caliper, dichas combinaciones serán aquellas en las cuales la presión de colapso,  $P_c > P_w$ , Peso de lodo utilizado para perforar en el intervalo donde se presentó la falla.

12. Graficar en el polígono de esfuerzos, las combinaciones de esfuerzos que fueron calculadas en el paso 9. A partir de estas combinaciones se determinara el rango en el cual varia la magnitud  $S_H$  para cada formación ó intervalo analizado. Al construir el polígono de esfuerzos se tendrá en cuenta los conceptos de la teoría friccional mencionada con anterioridad.
13. Validar las observaciones realizadas con el registro Caliper utilizando registros de imágenes como UBI, OBMI, DSI o los registros de imágenes disponibles que permitan verificar o correlacionar las observaciones realizadas con el registro Caliper.

El polígono de esfuerzos como se muestra en la Figura 25 permite tener un amplio rango de valores de esfuerzos con profundidad, lo cual podría parecer que no tiene mucha utilidad para la determinación de los esfuerzos *in situ* con profundidad. Sin embargo, generalmente se dispone de pruebas de fracturamiento hidráulico, LOT u otras pruebas de campo que permiten estimar el esfuerzo mínimo horizontal  $S_H$ , además si se cuenta con la presencia de breakouts o fallas de tensión preexistentes, se podrían colocar límites a los posibles estados de esfuerzos posibles (Zoback, et al; 2003).

## 5. DESCRIPCIÓN GEOLOGICA DE LA ZONA DE ESTUDIO

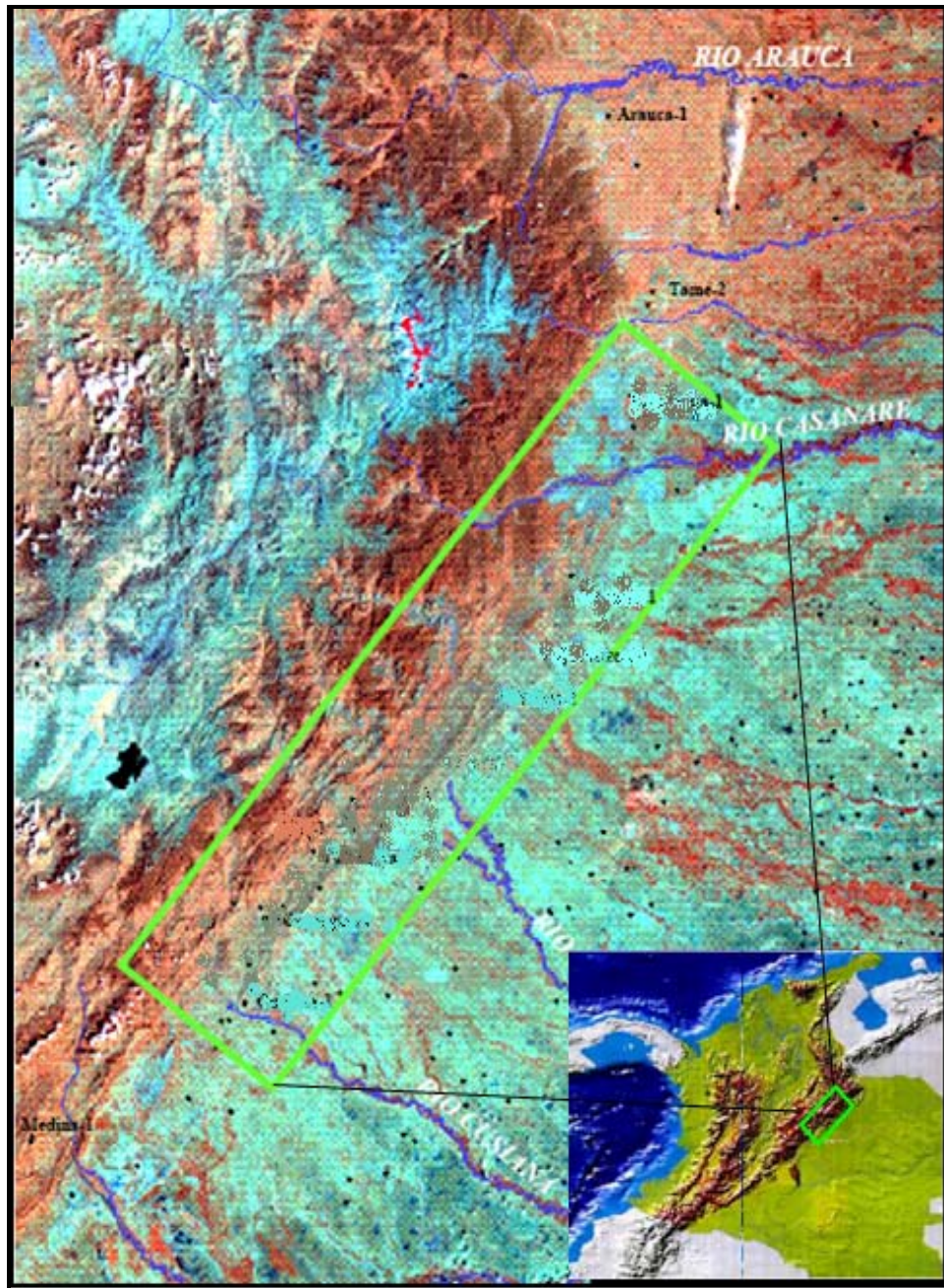


Figura 27. Localización del área de estudio. Tomado de Interpretación Estructural Piedemonte Central Cuenca Llanos. Rojas Luís E., Mayo 2002. ECOPETROL.

La cuenca del piedemonte llanero localizada al oriente de la cordillera oriental en el nororiente de Colombia como se muestra en la figura 27. El desarrollo de la cuenca comenzó con una mega secuencia de “synrift” triásica-Jurásica

relacionada con la separación de norte y Suramérica en el caribe. El desarrollo de la cuenca continuó durante el cretácico con una megasecuencia de “back arc” en frente de la zona de subducción de los Andes. La sedimentación marina terminó abruptamente durante el maestrichiano temprano debido a la creación final de la cordillera occidental.

La acreción de la cordillera occidental dio origen a una megasecuencia pre-andina de antepais (paleoceno a mioceno) la cual cubrió el valle del Magdalena, la cordillera oriental y la cuenca de los llanos. Esta megasecuencia está dominada por sedimentos fluvio deltáicos. La megasecuencia andina de antepais suprayacente también influye en la formación Guayabo la cual es una clásica molaza proveniente de la erosión de la naciente cordillera oriental a medida que la deformación se movió hacia el este en el piedemonte de los llanos. La deformación en el piedemonte de los llanos es una combinación de inversión de las fallas extensionales pre-existentes y cabalgamientos de escamación delgada.

El Piedemonte Llanero representa una estructuración relacionada a un cinturón de pliegues y fallas de “Escama Delgada” (Esri, 1998) de rumbo Suroeste – Noreste, pero convergencia contraria a la descrita en el primero, es decir al Este, permitiendo el avance de la secuencia cretácica y precretácica sobre la terciaria, hecho producido por el evento comprensivo responsable de la Orogenia Andina durante el Terciario.

## **5.2 ESTRUCTURA ESTRATIGRÁFICA REGIONAL**

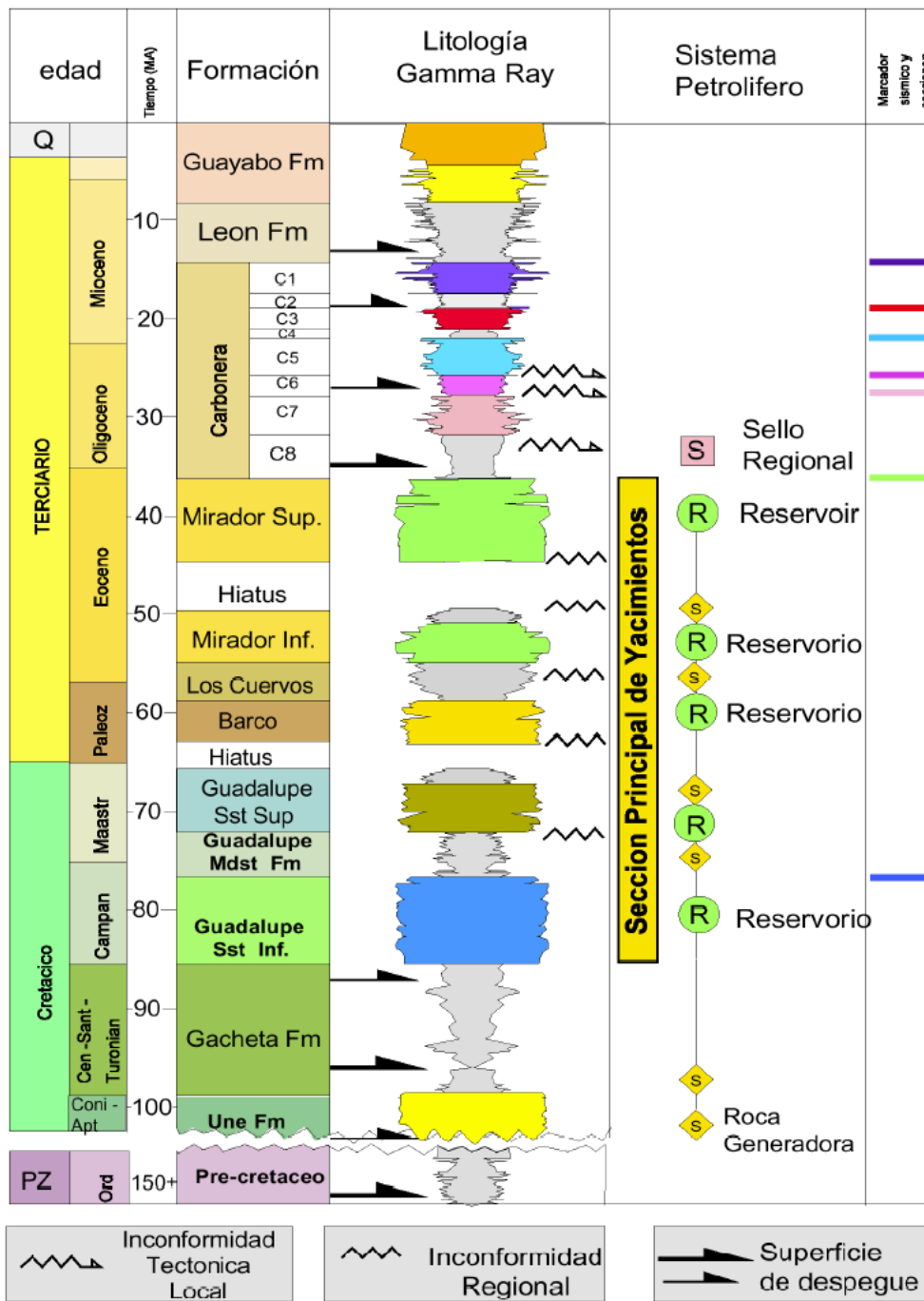


Figura 28. Columna estratigráfica generalizada piedemonte. (Tomado de Martínez, 2003)

**5.2.1 Formación Une** La formación une corresponde a Cretáceo inferior (cenomaniano-coniaciano) y se depositó inconformemente sobre los sedimentos

del paleozoico, esta constituido principalmente por Arenas Blancas de grano medio a grueso moderadamente seleccionadas con intercalaciones de areniscas de color café claro localmente Glauconiticas.

En conclusión la Formación Une, en la cuenca de los Llanos, muestra una transición de ambientes fluviales hacia la base a ambientes de bahías o estuarios hacia el tope, de oriente a occidente se observa una transición de ambientes continentales a ambientes marinos (figura 29).

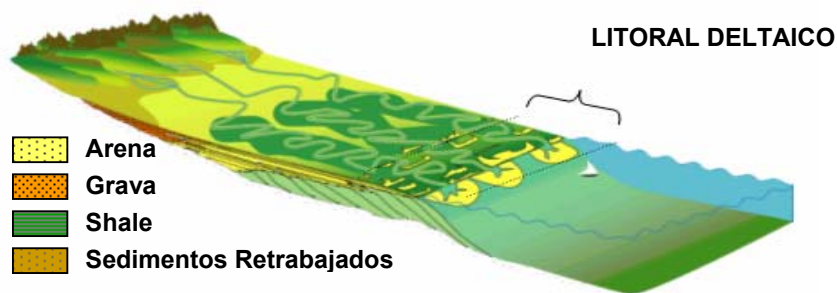


Figura 29. Ambiente de depositación de la Formación Une base. Modificado de Virgilio 2004

**5.2.2 Formación Gachetá:** La Formación Gachetá corresponde al Cretáceo (Coniaciano-Santoniano), esta delimitada a la base por una superficie de inundación y al tope por una superficie de inconformidad que representa tiempo de erosión, exposición sub-área e incisión de valles y es un conjunto medio arcilloso con alternancia de arcillas claras con grises oscuras a negras poco seleccionadas, intercaladas con niveles pequeños de calizas finamente arenosa de color blanco con contenido variable de Glauconita, depositadas en ambiente de plataforma marina, shorface y en menor proporción estuarios (figura 30).

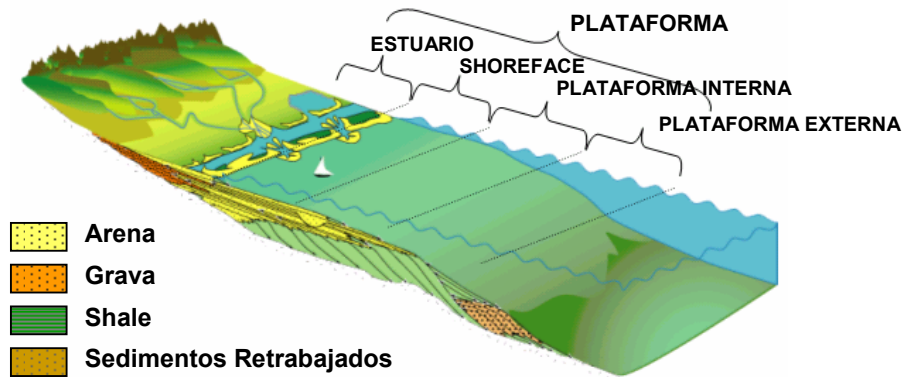


Figura 30. Ambientes de deposición de la Formación Gacheta. Modificado de Virgilio 2004.

**5.2.3 Formación Guadalupe:** La Formación Guadalupe corresponde al Cretáceo (Campaniano) y está limitada a la base y al tope por superficies de inconformidad. La discordancia de la base pone en contacto lodolitas de plataforma o areniscas de shoreface de la Formación Gacheta con areniscas de canales estuarinos del Guadalupe; se considera que el origen de esta inconformidad está relacionado principalmente con procesos eustáticos. La superficie de inconformidad del tope pone en contacto esta formación con rocas del Paleoceno tardío o del Eoceno tardío; el origen de esta discordancia está relacionado con procesos tectónicos.

Se interpreta un ambiente transicional a marino somero (figura 31); en el intervalo inferior predominan los depósitos de canales estuarinos y rellenos de estuarios y el intervalo superior presenta depósitos de areniscas de shoreface y de lodolitas de plataforma somera.

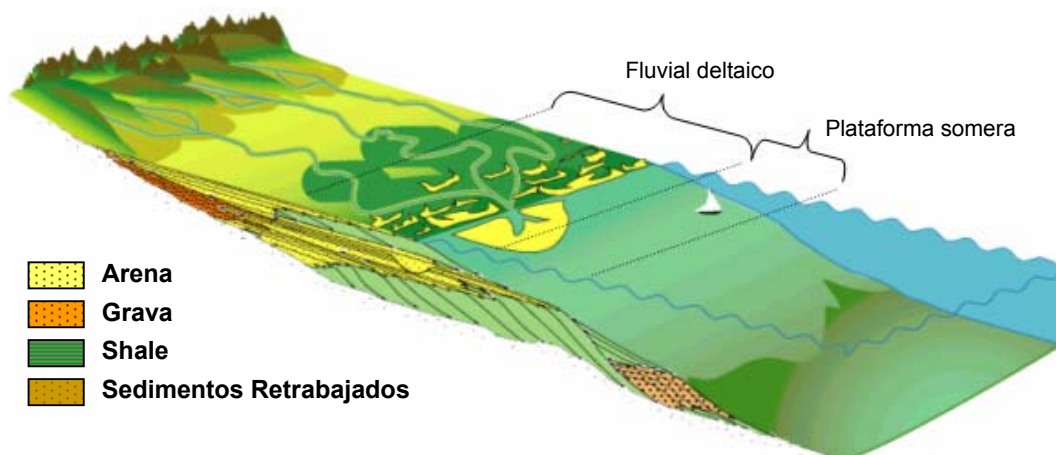


Figura 31. Ambiente de deposición de la formación Guadalupe. Modificado de Virgilio 2004.

**5.2.4 Formación Barco:** La Formación Barco Corresponde al Terciario (Paleoceno tardío) y descansa sobre la discordancia que está relacionada con procesos tectónicos (orogenia pre-Andina) y se interpreta un ambiente continental y de planicie costera (figura 32; se identifican depósitos de canales, depósitos de areniscas progradantes en llanuras costeras o estuarios y depósitos de lodolitas de llanura costera o bahías.

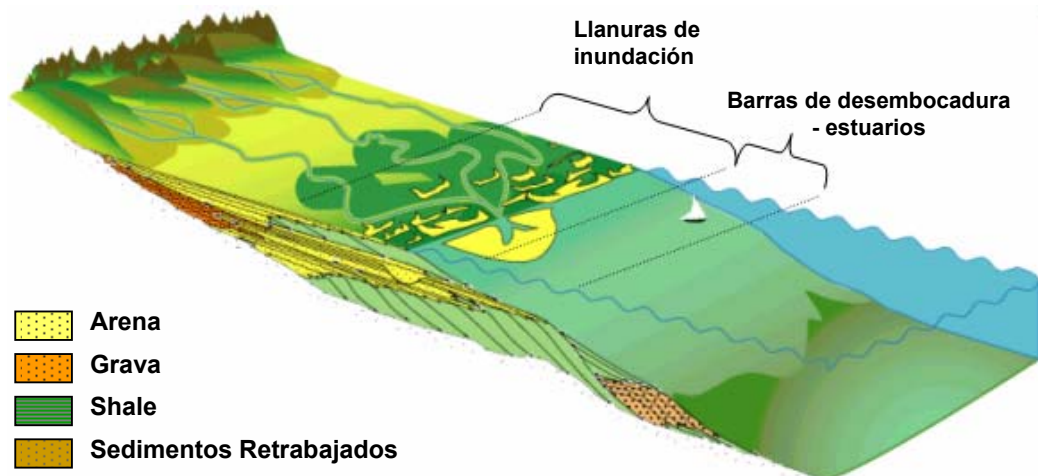


Figura 32. Modelo de ambiente de deposición de la Formación Barco techo. Modificado de Virgilio 2004.

**5.2.5 Formación los cuervos:** La formación los cuervos es de edad Paleoceno tardío y se interpreta como un ambiente de llanura aluvial (figura 33). Constituida por areniscas cuarzosas de color gris separadas por arcillositas grises. Esta formación consiste principalmente de lodolitas moteadas, arcillositas, limonitas y en menor proporción areniscas de grano fino. La sedimentación de estas litologías tuvo lugar en una planicie costera superior, en donde se identifican depósitos de llanura de inundación, rellenos de lagos, crevasse splay y ocasionalmente canales.

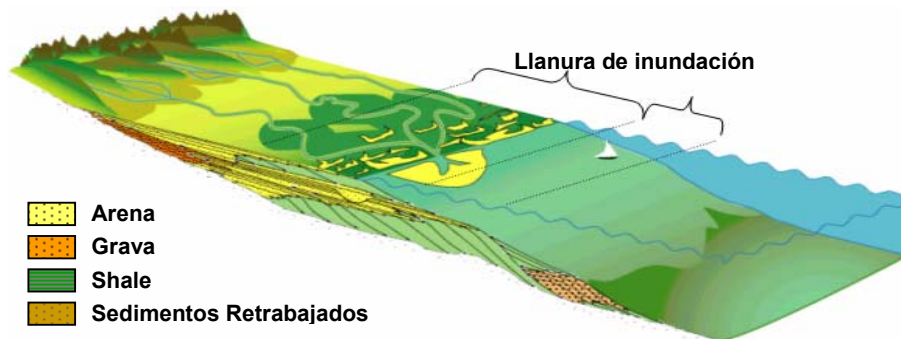


Figura 33. Modelo de deposición de la formación cuervos. Modificado de Virgilio 2004

**5.2.6 Formación Mirador:** Esta formación se constituye en el reservorio más importante de la cuenca con aproximadamente el 50 % del hidrocarburo del reservorio. La formación Mirador es de edad Eoceno tardío, se divide en un intervalo Inferior y Otro Superior. El Mirador inferior se depositó en un ambiente continental donde se identifican depósitos de canales, complejos de crevasse splay o rellenos de lagos y lodolitas de llanura de inundación y su límite basal coincide con una de las principales discordancias. El Mirador Superior se depositó en un ambiente estuarino o de bahías y se reconocen depósitos de canales estuarinos, bay-head deltas, areniscas de rellenos de estuarios o bahías y lodolitas de bahías (figura 34).

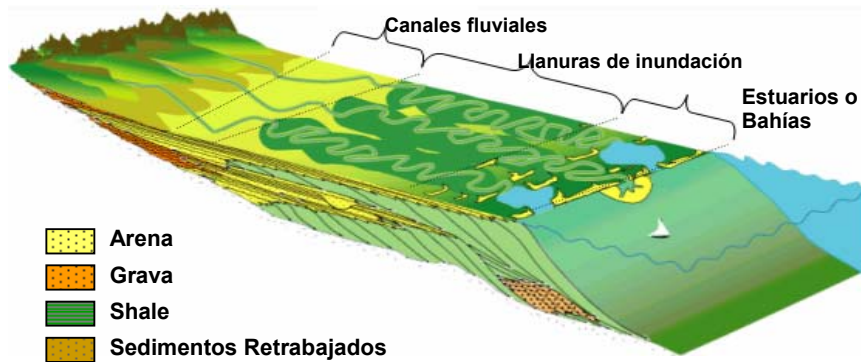


Figura 34. Modelo de ambiente deposición de la Formación Mirador inferior. Modificado de Virgilio 2004.

**5.2.7 Formación Carbonera:** La formación carbonera es de edad Oligoceno a mioceno temprano. Este periodo corresponde a episodios transgresivos y regresivos de corta duración en mar epicontinental de poca profundidad y consiste en una alternancia de rocas arcillo-limosas, limonitas, limonita arenosa y areniscas. El ambiente de deposición para la formación Carbonera se interpreta como barras de estuarios, lagos o bahías para la base de la Formación Carbonera (figura 35).

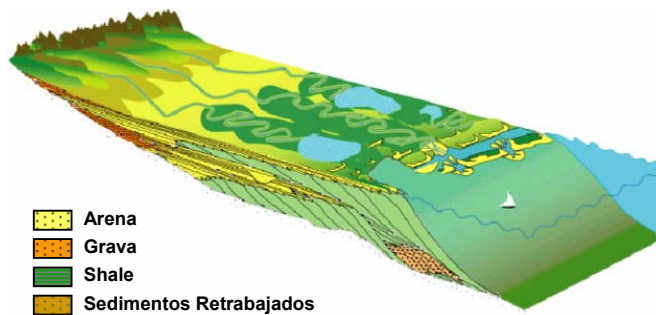


Figura 35. Ambiente de deposición de la Formación Carbonera. Modificado de Virgilio 2004

La formación carbonera se divide en 8 miembros:

- **Unidad C - 8** Esta Unidad se encuentra encima de los depósitos fluviales de la formación mirador.
- **Unidad C - 7** Esta unidad se depositó durante el Oligoceno y la superficie de inundación al tope de esta Unidad marca el límite entre el Oligoceno y Mioceno Temprano. Esta unidad se compone de arenas depositadas en un ambiente marino somero, deltaico y continental, son de color claro a café, de grano fino a medio, a veces conglomeráticas y separadas por niveles de arcillas gris a verde.

Las unidades del C-6 al C-1 se desarrollaron como consecuencia de transgresiones y regresiones oligocenas-miocenas. Estas unidades están constituidas por una alternancia de niveles arenosos y lutíticos con predominancia de detritos gruesos en los miembros impares de dichas unidades (C-5, C-3, C-1) y de lutitas en las unidades pares (C-6, C-4, C-2)

- **Unidad C - 1** Esta unidad se depositó durante el Mioceno Temprano. Munar y otros (1991), Rueda y Garzón (1995), Fajardo y otros (1997) y Reyes y otros (1998). La base de C1 corresponde a la superficie de inconformidad y el tope a una superficie de inundación. El tope de C1 es el evento de profundización más fácilmente identificable dentro de la Formación Carbonera en toda la cuenca.

Esta unidad es la última secuencia arenosa de la formación Carbonera y se encuentra sellada por las lutitas de la formación León y corresponde a la máxima invasión hacia el este, sobre el escudo de Guyana, del mar oligoceno. Esta compuesta por una alternancia de cuerpos arenosos, en ocasiones gruesos separados por niveles delgados de limonitas oscuras y lutitas grises.

**5.2.8 Formación León:** La formación León es de edad Terciaria (Mioceno medio) y constituye el único sello eficaz de la cuenca y representa la máxima invasión de los mares terciarios. La formación León se depositó en ambientes lacustre con predominio de aguas dulces hacia el sureste y este de la cuenca y en ambientes de lagunas costeras, bahías o estuarios con influencia salobre

hacia el noroeste y oeste de la cuenca (figura 36). Está Compuesta por shales y arcillas gris oscuras y verdosas, con delgadas Interestratificaciones, frecuentemente hacia la base de areniscas arcillosas de color verde o gris, de granos finos a muy fino poco consolidados. Ocasionalmente se encuentran intercalados lentes de dolomita oolítica.

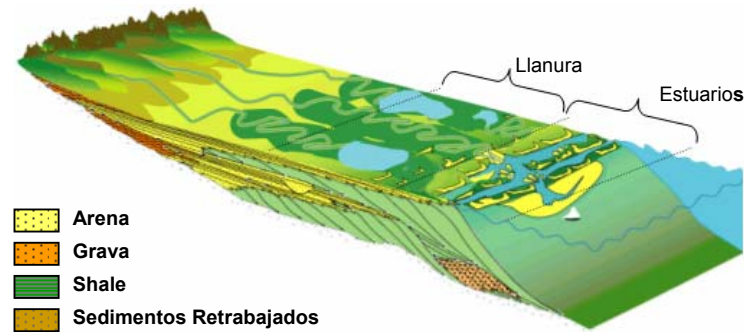


Figura 36. Modelo de ambiente de deposición de la Formación León Base. Modificado de Virgilio 2004.

**5.2.9 Formación Guayabo:** La formación Guayabo es de edad (Plioceno-cuaternaria) y representa la última sedimentación de la cuenca. Esta constituida por una alternancia de material detrítico, fino y grueso, mal clasificado. Se pueden diferenciar dos ciclos de depósitos con fuentes de clásticos provenientes del escudo. Los ambientes sedimentarios también varían, siendo marino hacia la base y fluvio marino a continental al tope (figura 37).

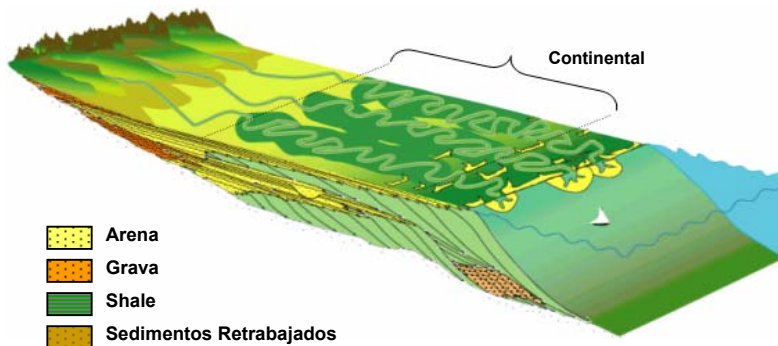


Figura 37. Modelo de ambiente de deposición de la Formación Guayabo. Modificado de Virgilio 2004.

El miembro inferior es más arcilloso que el superior, consta de areniscas pardo-amarillentas y rojas de grano fino a medio, masiva interestratificadas con arcillas

y shales grises. El miembro superior consta de arcillas rojas, moteadas interestratificadas con areniscas blancas de grano medio a grueso generalmente arcillosas.

### **5.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL DE LA ZONA DE ESTUDIO**

La Cordillera Oriental Colombiana morfoestructuralmente corresponde a un amplio y prominente levantamiento con una dirección general NE-SW, limitado en sus flancos oriental y occidental por fallas inversas que buzan hacia el centro de la cadena montañosa. El estilo tectónico general es un sistema doble de cabalgamientos y plegamientos.

Las rocas aflorantes muestran un núcleo de metamórficas Paleozoicas de bajo grado, cubiertas por sedimentos que van desde Paleozoicos hasta Terciario Superior. En su mayor extensión, la cordillera se encuentra cubierta por sedimentos marinos plegados de edad Cretáceo.

El piedemonte este de la Cordillera Oriental, está caracterizado por la presencia de fallas de cabalgamiento con vergencia al SE. Las fallas principales dan indicios de corresponder a estructuras preexistentes en el basamento, y que posiblemente tuvieron control en la sedimentación durante el Cretácico y Terciario. Estas fallas de acuerdo a los modelos evolutivos de la cordillera, fueron posteriormente invertidas durante el levantamiento de la Orogenia Andina (Coletta *et. al.*, 1990).

Perfiles geológicos a través del piedemonte oriental de la Cordillera, muestran principalmente estructuras relacionadas a eventos compresivos, tales como plegamientos asociados a fallas inversas, imbricaciones, anticlinales y sinclinales y un sistema secundario de fallas de rumbo, oblicuo al tren de la cordillera, que frecuentemente constituyen rampas laterales.

Alguno de los elementos estructurales presentes en la zona del Piedemonte Llanero Colombiano son los Siguietes:

### **5.3.1 Falla de Guaicáramo**

Es una falla de cabalgamiento, con rumbo principal NE, que separa la Cordillera Oriental del Piedemonte de los llanos. En el área de estudio pone en contacto rocas del Cretáceo Inferior (Formación Une) con la Formación Carbonera. Es una estructura fuera de secuencia producida por la inversión de fallas originalmente normales, que limitaban un graben del Cretáceo Inferior.

### **5.3.2 Falla de Yopal**

Su trazo en superficie con rumbo NE, pone en contacto a las unidades superiores de la Formación Carbonera contra la Formación Guayabo. Hacia el norte su desplazamiento va disminuyendo paulatinamente hasta ser cortada por la Falla de Ariporo (Hossack, 1997). Es una falla de cabalgamiento que emerge a superficie, a ella se unen diferentes fallas de despegue (*“detachment”*).

### **5.3.3 Falla del Borde Llanero**

Es una falla de cabalgamiento que se desarrolla como una ramificación (*“splay”*) de la Falla de Yopal, en la parte central del área de estudio. Presenta un nivel de despegue inferior en la base de la Formación Carbonera, y uno superior en la Formación León. Se une al norte con la Falla de Ariporo a la que transfiere su acortamiento.

Entre las fallas de Yopal y la de Borde, se desarrolla un imbricado repite unidades de la parte superior de la Formación Carbonera y se une al despegue superior de la formación León. Evidencia de este tipo de estructuras es encontrada en los pozos Aysisi-1 y Pauto-2.

### **5.3.4 Falla de Ariporo**

Falla de cabalgamiento con sentido NE, aflora al norte del área de estudio. Se origina a partir de una falla de despegue en la Formación León que emerge a superficie hacia el este. Toma el acortamiento de las Fallas de Yopal y Borde Llanero. En su extremo norte presenta una ramificación *“splay”*, producida por relevo.

El despegue en la Formación León, se considera como sus similares de la base de la Formación Carbonera, también una superficie de discordancia, correspondiente a un periodo de estructuración durante el Mioceno Medio.

La evidencia es este evento es completamente de basado en información sísmica, observándose una fuerte estructuración bajo la falla/discordancia y cambios en el espesor de la Formación León, producto de erosión.

El principal nivel de despegue que se une a la Falla de Yopal, se localiza estratigráficamente hacia la base de la Formación Carbonera. Éste nivel, se hace paulatinamente más joven de sur a norte, estando en el área de Cusiana al tope de la Unidad C8 de Carbonera (línea LT-82-01), en Cupiagua hacia la parte superior de la Unidad C7 , mientras en los Campos Pauto Sur y Floreña dentro de la Unidad C6.

En algunos pozos del área es posible identificar secciones perdidas en la base de la Formación Carbonera. En el pozo Pauto Sur- 2CFX por ejemplo, en la escama del Morro, se pasa de la Unidad C5 de la Formación Carbonera a la Base de la unidad C8, faltando la totalidad de la Unidades C6 y C7 y la mayor parte de la Unidad C8. Se calcula una sección faltante de 2000 pies correspondiente al Oligoceno.

## 6. DETERMINACION DEL MODELO MECANICO PARA LOS POZOS DE ESTUDIO LIRIA YZ-10 Y CUPIAGUA A1Z

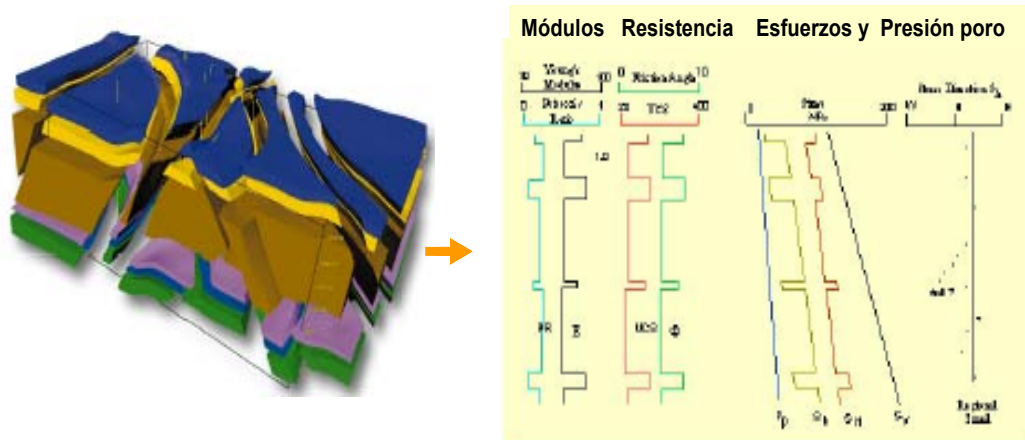


Figura 38. Representación gráfica de un modelo mecánico, el cual consta de una descripción de presión de poro, esfuerzos y propiedades mecánicas. Tomado Rock Mechanics self Learning Package. Sugar Land Learning Center, Schlumberger.

Los modelos mecánicos (Mechanical Earth Models), son representaciones numéricas del conocimiento geomecánico disponible para una cuenca o campo (figura 38). El objetivo de un modelo mecánico es reducir el tiempo no productivo debido a problemas de estabilidad y problemas geomecánicos. Debido a que actualmente los pozos se encuentran en zonas complejas, los modelos mecánicos se han incrementado la importancia de estos en la reducción del tiempo no productivo (NPT).

En forma mas completa un modelo mecánico se caracteriza por la descripción detallada de las presiones de poro de las formaciones, los esfuerzos y las propiedades mecánicas. Estos datos del modelo mecánico serán utilizados posteriormente para determinar la magnitud del esfuerzo máximo horizontal a partir de los polígonos de esfuerzos explicados en el capítulo 4.

## 6.1 PRUEBAS DE CAMPO UTILIZADAS PARA LA DETERMINACIÓN DEL ESFUERZO MÍNIMO HORIZONTAL

Actualmente existen diversos modelos matemáticos o métodos que permiten estimar la magnitud de los esfuerzos *in situ*, dentro de estos métodos encontramos algunas pruebas realizadas en campo como las pruebas de integridad (FIT), *Leak Off Test* (LOT), *Extended Leak Off Test* (ELOT) las cuales tienen como función principal evaluar la integridad del casing, pero comúnmente los datos de estas pruebas son usados mas allá de su propósito original, como por ejemplo la determinación de esfuerzos *in situ* en exploración y perforación (Addis., et al; 1998).

La interpretación de las pruebas LOT para la estimación de esfuerzos ha sido conducido principalmente por la necesidad de tener información de los esfuerzos en el planeamiento de trabajos de exploración y perforación, además de la capacidad sellante de las fallas, diseño del peso del lodo, estimación del gradiente de fractura, estabilidad del pozo, planeamiento del pozo y el desarrollo de yacimientos fracturados. Los esfuerzos obtenidos a partir de esta prueba no han sido los más confiables, por lo tanto se ha promovido el uso de pruebas más refinadas, las cuales logran los objetivos de la LOT pero tienen una mejor precisión y confiabilidad para ser usados como métodos de estimación de esfuerzos. Esta prueba es llamada la prueba de Leak-Off Extendida, ELOT o XLOT la cual toma cerca de una hora en realizarse y comprende presurizaciones repetidas de la formación.

Estas pruebas de integridad de formación (FIT) son obligatorias en muchos ambientes de operación en el mundo, como medios para diseñar los programas de revestimiento de los pozos, tolerancia de fugas y prevención de reventones. Estas pruebas son realizadas después de sentar el revestimiento en un pozo, la nueva sección del pozo es comúnmente perforada hasta una profundidad aproximada de 3m (10 ft) para desarrollar la FIT. Esto implica cerrar el anular y bombear a una tasa de 40 - 250 l/min. (0.25 - 1.5 BBL / min.) dentro de la sección sin revestimiento del hueco, permitiendo el no flujo dentro del hueco. El bombeo se mantiene hasta que se alcanza la presión que se considera permitirá una perforación segura de la próxima sección. Como se observa en la tabla 1 el

punto en el cual se detiene la presurización del pozo define el tipo de prueba, su uso y la relevancia de los datos para la determinación de esfuerzos.

Tabla 1. Clasificación de las pruebas de integridad desarrolladas en el zapato del revestimiento: FIT. Tomado de Addis et al ,1998.

Nombre de la Prueba	Descripción de la Prueba	Utilidad en la Estimación de Esfuerzos
Prueba (FIT)	La prueba se corre hasta que el máximo peso del lodo planeado sea alcanzado, pero no alcanza la $P_{L0}$	Poca
Prueba Leak-off (LOT <sub>1</sub> )	La prueba se corre más allá de la $P_{L0}$ (A) y la verdadera presión de leak-off es determinada	Pobre
Prueba Leak-off (LOT <sub>2</sub> )	La prueba es corrida más allá de la $P_{L0}$ pero se cierra antes de cualquier aparente rompimiento y la declinación de la presión es monitoreada	Pobre
Prueba Leak-off (LOT <sub>3</sub> )	La prueba es corrida hasta el punto A y la presión de rompimiento de la formación es determinada, adicionalmente la declinación de la presión es Monitoreada.	Moderada
Prueba leak-off Extendida (ELOT o XLOT)	El pozo se cierra en el punto A y la declinación de la presión es monitoreada. Subsecuentes presurizaciones y cierres son realizados	Buena

La Prueba de Integridad de Formación (FIT) es una prueba presurizada para un valor máximo predefinido durante el cual no se observa leak-off. La Prueba de Leak-Off (LOT) es una FIT la cual continúa hasta que la rata de incremento de presión declina, esto es usualmente una indicación de que la compresibilidad del sistema se ha incrementado y que una LOT o fractura ha ocurrido en la formación (lo cual se observa como un cambio en la pendiente de la curva Presión-Volumen), Figura 39.

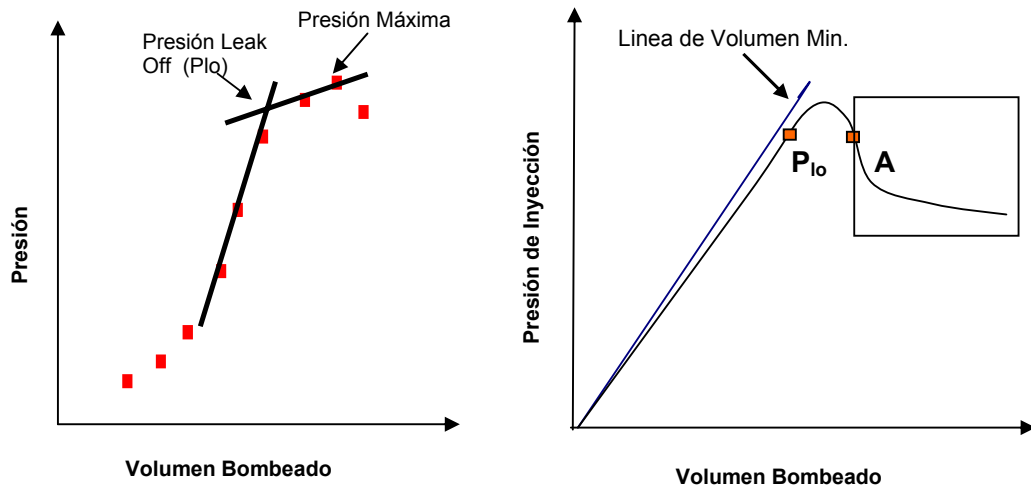


Figura 39. Presión vs. Volumen. Prueba estándar Leak Off (Izq.). Ciclo de presurización idealizado (Der.). Tomado de Addis et al, 1998.

A partir de la información de la tabla 1 es claro que únicamente los valores de  $P_{lo}$  son inadecuados para evaluar la calidad y uso de las pruebas de integridad para la estimación de los esfuerzos. Pues adicional al valor de  $P_{lo}$ , cada curva debe ser estudiada y relacionada a la información de perforación y litológica antes de utilizarla en la estimación de los esfuerzos.

**6.1.1 Prueba FIT:** Es una prueba de integridad de formación realizada cuando no es recomendable fracturar la formación, en tales casos el operador tiene buenos datos concernientes a la resistencia de la formación y no se espera que se aproxime a la presión de fractura. En la prueba FIT el pozo es presurizado a una determinada densidad de lodo y si la formación puede soportar la presión aplicada la prueba ha sido exitosa. Por lo tanto en la prueba FIT, la formación no es fracturada y la máxima presión que la formación acepta antes de que empiece a absorber fluido no es determinada, porque lo principal de la prueba es saber si el zapato resiste el máximo peso previsto de lodo que se diseñó para la siguiente sección de tubería. En general estas pruebas solamente proveen información del límite inferior del gradiente de fractura de la formación, el cual no se puede comparar con el esfuerzo mínimo horizontal,  $\sigma_h$ .

**6.1.2 Prueba Leak-Off (LOT):** Las pruebas leak-off convencionales son realizadas rutinariamente para estimar la máxima presión o el máximo peso de

lodo que la formación puede soportar antes de que ocurra la fractura, además de generar información acerca de la integridad formación / casing (chequear el sello del cemento entre el casing y la formación).

### **Procedimiento para la realización de una prueba Leak –Off (LOT)**

1. Después de bajar revestimiento en el pozo y haber esperado el tiempo apropiado para que el cemento se endurezca, se perfora el zapato del casing y posteriormente 10 a 20 ft de nueva formación es perforada para realizar la LOT.
2. Limpiar el hueco y circular hasta que la densidad del lodo en el anular sea homogéneo.
3. Se cierra el anular y se comienza el bombeo del fluido de perforación lentamente por el drill pipe a una rata constante de 0.25 a 1.5 bbl/min dentro de la sección de hueco abierto, permitiendo que no haya flujo fuera del pozo.
4. Se hace un monitoreo frecuente del volumen y la presión del sistema en el transcurso de la prueba (cada  $\frac{1}{4}$  bbl.) como se observa en la figura 40.
5. El bombeo continúa hasta que la rata de presión se incrementa lentamente indicando el rompimiento de la formación, el cual es notado al graficar la presión versus el volumen, donde se muestra una desviación de la línea

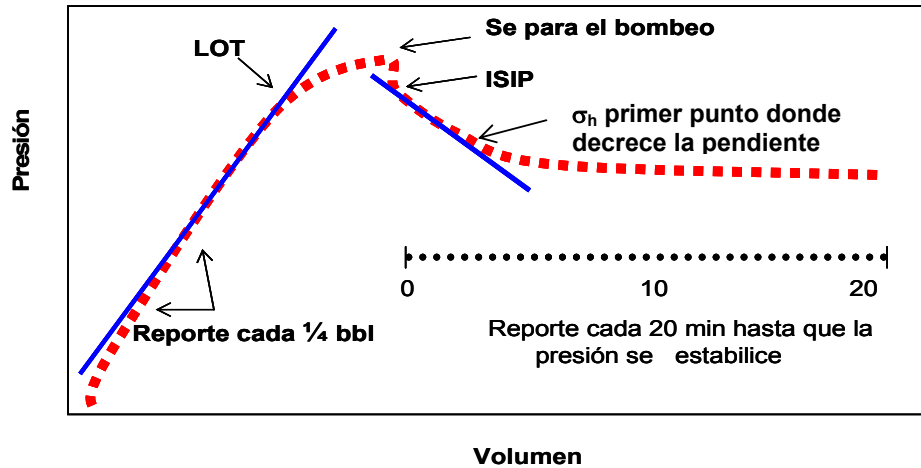


Figura 40. Determinación de la Presión de Leak-Off. Tomado: [www.Kingdomdrilling.co.uk](http://www.Kingdomdrilling.co.uk)

6. indicando que la presión de leak-off ha sido alcanzada como se muestra en la figura 41.

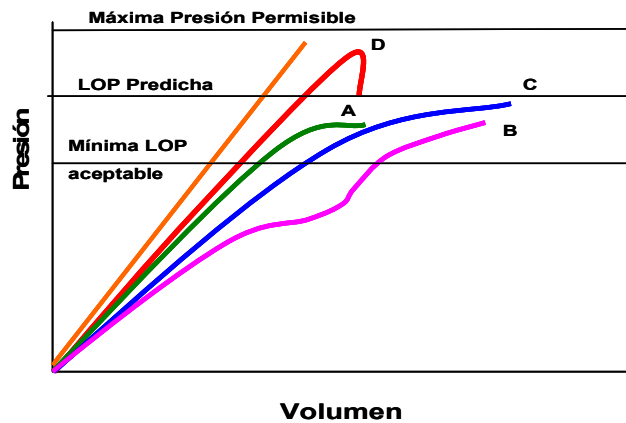


Figura 41. Cuando detener el bombeo en la prueba LOT. [www.Kingdomdrilling.co.uk](http://www.Kingdomdrilling.co.uk)

Observaciones respecto la figura 41.

**A:** Si la pendiente decrece sobre la mínima presión de Leak - Off aceptable, se bombea  $\frac{3}{4}$  o 1 bbl adicional y luego se detiene el bombeo.

**B:** si ocurre un descenso de la pendiente sobre la presión de Leak -Off, se bombean 1-2 bbl adicionales y continuar la curva. Si la presión aumenta, se retorna al caso A.

**C:** Si la gráfica es continuamente curva, detener el bombeo cuando la presión este fuera del nivel establecido (aproximadamente 3 a 4 puntos más de la misma presión).

**D:** Detener el bombeo si la presión cae abruptamente mientras se esta bombeando (Fuerte Breakdown).

7. Después del rompimiento, el bombeo cesa, la formación se empieza a cerrar y el decrecimiento de presión es monitoreado por 10 min.
8. Finalmente, habiendo establecido el punto de Leak -Off se obtiene la información de presión para no fracturar la formación y continuar con la perforación del pozo ahora con el conocimiento de las presiones máximas permitidas para no dañar la formación.

**6.1.3 Estimación de esfuerzos a partir de LOT:** Los métodos empleados sobre pruebas LOT para la determinación de esfuerzos asume que la  $P_{Lo}$  corresponde a la presión de iniciación de fracturas en la pared del pozo a partir de la teoría de elasticidad para distribuciones de esfuerzos alrededor de un hueco cilíndrico, Ecu. (50). La estimación de esfuerzo a partir de LOT generalmente son confiables para pozos verticales, debido a que la fractura solo seria generada por los esfuerzos horizontales en el tensor de esfuerzos (Addis et al., 1998).

Las aproximaciones comúnmente utilizadas para la determinación de esfuerzos *in situ* a partir de dato de LOT son:

- La presión de Leak Off ( $P_{Lot}$ ) es igual a la presión de iniciación de fractura como se observa en la Ecu. (50).

$$P_{lo} = 3\sigma_h - \sigma_H + T_o - P_o \quad (50)$$

- Asume una relación entre los esfuerzos horizontales  $\sigma_H$  y  $\sigma_h$  se soluciona para  $P_{Lo}$ .
- Asume la  $P_{Lo}$  igual a  $\sigma_h$

- Utiliza la presión instantánea de cierre (ISIP) (Instantaneous Shut In Pressure) cuando las bombas en superficie se detienen, como una indicación de la magnitud de  $\sigma_h$ .

Como se mencionó con anterioridad las pruebas LOT actualmente están siendo utilizadas para la determinación de  $\sigma_h$ , sin embargo el uso de esta técnica sufre de algunas deficiencias como por ejemplo:

- Lo más relevante es que la presión reportada puede no reflejar la iniciación de una fractura necesaria para determinar el campo de esfuerzos y ser efecto de la compresibilidad, expansión del revestimiento, fugas de cemento del revestimiento, etc.
- Otra de las falencias de esta prueba es que en las pruebas LOT solo se realiza un ciclo de presurización por tanto los datos que se obtengan de la prueba estarán influenciados por la resistencia a tensión de la roca, la proximidad de las fracturas en la cara del pozo o la presencia de una zona plástica alrededor de la cara del pozo.
- Al considerar que la presión de Leak Off es igual a la presión de iniciación de fractura se está considerando un hueco impermeable, el cual actúa elásticamente durante la presurización.
- Algunos estudios realizados por Brunei, a partir de pruebas LOT y minifrac disponible, muestran que los valores de LOT son 11% mayores que el mínimo esfuerzo horizontal ( $\sigma_h$ ) a partir de la presión instantánea de cierre cuando se detiene el bombeo (ISIP).

**6.1.4 Pruebas Leak Off Extendidas (ELOT):** Estas pruebas han sido utilizadas por la industria en los últimos ocho años para superar muchas de las dificultades de las pruebas LOT sin tomar significativamente mayor cantidad de tiempo. Una ELOT toma aproximadamente 1 hora para desarrollarla.

Óptimamente el método para desarrollarlo es muy parecido a una prueba LOT, pero toma prestado del fracturamiento hidráulico la metodología de varios ciclos presurizados, los cuales resultan en una mejorada estimación de esfuerzos. Las principales características buscadas en esta prueba para la interpretación de los datos son resumidas en la figura 42.

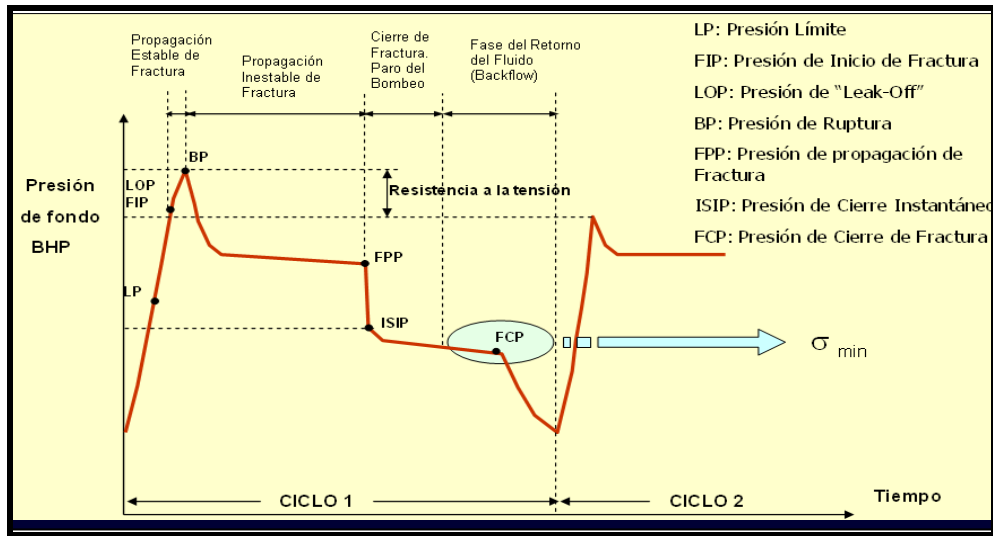


Figura 42. Ejemplo ideal de una curva de presión vs. Tiempo en una prueba ELOT. Tomado: Corzo et al, 2004.

**Procedimiento de campo de la prueba ELOT** El siguiente procedimiento es usualmente especificado cuando se conduce una ELOT:

1. Remover el cemento y perforar 10 ft de nueva formación.
2. Instalar un transductor electrónico en superficie en el choque del manifold o múltiple para mediciones de presión en el anular.
3. Circular fluido de perforación lo suficientemente grande para chequear sus propiedades adentro y afuera del pozo. Mediciones de la densidad del fluido deben ser hechas 3 veces al día con un lodo balanceado presurizado.
4. Colocar la broca de perforación 10 ft dentro del revestimiento, tirando la sarta de perforación.
5. Si un dispositivo de medición wireline es usado en el fondo del pozo, se debe instalar en superficie: una bomba, una preventora y un medidor de presión con el montaje de medición para el fondo del pozo. Conectar el transductor de superficie a la bomba para mediciones de la presión en el drill pipe.
6. Instalar la bomba del cemento
7. Correr el dispositivo de medición del fondo al tope de la broca o tirar el wireline unos 25 ft.

8. Cerrar la preventora del anular.
9. Bombear a una rata constante de  $\frac{1}{4}$  de barril por minuto ( $0.04 \text{ m}^3/\text{min.}$ , o más baja, hasta que el aumento de presión muestre un cambio definido en la rata de incremento.
10. Cerrar el bombeo y monitorear el decrecimiento de la presión por unos 10 minutos.
11. Liberar lentamente la presión del pozo, y registrar el volumen de fluido de perforación devuelto.
12. Repetir los pasos 9 – 11 para los ciclos 2 y 3.

En una ELOT, la presión se incrementa hasta que la Leak- Off es alcanzada, se inicia la propagación de la fractura, las bombas son entonces apagadas y el declive de la presión es monitoreado. La caída de la presión en la curva indica el cierre del bombeo (figura 42). Esto da una primera estimación de la magnitud del esfuerzo mínimo horizontal. Dos ciclos adicionales son llevados a cabo para superar la resistencia a la tensión de la formación y la concentración de esfuerzos alrededor del pozo. En el segundo y tercer ciclo, posterior a la aparición de un pico, presión constante es registrado (la propagación de la fractura) como se observa en la figura 58 en el segundo y tercer ciclo la presión de cierre (ISIP) usualmente da la mejor estimación de la magnitud del esfuerzo mínimo horizontal ( $\sigma_h$ ).

A pesar de las diferencias entre ELOT y fracturamiento hidráulico, las mediciones de esfuerzos tienen un marco teórico similar. En un tipo de roca poroelástica ideal, cuando una fractura es producida y orientada coaxialmente con el pozo, la magnitud y orientación de los esfuerzos de campo en el plano normal al eje del hueco puede ser determinada; esto requiere que (Haimson and Fairhurst):

- La magnitud  $\sigma_h$  sea estimada a partir de la presión de cierre
- La orientación de  $\sigma_H$  sea estimada directamente a partir de la orientación de la fractura
- La magnitud de  $\sigma_H$  sea estimada por alguna de estas expresiones:

Para la iniciación de la fractura se tendría:

$$\sigma_H = 3\sigma_h - \alpha P_i + T_o - (2 - \alpha)P_o \quad (51)$$

Y para la reapertura de la fractura sería:

$$\sigma_H = 3\sigma_h - \alpha P_r - (2 - \alpha)P_o \quad (52)$$

Las ecuaciones (50) y (52) son generalizaciones de la ecuación (50) para rocas poroelásticas. La ecuación (51) es calculada en el primer ciclo de presurización en una prueba de esfuerzos, mientras que la ecuación (52) se calcula con base en el segundo y tercer ciclo de leak-off, esto con el fin de evitar la incertidumbre concerniente de la resistencia de la formación a la tensión y de esa manera mejorar la probabilidad de identificar el  $\sigma_h$ .

La aplicación de la metodología y experiencia del fracturamiento hidráulico, a la interpretación de la ELOT es presentada en (Addis, 1998) donde las principales diferencias entre las pruebas incluyen:

- Los grandes volúmenes de fluido relativamente compresible y las rápidas tasas de bombeo comunes en las ELOT pueden resultar en la rotación de la fractura.
- La gran longitud (>3 m) del hueco involucrado en las ELOT comparada con la prueba de fracturamiento hidráulico ( $\approx 1$ m) incrementa la posibilidad de que la prueba reabriera una debilidad preexistente en el horizonte probado, en lugar de iniciar una nueva fractura.
- La ausencia de información de la geometría de la fractura en las ELOT hace que las interpretaciones de los registros de presión sean más difíciles que para las pruebas de fracturamiento hidráulico.
- El uso común de lodos de perforación no Newtonianos para conducir la prueba ELOT comparados a las aguas o salmueras ideales más típicamente usadas para la medición de los esfuerzos en fracturamientos hidráulicos pueden hacer la interpretación más difícil.

A pesar de estas diferencias las ELOT parecen proveer datos de esfuerzos consistentes y los registros de presión parecen contener las características

vistas en las más precisas pruebas de esfuerzos de fracturamiento hidráulico. Un aparato de medición de presión en el fondo del pozo (transductor) es preferido para estas pruebas pero es comúnmente no usado; sin embargo los datos parecen aún ser confiables. Cuando un estrecho margen existe entre la presión de poro y el gradiente de fractura un transductor de presión de fondo podría ser benéfico, porque la presión en el fondo del pozo es comúnmente más baja que la cabeza hidráulica del lodo debido a la expansión térmica del fluido de perforación.

**6.1.5 Fracturamiento Hidráulico:** El fracturamiento hidráulico es una de las técnicas de estimulación de mayor éxito; consiste esencialmente en inyectar a una formación determinada, un fluido denominado fluido fracturante, las presiones hacen que se introduzca por los poros y canales, de forma tal, que los canales se separen aumentando así el camino disponible para el flujo de los fluidos contenidos en el yacimiento.

El fluido fracturante consiste básicamente de un gel del cual se encuentra disperso el material de soporte. El fluido transporta el material de soporte y aporta la potencia hidráulica, necesaria para fracturar la formación. El material de soporte tiene como a su vez la finalidad, que al liberar la presión de operación, y las paredes adyacentes a las grietas intenten cerrar nuevamente la fractura, este material quede separado las paredes de forma que se mantenga abierta la fractura, pero se permite el paso de los fluidos.

El material de soporte generalmente se elige por su diámetro, esfericidad, resistencia a la ruptura y al embebimiento. (La resistencia a la ruptura, es la capacidad del agente sustentador de soportar cargas de confinamiento dentro de la formación sin romperse. La resistencia al embebimiento es la capacidad de no dejarse absorber por la formación, como se observa en la figura 43).



Figura 43. Efecto de embebimiento del material de soporte (propante).

### **Procedimiento para la realización de un fracturamiento Hidráulico:**

- Perforar hasta la zona de interés extrayendo un núcleo de la perforación
- Se determinan las características mecánicas del núcleo en laboratorio especialmente la  $T_0$ . La cual se puede obtener también in-situ a través de la diferencia entre la tensión de inicio de la fractura y la tensión de reapertura en el ciclo siguiente.
- Seleccionar el tramo a ensayar, bajar los obturados, inflarlos y sellar el tramo que se desea probar
- Instalar el equipo de inyección. Observar que la tasa de fluido inyectado sea constante para que no hayan fluctuaciones en el flujo.
- Controlar los incrementos de presión seleccionando un caudal de bombeo en superficie constante
- La presión del obturador debe fijarse en torno a la presión de rotura esperada en la roca e incrementarla luego en la misma proporción, que la presión de fluido inyectado. Con este procedimiento se reduce el riesgo de formar fracturas por la presión del obturador. La presión se debe registrar en función del tiempo
- La aparición de una fisura en la curva presión – tiempo indica que la presión de inyección superó la  $T_0$  de la roca. La presión en este momento es la presión de fractura.
- Inyectar un volumen de fluido suficiente para propagar la longitud de la fractura aproximadamente 3 veces el diámetro del taladro (1 – 50 bbl/min). Cuando esto se alcance la inyección se detiene y se monitorea la presión entre 3 a 10 minutos. La presión decrece y se estabiliza en la denominada presión de cierre instantáneo (ISIP)
- Los posteriores ciclos de presurización se deben hacer con caudales constantes de magnitudes similares.
  - Finalmente se inspecciona la prueba para revisar las fracturas generadas

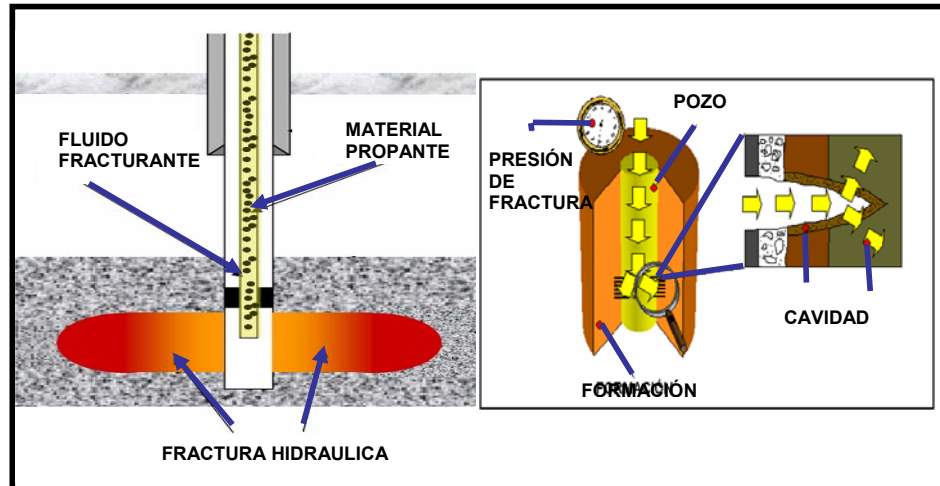


Figura 44. Diagrama clásico de fracturamiento hidráulico. Tomado CABRERA 2003.

## 6.2 DETERMINACIÓN DE LOS ESFUERZOS HORIZONTALES ( $\sigma_H$ y $\sigma_h$ )

En una perforación vertical, en un medio continuo con los esfuerzos in-situ orientados según la vertical y horizontal las fracturas aparecerán en la dirección horizontal si:

$$P > \sigma_v + T_o \quad (53)$$

y en la dirección vertical si:

$$P > \sigma_\theta + T_o \quad (54)$$

Cuando una fractura es producida, la magnitud del  $\sigma_h$  en el plano normal al eje del hueco puede ser determinada. Para esto hay que considerar una serie de suposiciones:

- La roca es elástica, lineal, isotrópica e impermeable
- La fractura se forma y propaga paralela al  $\sigma_H$
- La presión del fluido para generar la fractura es suficiente para superar la resistencia a la tensión ( $T_o$ ) de la roca.
- La presión necesaria para mantener abierta la fractura inducida tiene que ser igual o superior al  $\sigma_h$  que actúa perpendicular a la fractura.

Con las anteriores suposiciones y con la lectura de la magnitud del  $\sigma_h$  determinada directamente de la presión de cierre (ISIP) se puede calcular la magnitud del  $\sigma_H$  con la siguiente expresión:

$$\sigma_H = 3\sigma_h + T_o - \alpha P_b - (2 - \alpha)P_o \quad (55)$$

Donde la resistencia a la tensión  $T_o$ , puede ser estimada en el laboratorio a través de la prueba brasilera o durante la prueba haciendo  $T_o = P_b - P_c$ , que es la resta de la presión de ruptura en el primer ciclo  $P_b$  y la presión de cierre  $P_c$  en el segundo ciclo. En cualquier ciclo cuando el bombeo cesa la presión cae instantáneamente a la presión de cierre (ISIP). Si la fractura formada es normal a  $\sigma_3$  el esfuerzo mínimo horizontal puede ser estimado por:

$$\sigma_h = \sigma_3 = \text{ISIP} \quad (56)$$

Hasta el momento se han explicado algunas pruebas de campo que pueden ser utilizadas para la determinación de esfuerzos *in situ*, para la zona de estudio se contó con algunas de estas pruebas las cuales fueron utilizadas para determinar la magnitud del esfuerzo mínimo horizontal para los pozos de estudio Cupiagua A1Z ubicado en la zona central del campo Cupiagua y el pozo Liria YZ-10 localizado en la zona norte del mismo campo (bloque Recetor), el cual geográficamente se encuentra en el Piedemonte llanero colombiano, departamento Casanare.

A continuación se presentaran las pruebas que serán utilizadas para los estimar la magnitud del esfuerzo mínimo horizontal y los resultados obtenidos con las mismas.

### **Generalidades Pozo Cupiagua A1Z**

Cupiagua A1Z fue el pozo descubridor de Cupiagua. La perforación de este pozo tomo 327 días y se alcanzo una profundidad total de 14721 ft. El objetivo de este pozo era determinar la distribución del yacimiento y la productividad de las formaciones Mirador, Barco y Guadalupe, que posteriormente fueron probadas en Marzo/Abril de 1993 (ver figura 45). Las formaciones Guadalupe y Barco

fueron probadas y presentaron hidrocarburos, pero debido a problemas mecánicos la sección inferior del pozo fue perdida. El pozo fue subsecuentemente completado solo con la formación Mirador.

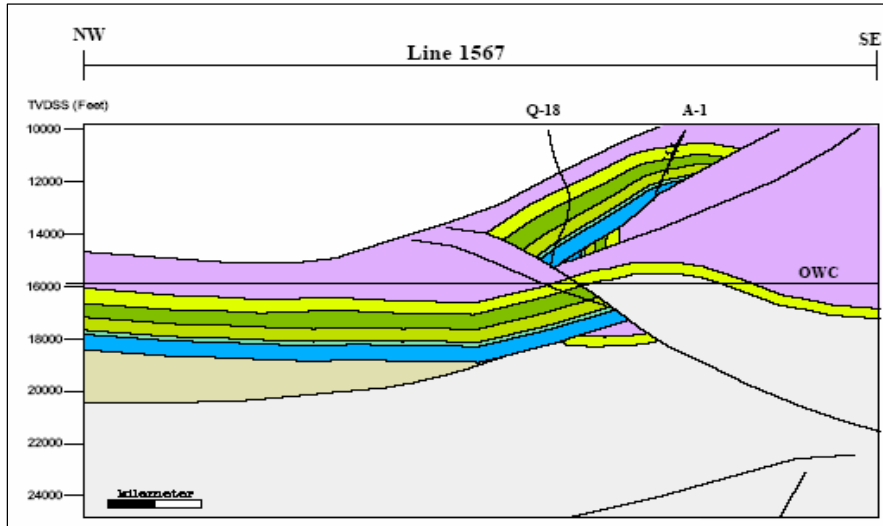


Figura 45. Corte transversal. Cupiagua A1Z. Tomado: wellreview 2001, BP Exploration Company.

**Tabla 2. Topes de las formaciones atravesadas por el pozo Cupiagua A1Z.** Tomado BP Exploration Company.

Formación	MD (ft)
Guayabo	35
Charte	3026
León	4289
Mid León SST	4475
Mid León MDST	4862
Low León SST	4905
Low León MDST	5136
Carbonera	5730
C1	5796
C2	7490
C3	8060
C4	8405
C5	8605
C6	9895
Yopal Fault Intra C6	10345

C7	10698
Fault back to C6	10826
C7-1	11002
C8 Siltstone top	11783
C8 Siltstone base	12375
Mirador	12439
Los Cuervos	12983
Barco	13464
Guadalupe MDST	13953
Guadalupe SST	14139
Guadalupe Massive	14302

Tabla 3. Información del pozo Cupiagua A1 Z. Tomado de Reporte Final de perforación pozo Cupiagua A1Z, BP Exploration Company.

Pozo	Cupiagua A1 Z
<b>Coord. Del pozo Origen Bogotá</b>	N: 1 067 963 m E: 1 161 670 m
<b>Departamento</b>	Casanare
<b>Formaciones Objetivos</b>	Mirador Barco Guadalupe
<b>Presencia de Fallas</b>	Falla Yopal a 10500 ft Falla Unete a 14600 ft

Para la determinación del esfuerzo mínimo horizontal a partir de las pruebas mencionadas en el capítulo anterior se tomo información de los pozos aledaños al pozo cupiagua A1 como se observa en la figura 46. Los pozos seleccionados fueron los pozos:

- Cupiagua Q-6
- Cupiagua Q-18
- Cupiagua U-9
- Cupiagua U-23

- Cupiagua XH-31
- Cupiagua XH-38
- Cupiagua XH-39
- Cupiagua XB-35

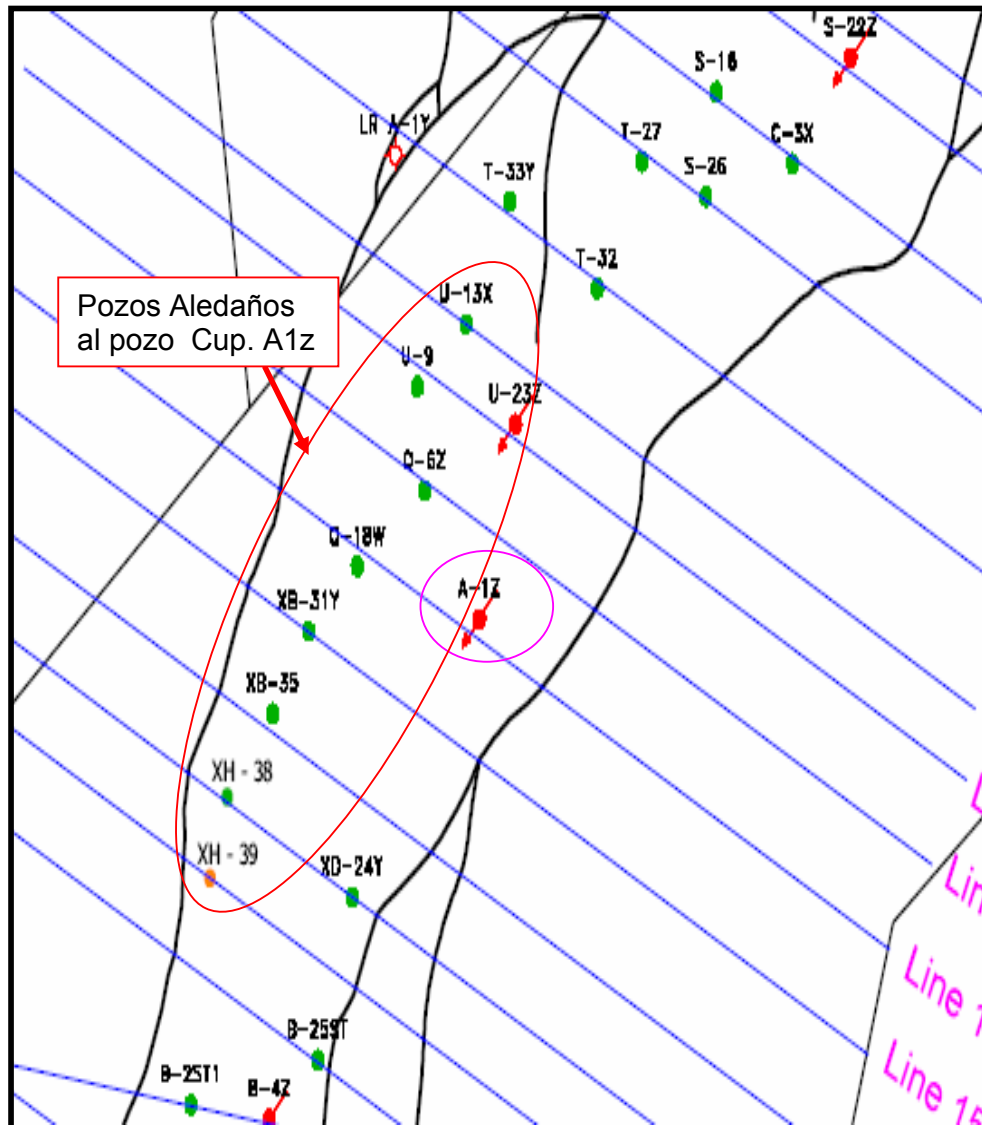
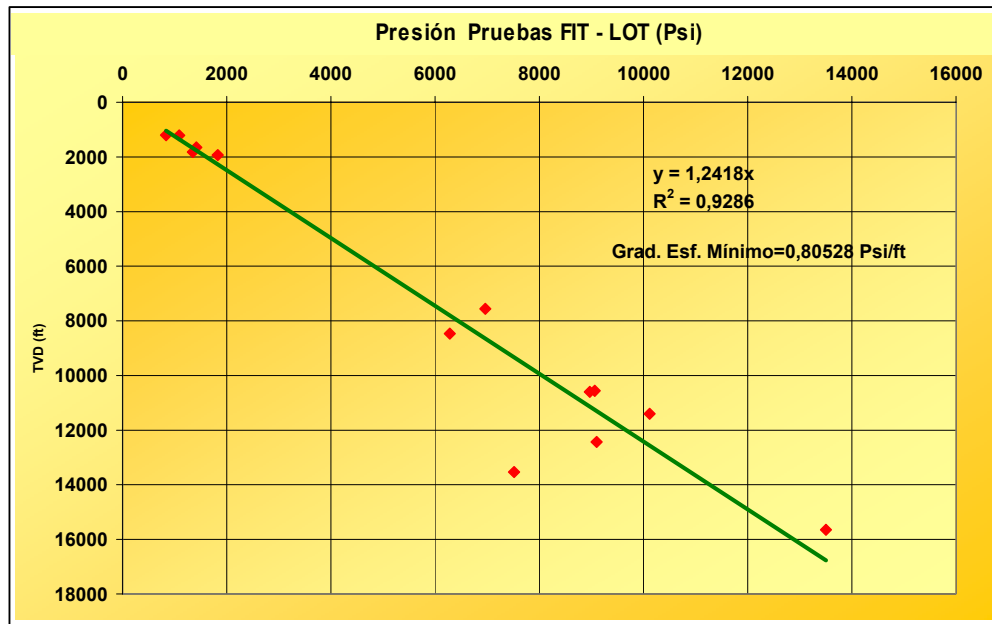


Figura 46. Localización del pozo Cupiagua A1Z y pozos aledaños. Tomado Wellreview, 2001. BP Exploration Company.

### 6.2.1 Cálculo del Esfuerzo mínimo a partir de pruebas Leak Off en el pozo Cupiagua A1-Z.

Tabla 4. Recopilación de datos de pruebas LOT/FIT realizadas en los pozos aledaños al pozo de estudio Cupiagua A1Z

PRUEBA LEAK OFF CAMPO CUPIAGUA							
Estructura	Pozo	Prueba	EMW ppg	P. Fractura psi	Prueba MD	Prueba TVD	MW ppg
flanco	Q-6	LOT	16,27	8964,40	10561	10600	12,0
flanco	Q-6	FIT	16,60	13502,25	15945	15644	12,4
flanco	Q-6	LOT	10,67	7508,27	13735	13539	9,5
cresta	A-1		14,28	1350,00	1819	1819	9,2
cresta	A-1		17,72	6762,00	7550	7557	11,4
cresta	A-1		14,07	8968,00	12640	12435	10,6
flanco	U-9	LOT	18,16	1825,89	1935	1935	9,5
flanco	U-9	FIT	17,07	10114,22	11500	11401	12,0
flanco	Q-18	FIT	17,25	1085,37	1213	1210	9,30
flanco	Q-18		14,27	6281,37	9215	8465	11,20
flanco	U-13		16,50	1415,70	1654	1650	8,80
flanco	U-13		16,49	9060,13	11308	10566	11,30
flanco	XB-35		13,41	835,39	1198	1198	8,30
flanco	XB-35		19,00	12924,03	13518	13081	8,33
cresta	XD-24		11,07	703,43	1222	1222	9,4
flanco	XH-38	LOT	12,22	826,71	1302	1301	9,0
flanco	XH-38	FIT	21,06	14093,10	13233	12869	16,2
flanco	XH-39	FIT	12,85	884,70	1325	1324	9,0
flanco	XH-39	FIT	17,26	11595,96	13802	12920	11,6
flanco	XH-31		14,50	8320,39	11705	11035	12,2
flanco	XH-31		13,37	9421,89	14536	13552	7,4
flanco	XH-31		17,95	12709,17	14611	13616	13,0
flanco	U-23	FIT	14,02	7783,96	11780	10677	11,5



Grafica 1 Relación entre la presión de Prueba FIT- LOT (psi) Vs. Profundidad Vertical Real (TVD) para el pozo Cupiagua A1.

Para estimar el valor de esfuerzo mínimo horizontal ( $S_h$ ) de la gráfica 1 de presión obtenidas a partir de las pruebas FIT y LOT Vs. Profundidad (TVD). Se realizó una regresión lineal que arrojó la siguiente relación:  $y = 1,2148x$

A partir de la cual se obtiene un gradiente de  $S_h = 0,80528$  Psi/ Ft para el pozo cupiagua A1.

Otras pruebas que se utilizaran para la determinación de la magnitud del esfuerzo mínimo horizontal son las pruebas minifrac que fueron realizadas en los pozos aledaños al pozo de estudio Cupiagua A1Z.

A continuación se reportaran las pruebas Minifrac disponibles.

Tabla 5. Pruebas Minifrac pozos aledaños al Pozo de estudio Cupiagua A1Z.

Pozo	Prueba	Formación
Cup XB-35	Mini-Frac	Guadalupe
Cup XB-35	Mini-Frac	Mirador
Cup XB-35	Mini-Frac	Barco
Cup XH-38	Mini-Frac	Guadalupe
Cup XH-38	Mini-Frac	Mirador
Cup XH-38	Mini-Frac	Barco

Tabla 6. Resultados de la prueba Minifrac Pozo Cupiagua XB-35 Formación Guadalupe.

Fluidos	Superficie	Fondo Pozo
35 # Gel	133 bbl	160 bbl
Spectra frac G-3500	190 bbl	190 bbl
Agua 2% KCl y reductor de fricción	220 bbl	-
Presión y Rata		
Presión de Ruptura	12640 Psi	19380 Psi
Rata Máxima	15 bpm	15 bpm
Gradiente de Fractura		
ISIP	11250 Psi	18500 Psi
Gradiente de Fractura	-	1,13 Psi/ft

Tabla 7. Resultados de la prueba Minifrac Pozo Cupiagua XB-35 Formación Barco.

<b>Fluidos</b>	<b>Superficie</b>	<b>Fondo Pozo</b>
Spectra frac G-4500	480 bbl	480 bbl
Agua 2% KCl y reductor de fricción	240 bbl	-
<b>Presión y Rata</b>		
Presión de Ruptura	No observada	No Observada
Rata Máxima	18 bpm	18 bpm
<b>Gradiente de Fractura</b>		
ISIP	8600 Psi	15300 Psi
Gradiente de Fractura	-	0,98 Psi/ft

Tabla 8. Resultados de la prueba Minifrac Pozo Cupiagua XB-35 Formación Barco.

<b>Fluidos</b>	<b>Superficie</b>	<b>Fondo Pozo</b>
Spectra frac G-4500	1000 bbl	1000 bbl
Agua 2% KCl y reductor de fricción	211 bbl	-
<b>Presión y Rata</b>		
Presión de Ruptura	No observada	No Observada
Rata Máxima	31 bpm	31 bpm
<b>Gradiente de Fractura</b>		
ISIP	4100 Psi	10700Psi
Gradiente de Fractura	-	0,71 Psi/ft

Tabla 9. Resultados de la prueba Minifrac Pozo Cupiagua XH-38 formación Guadalupe.

<b>Fluidos</b>	<b>Superficie</b>	<b>Fondo Pozo</b>
Spectra frac G-4500	571 bbl	571 bbl
Agua 2% KCl y reductor de fricción	308 bbl	-
<b>Presión y Rata</b>		
Presión de Ruptura	No observada	-
Rata Máxima	35 bpm	35 bpm
<b>Gradiente de Fractura</b>		
ISIP	5800 Psi	12918 Psi
Gradiente de Fractura	-	0,79 Psi/ft

Tabla 10. Resultados de la prueba Minifrac Pozo Cupiagua XH-38 formación Barco.

<b>Fluidos</b>	<b>Superficie</b>	<b>Fondo Pozo</b>
Spectra frac G-4500	500 bbl	499 bbl
Agua 2% KCl y reductor de fricción	235 bbl	-
<b>Presión y Rata</b>		
Presión de Ruptura	No observada	-
Rata Máxima	26 bpm	26 bpm
<b>Gradiente de Fractura</b>		
ISIP	5650Psi	12700Psi
Gradiente de Fractura	-	0,79 Psi/ft

Tabla 11. Resumen de valores de ISIP en las pruebas minifrac de los pozos off set al Cup. A1

pozo	ISIP (psi) Fondo	ISIP (psi) superficie	Grad. De $\sigma_h$ (psi/ft)
XB-35	18500	11250	1.13
XB-35	15300	8600	0.98
XB-35	10700	4100	0.71
XH-38	12918	5800	0.79
XH-38	12700	5650	0.79

A partir de estas pruebas Mini frac se puede inferir que el esfuerzo mínimo se encuentra variando en un rango que va desde 0.79 psi/ft hasta 0.98 psi/ft.

#### Pozo Liria YZ-10.

Este pozo se encuentra localizado en la parte norte del campo Cupiagua (Bloque Recetor). Para este pozo se tomaron como pozos aledaños, los siguientes pozos, ver figura 47:

- Liria YD2
- Liria YB3
- Liria YR4
- Liria YR6
- Liria YR7
- Liria YT8
- Liria YT9

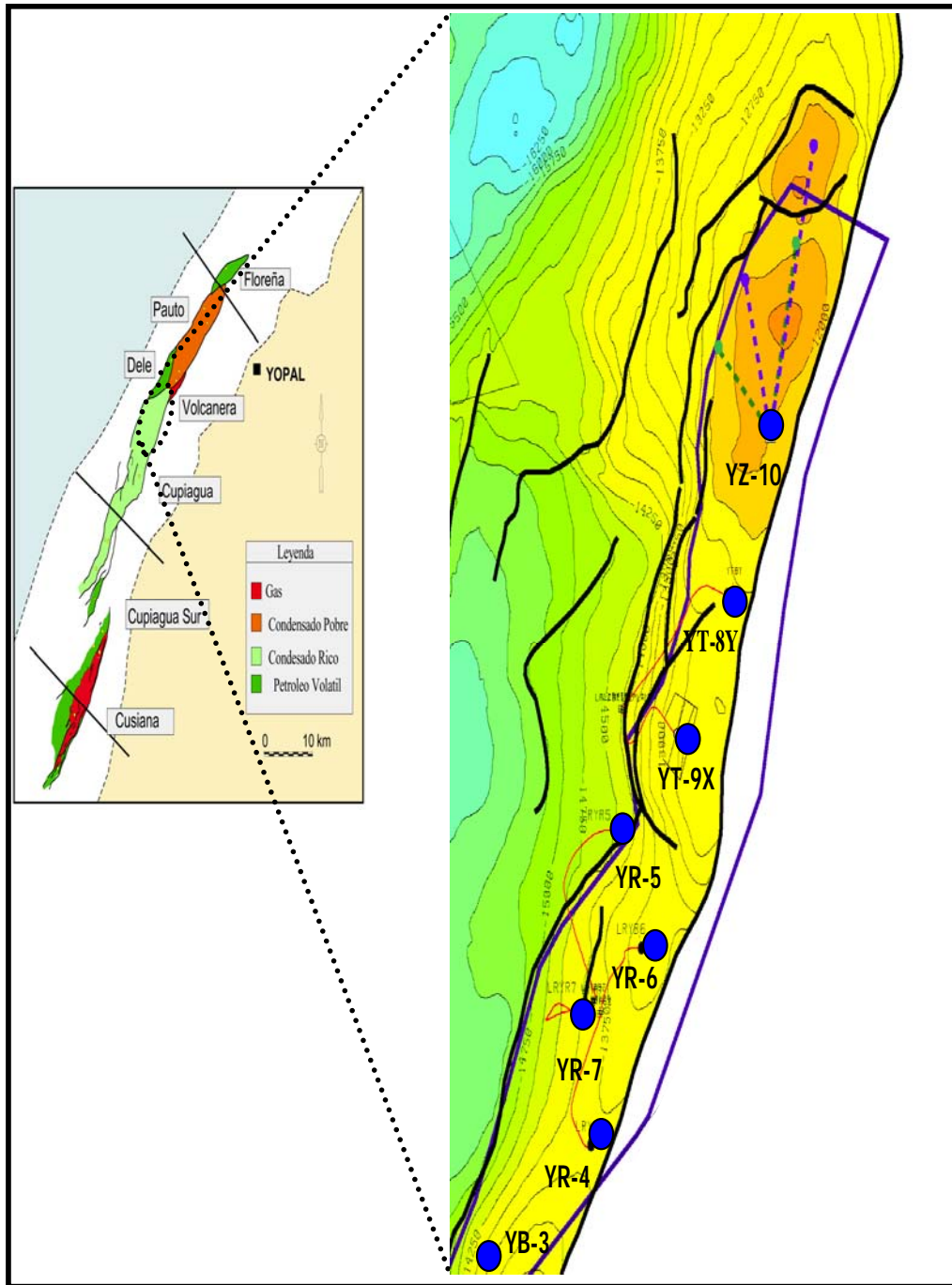


Figura 47. Localización del pozo Liria YZ-10. Tomado wellreview 2003. BP Exploration Company.

Tabla 12. Los topes de las formaciones que han sido atravesadas por este pozo Tomado de Datos de perforación pozo Liria YZ-10. BP Exploration Company.

<b>Formación</b>	<b>MD (ft)</b>
Guayabo	SURF
Charte	2875
León	4179
C1	5423
C2	7237
C3	7825
C4	8311
C5	8402
C6	9914
Intra C6 fault	10337
Intra C7 fault	10945
Yopal fault to C6	13105
C7	13405
C8	14257
Mirador	14720
Cuervos	15275
Barco	15825
Guadalupe Mdst	16255
TD	16355

Tabla 13. Localización del pozo Liria YZ-10. Campo Cupiagua.(Tomado: BP Exploration Company)

<b>Pozo</b>	<b>Liria YZ-10</b>
<b>Coord. Del pozo</b>	N: 1.081.040 m
<b>Origen Bogotá</b>	E: 1.170.162 m
<b>Coord. Geográficas</b>	Latitud: 5°19'47.882" N
	Longitud: 72°32'45.513" W
<b>Departamento</b>	Casanare
<b>Formación Objetivo</b>	Mirador: 14720 ft
<b>Presencia de Fallas</b>	Falla Yopal: 13105 ft

Tabla 14. Recopilación datos de pruebas LOT/FIT de los pozos Liria (Bloque Recetor). BP Exploration Company.

Pozo	Tipo de Prueba	Fecha	Volumen	Volumen	EMW	Presión	P. Fondo	Prueba	Prueba	Casing	MW	Pf
			Total	Perdido	ppg	Superficie	psi	MD	TVD	OD	ppg	Psi
Liria A1	FIT	Julio 27, 1993			11,10	200	965	1673	1673,0	26,00	8,8	965,656
Liria YD2	FIT	Septiembre 12, 1999	7,50	0,00	11,90	250	1027,4	1661	1661,0	26,00	9,0	1027,83
Liria YD2	FIT	Noviembre 17, 1999	17,50	5,00	15,70	2416	11504,5	14115	14095,0	14,75	12,4	11507,2
Liria YB3	FIT	Diciembre 2, 2000			14,04	350	875,3	1217	1217,0		8,3	888,507
Liria YB3	FIT	Abril 9, 2001			16,02	1200	10551,8	13505	12665,0		14,2	10550,5
Liria YR4	FIT	Abril 19, 2001			16,71	248	1059	1220	1220,0	26,00	12,8	1060,08
Liria YR4	FIT	Julio 19, 2001	11,20	1,20	15,97	1900	10940	13666	13184,0	14,75	13,2	10948,5
Liria YR5	FIT	Junio 20, 2001	1,30	0,20	12,86	270	815,6	1220	1219,5	26,00	8,6	815,504
Liria YR5	FIT	Agosto 25, 2001	809,00	6,60	14,03	1602	9666,9	13811	13256,0	14,75	11,7	9671,05
Liria YR5	FIT	Diciembre 21, 2001			14,45	5350	12573	17647	16753,0	10,63	8,3	12588,2
Liria YR6	FIT	Noviembre 24, 2001			11,38	150	718	1215	1214,0		9,0	718,397
Liria YR6	FIT	Marzo 14, 2002	12,70	1,40	14,53	2000	9584	12810	12695,0		11,5	9591,83
Liria YR7	FIT	Febrero 26, 2002	0,70		12,99	260	806	1195	1195,0		8,8	807,199
Liria YR7	FIT	Abril 16, 2002	10,75	1,25	14,59	2050	9992	13460	13179,0		11,6	9998,64
Liria YR7	FIT	Mayo 30, 2002			15,04	6000	13590	17448	17394,0		8,4	13603,5
Liria YT8	FIT	Septiembre 8, 2003	21,00	0,00	14,29	2309	7187	10244	9680,0	14,75	9,7	7193,01
Liria YT9	FIT	Agosto 14, 2004			11,01	150	686,85	1200	1200,0	26,00	8,4	687,024
Liria YT9	FIT	Agosto 28, 2004			11,98	700	3531,56	5720	5669,0	18,50	9,1	3531,56
Liria YT9	FIT	Diciembre 14, 2004			14,90	1157	7179	9338	9274,0	14,75	10,6	7185,5
<b>Liria YZ10</b>	FIT	Junio 19, 2005	1,75		11,55	350	1721,4	2925	2866,6	20,00	9,2	1721,68
<b>Liria YZ10</b>	FIT	Agosto 4, 2005			17,95	1800	9488,01	10644	10165,0	14,75	14,5	9488,01

### 6.2.2 Cálculo del Esfuerzo mínimo a partir de pruebas Leak Off en el pozo Liria YZ-10.

A partir de las pruebas leak off (LOT) reportadas en la tabla 14 se estimó la magnitud del esfuerzo mínimo horizontal graficando la presión de fractura Vs. Profundidad real vertical (TVD) a la cual se realizó la prueba. La presión de fractura se calculo a partir de la ecuación (57) así:

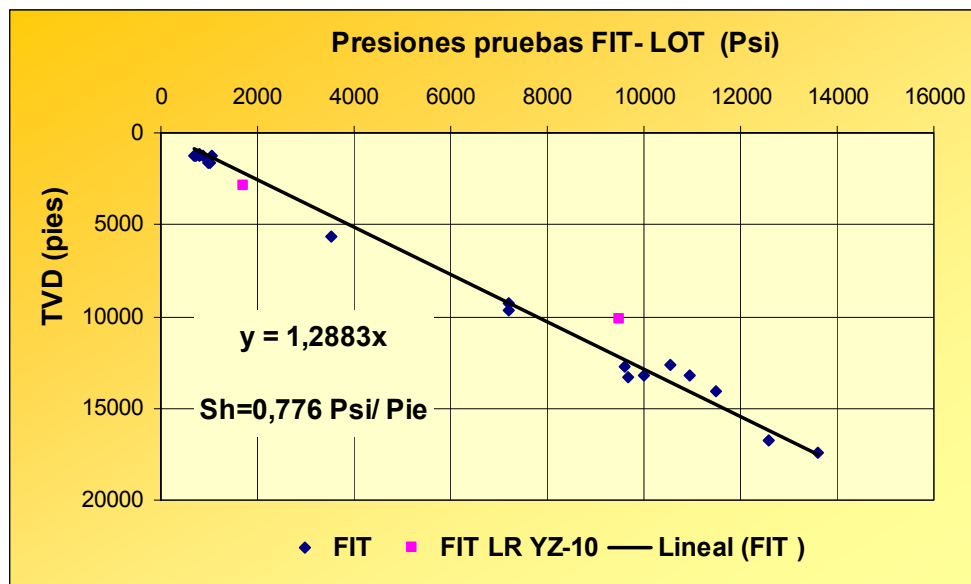
$$P_f = 0,052 * EMW * TVD \quad (57)$$

Donde:

$P_f$ : Presión de Fractura (Psi)

EMW: Peso de lodo equivalente (ppg)

TVD: Profundidad real vertical (True Vertical Depth) (ft)



Gráfica 2 Relación de Presión prueba FIT (psi) Vs. Profundidad vertical real (TVD) para el pozo Liria YZ-10.

Para estimar el valor de esfuerzo mínimo horizontal ( $Sh$ ) de la gráfica 2 en la cual se relacionan las presiones obtenidas a partir de pruebas FIT y LOT Vs. Profundidad (TVD). Se realizó una regresión lineal que arrojó la siguiente relación:  $y = 1,2886X$

A partir de la cual se obtuvo un gradiente de  $Sh = 0,776 \text{ Psi/ Ft}$  para el pozo Liria YZ-10.

### **6.3 DETERMINACION DE PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS EN LOS POZOS LIRIA YZ-10 Y CUPIAGUA A1-Z**

Para realizar análisis de estabilidad de pozo, determinación de esfuerzos *in situ*, fracturamiento hidráulico entre otras aplicaciones en la industria del petróleo, es indispensable tener conocimiento de las propiedades mecánicas de las rocas, las cuales normalmente son medidas en laboratorio a partir de pruebas triaxiales o uniaxiales (pruebas estáticas) sobre pequeñas muestras extraídas de corazones ó pueden ser estimadas a partir de velocidades acústicas en laboratorio.

Sin embargo; pocas veces se cuentan con muestras de corazones para realizar las mediciones de las propiedades mecánicas debido a que el corazonamiento es un procedimiento costoso sobre todo cuando se trata de extraer corazones en litologías arcillosas; como una alternativa, es posible estimar las propiedades mecánicas de la roca, y los parámetros elásticos de las mismas a través de registros de pozo, los cuales permiten tener una mayor cobertura de las formaciones que las medidas de corazones y es menos costoso.

Con la finalidad de conocer los módulos elásticos y los valores de resistencia de la roca en los pozos a analizar, se probaron algunas de las correlaciones publicadas en la literatura, las cuales se encuentran en función de parámetros medibles a partir de registros de pozo.

#### **6.3.1 Determinación de Módulos Elásticos**

Si bien las rocas no presentan un comportamiento elástico, hacer esta asunción, permite tener una primera aproximación del comportamiento de las rocas a través del cálculo de los módulos elásticos entre los que se encuentran el módulo de cizalla, el módulo de Young, módulo Bulk y la relación de Poisson.

- **Modulo de Cizalla (G)**

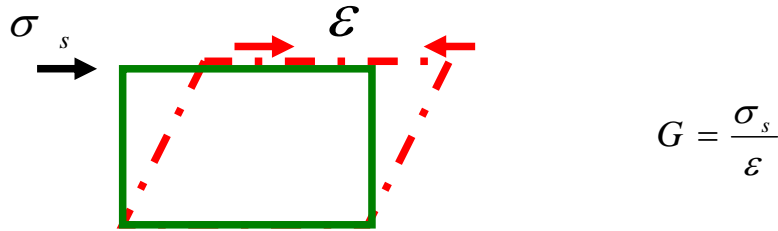


Figura 48. Esquema representativo de la relación existente entre el esfuerzo de cizalla y la deformación de cizalla. Tomado de Reporte combinado Liria YZ-10, Schlumberger.

El modulo de cizalla puede ser entendido como la relación entre el esfuerzo de cizalla y la deformación de cizalla. Este módulo puede ser calculado en función del tiempo de transito de la onda compresional (DTc), obtenido a partir de registros sonicos y la densidad de la formación. (leída del registro de densidad. (The Rock Physics Handbook):

$$G = 1.34 * 10^{10} \left( \frac{\rho}{DT_s^2} \right) \quad (58)$$

- **Modulo Bulk (K)**

El modulo Bulk puede ser definido como la relación existente entre el esfuerzo hidrostático y la deformación volumétrica, este modulo es el reciproco o el inverso de la compresibilidad bulk. Una alta compresibilidad corresponde a un bajo modulo bulk. La correlación para determinar este modulo se encuentra planteada en función de los tiempos de tránsito de las ondas compresionales (DTc) y de cizalla (DTs), obtenidas del registro sonico y la densidad de la formación (obtenida del registro de densidad la siguiente, (The Rock Physics Handbook):

$$K = 1.34 * 10^{10} \rho \left( \frac{1}{DT_c^2} - \frac{4}{3DT_s^2} \right) \quad (59)$$

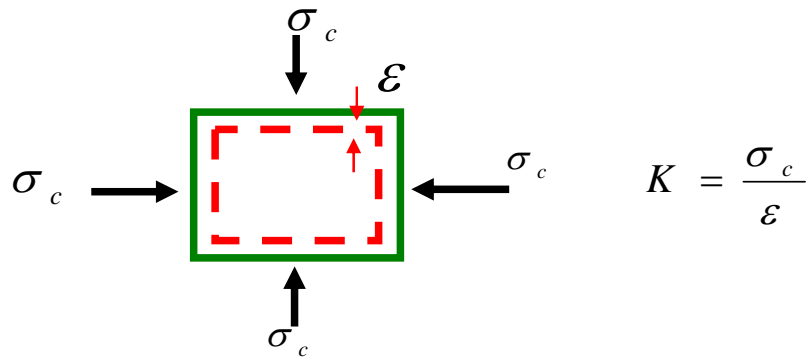


Figura 49. Esquema representativo de la relación existente entre el esfuerzo hidrostático y la deformación volumétrica. Tomado de Reporte combinado Liria YZ-10, Schlumberger.

▪ **Modulo de Young (E)**

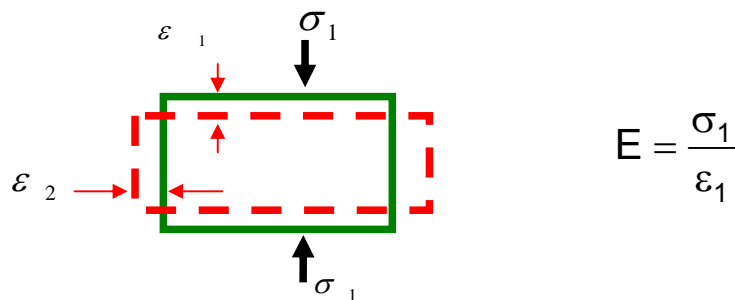


Figura 50. Esquema representativo de la relación existente entre el esfuerzo axial y la deformación axial. Tomado de Reporte combinado Liria YZ-10, Schlumberger.

El modulo de Young puede ser interpretado como la relación entre el esfuerzo axial aplicado y la deformación axial que se genera por la carga aplicada. La correlación utilizada para el cálculo de este modulo es la siguiente, (The Rock Physics Handbook):

$$E = 2G(1 + \nu) \tag{60}$$

Donde G es el modulo de cizalla y  $\nu$  es la relación de poisson.

- **Relación de Poisson ( $\nu$ )**

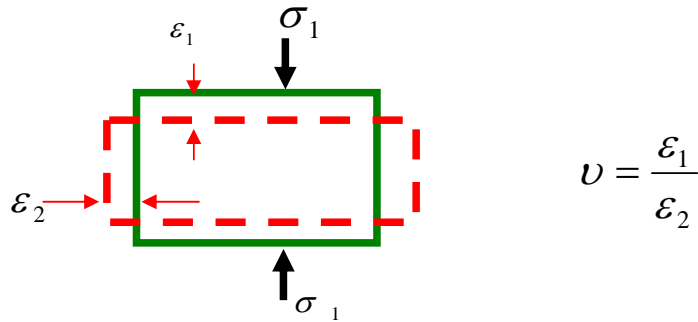


Figura 51. Esquema representativo de la relación existente entre el esfuerzo axial y la deformación axial. Tomado de Reporte combinado Liria YZ-10, Schlumberger.

La relación de Poisson es el modulo elástico que relaciona la deformación longitudinal y la deformación en dirección transversal, este modulo puede ser determinado utilizando la siguiente correlación en función de las velocidades de las ondas compresionales y de cizalla, las cuales son los inversos de los tiempos de tránsito de las ondas compresionales y de cizalla en us/ft, obtenidos del registro sonico, (The Rock Physics Handbook):

$$\nu = \frac{(v_p^2 - 2v_s^2)}{2(v_p^2 - v_s^2)} \quad (61)$$

### 6.3.2 Determinación de la Resistencia de las Rocas

#### 6.3.2.1 Resistencia a la Compresión Inconfinada (UCS)

Es una medida de la resistencia de la roca en la cual una muestra de roca en forma cilíndrica es colocada en una celda de carga y la carga axial es incrementada con presión de confinamiento de cero. Con esta prueba además de medir la resistencia a la compresión inconfinada de la roca, al monitorear las variaciones del esfuerzo aplicado y las deformaciones que se presentan en la muestra se puede construir una curva de esfuerzo - deformación con la cual se pueden determinar (FJaer, 1996):

- La resistencia a la compresión inconfiada, UCS (unconfined compressive stress) que en la curva esfuerzo deformación se visualiza como un pico donde el esfuerzo axial tomo el máximo valor.
- El modulo de Young (E) (tangente que es la pendiente de la curva esfuerzo-deformación).
- La relación de Poisson ( $\nu$ )

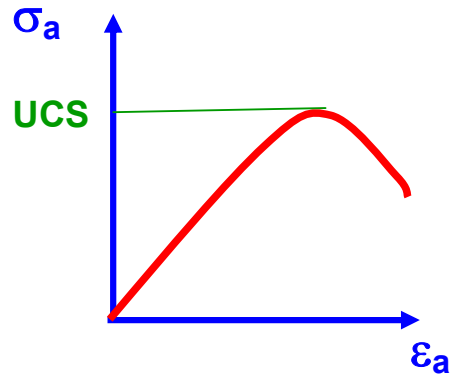
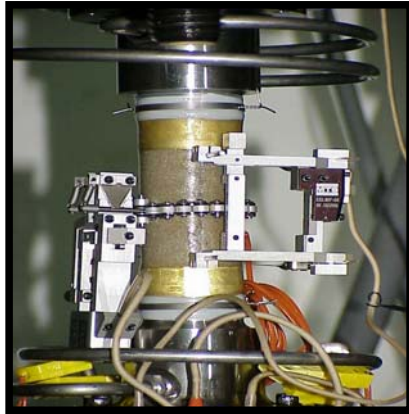


Figura 52. (Izq.) Montaje de prueba UCS, donde se aprecian los extensómetros radiales y circunferenciales que miden las deformaciones en la muestra al someterla a carga axial. (Der.) Curva esfuerzo axial Vs Deformación axial a partir de la cual se obtienen los módulos elásticos. Tomado. Laboratorio Mecánica de Rocas ECOPETROL-ICP.

La mayoría de las rocas presentan fallas frágiles cuando son sometidas a pruebas no confinadas como la resistencia compresiva uniaxial (UCS). La curva esfuerzo- deformación, sin embargo, es no lineal en la mayoría de los casos, lo cual significa que  $E$  y  $\nu$  dependen del esfuerzo axial. Es común en este tipo de curva especificar los valores de  $E$  y  $\nu$  al 50% del esfuerzo máximo.

Teóricamente, la resistencia compresiva inconfiada depende en gran medida de la presencia de fracturas o imperfecciones presentes en la muestra. De este modo, de las medidas de UCS se espera sean muy sensitivas a las heterogeneidades de la muestra y a las fracturas inducidas durante los procesos de corazonamiento y tratamiento del corazón. Lo anterior genera gran incertidumbre en los datos experimentales, debido a esto una alternativa es desarrollar pruebas triaxiales a muy bajas presiones de confinamiento, donde

algunos de las fracturas que no estén asociadas con la naturaleza de la roca permanezcan cerradas.

### **Procedimiento para la Determinación de los Módulos Elásticos a Partir de Pruebas de Laboratorio.**

Los procedimientos que se mostraran para la determinación de los módulos elásticos, Solo son validos para la zona elástica. Sin embargo las mediciones en laboratorio de las deformaciones y la resistencia de la roca, usualmente no reflejan las propiedades in-situ a gran escala en forma exacta, debido a que las últimas son fuertemente influenciadas por diaclasas, fallas, heterogeneidades, planos de debilidad y otros factores, por consiguiente los especimenes deberán ser empleados con juicio propio para las aplicaciones ingenieríles.

Para determinar los módulos elásticos es necesario calcular previamente las deformaciones axiales, laterales y el esfuerzo axial (ASTM, D3148).

#### ▪ **Calculo de la deformación axial( $\epsilon_a$ ):**

$$\epsilon_a = \frac{\Delta L}{L} \quad (62)$$

Donde:

$L$ : Longitud original del gage no deformado.

$\Delta L$ : cambio en la medida de la longitud axial (negativo para disminución de la longitud).

#### ▪ **Calculo de la deformación lateral ( $\epsilon_l$ ):**

$$\epsilon_l = \frac{\Delta D}{D} \quad (63)$$

Donde:

$D$ : diámetro original no deformado.

$\Delta D$ : cambio en el diámetro (positivo para incrementar el diámetro).

- **Calculo del modulo de Young (E):**

El modulo de Young puede ser calculado usando varios métodos, lo más común es realizar tres cálculos del módulo de Young:

Modulo tangente: para hallarlo se toman los valores de esfuerzo y deformación axial en 25 y 75% del valor de resistencia máxima.

Modulo secante: se realiza las mismas lecturas pero a 0 y 50%.

Modulo promedio: igual que los módulos anteriores pero las lecturas se harán a 20 y 80%.

- **Calculo de la relación de Poisson (ν):**

La relación de Poisson, esta muy afectada por la no linealidad a bajos niveles de esfuerzos en las curvas de deformación axial y lateral, esto sugiere que la relación de Poisson puede ser calculada de la siguiente ecuación:

$$\nu = \frac{E}{\text{pend.curvalateral}} \quad (64)$$

Donde la pendiente de la curva lateral es determinada de la misma manera que se hizo para el modulo de Young.

A Pesar de la importancia de la información que se genera en una prueba de resistencia confinada, la poca disponibilidad de corazonces en las formaciones del suprayacentes al reservorio, hizo necesario la utilización de 27 correlaciones empíricas, de las cuales 12 fueron planteadas para litologías de arenas y 15 para litologías de shale, estas correlaciones fueron tomadas del trabajo realizado por *Chandong Chang, 2004* y *AMOCO, 1995*. En el trabajo de *Chandong* se presentó una recopilación de correlaciones de Resistencia compresiva confinada (UCS) para diversas litologías cuales han sido propuestas en función de parámetros geofísicos medibles a través de registros de pozo tales como la porosidad, la velocidad compresional, los módulos elásticos, la profundidad, el tiempo de transito. (Ver Anexo A: propiedades Mecánicas).

Para seleccionar la correlación mas adecuada para las formaciones presentes en los pozos Liria YZ-10 y Cupiagua A1Z se siguió la siguiente metodología:

1. Recopilar la mayor cantidad posible de información de los pozos de estudio como: registro gamma-ray, registro densidad, Vsh, porosidad total, velocidad compresional y de cizalla, profundidad TVD, relación de Poisson, modulo de Young, modulo de cizalla, datos de UCS elásticos tomados en laboratorio.
2. A partir de registros de pozos se calcular los módulos elásticos necesarios: módulo de Young (E), módulo de cizalla (G), relación de Poisson ( $\nu$ ).
3. calcular información petrofísica: porosidad total, porosidad efectiva, contenido de minerales arcillosos (Vsh).
4. Para separar los intervalos de arena y arcillas, se tomo un cutoff de 0.35 en el valor de Vsh para probar las correlaciones; por tanto, las correlaciones de arena se probaron en intervalos donde  $Vsh < 0.35$  y las correlaciones de arcillas en intervalos con  $Vsh > 0.35$ .
5. Graficar todas las correlaciones con el objetivo de mirar los perfiles de resistencia a la compresión inconfiada que se generan con las diferentes correlaciones.
6. Para terminar se selecciona la correlación que arroje mejores resultados, es decir; aquellos resultados acordes con los obtenidos a través de pruebas de laboratorio para las formaciones de la zona de estudio.

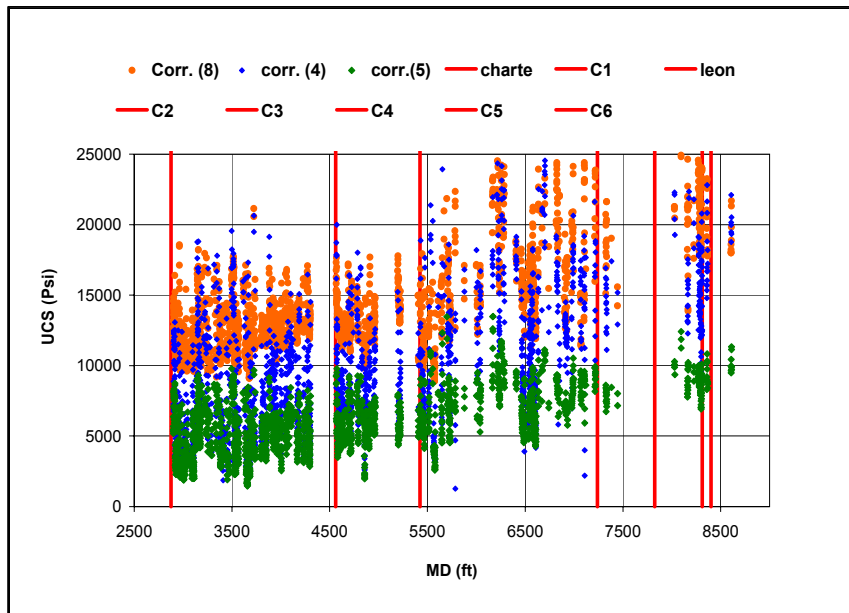
Finalmente al aplicar los pasos anteriormente descritos se obtuvieron los siguientes resultados para los pozos de estudio:

### **Pozo Liria YZ-10**

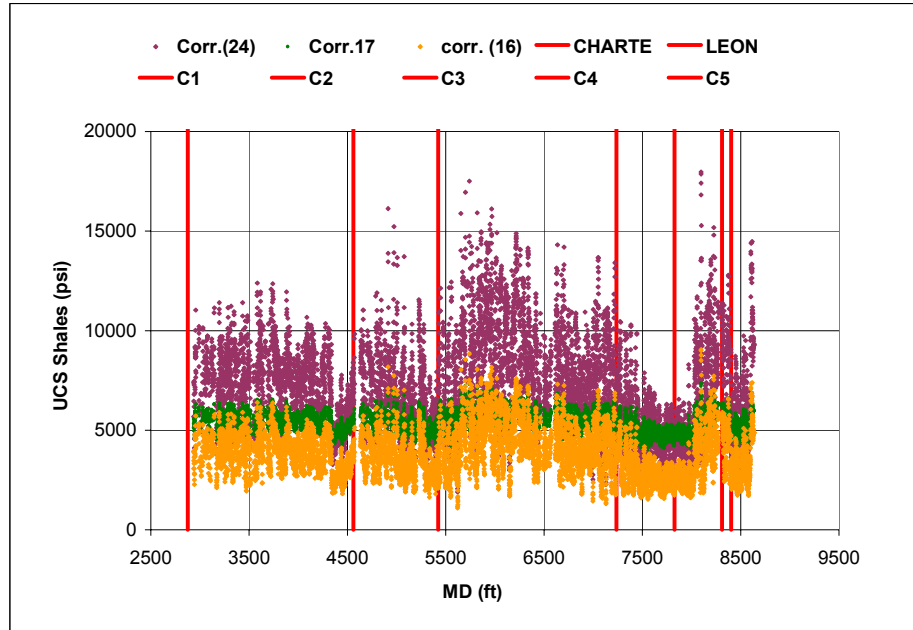
**Intervalo analizado:** 2900-8700 pies (MD)

**Formaciones analizadas:** Charte, León, miembros C1, C2, C3, C4, C5 de la formación Carbonera.

Para intervalos de arenas las correlaciones en las cuales se observaron los mejores perfiles de UCS fueron: correlaciones (4), (5), (8) presentadas en la tabla 1A (Ver Anexo A) y para intervalos de shales se seleccionaron las correlaciones (16), (17), (24) como se observa en las graficas 3 y 4.



Grafica 3. Valores de UCS para el intervalo 2900-8700 pies (MD), pozo Liria YZ-10 a partir de correlaciones planteadas en la literatura para formaciones de arenas (Tabla 1A, Anexo A).



Gráfica 4. Valores de UCS para intervalo 2900-8700 pies (MD), pozo Liria YZ-10 a partir de correlaciones planteadas en la literatura para formaciones de shale (Tabla 2A, Anexo A).

### Pozo Cupiagua A1Z

**Intervalo analizado:** 12439-12983 pies (MD)

**Formación analizada:** Mirador

Para este pozo se estimó la resistencia a la compresión inconfiada para todas las formaciones suprayacentes al reservorio, sin embargo, solo se presentaron los valores obtenidos en la zona del yacimiento, la formación Mirador, en la cual se centrará el análisis de esfuerzos para este pozo como se verá en el desarrollo del trabajo.

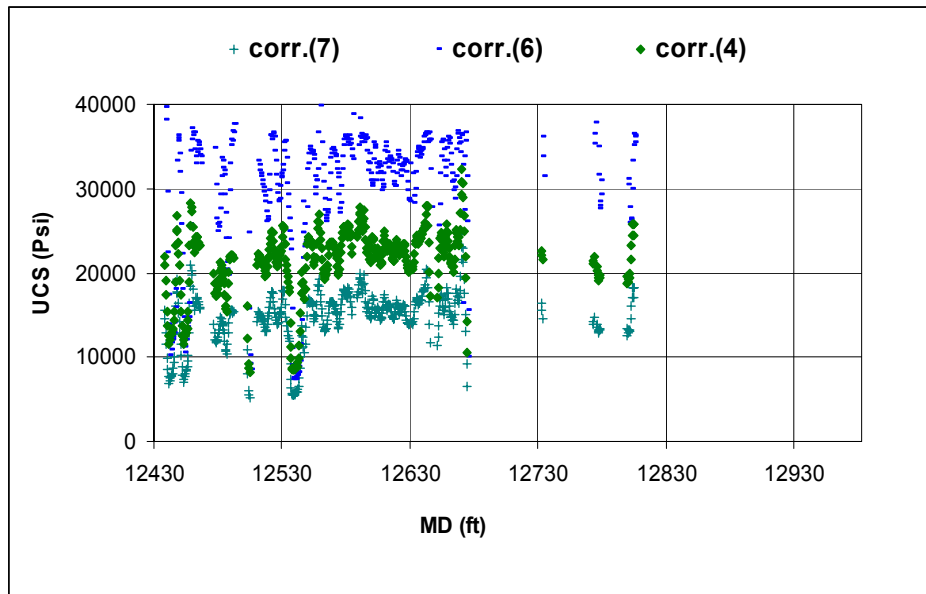
En la formación Mirador, las correlaciones que arrojaran valores acordes a los obtenidos a través de pruebas de laboratorio en intervalos de arenas fueron las correlaciones (4), (6), (7) presentadas en la tabla 1A (ver Anexo A), (gráfica 5).

Del mismo modo, para intervalos arcillosos se seleccionaron las correlaciones (16), (20), (21), mostradas en la tabla 2A (Ver Anexo A), (gráficas 6)

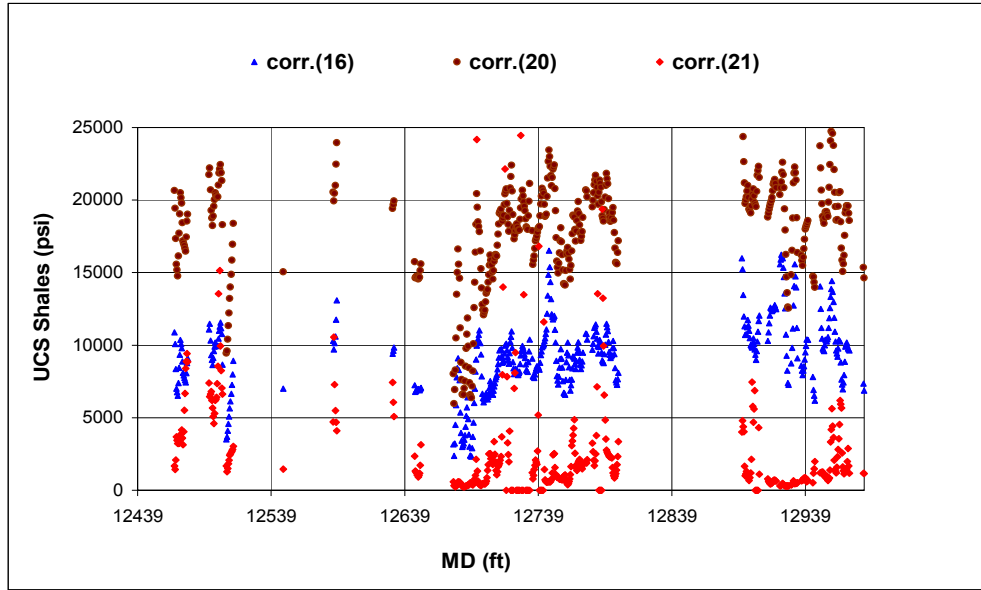
Finalmente las correlaciones seleccionada para trabajar los pozos de estudio fueron las siguientes: para arenas la correlación (5) la cual se encuentra en función de la densidad y la velocidad de la onda compresiva (ver grafica 7, 9); para shales la correlación (17), basada en el tiempo de transito de la onda compresiva (ver grafica 8, 10).

Para seleccionar estas correlaciones se tuvo presente los valores de UCS que se han registrado para las formaciones presentes en la zona de estudio, como por ejemplo; los valores reportados por Plumb y Dowson (1997) en los cuales relacionan la cantidad de arcilla presente en las formaciones, con la resistencia de la roca así:

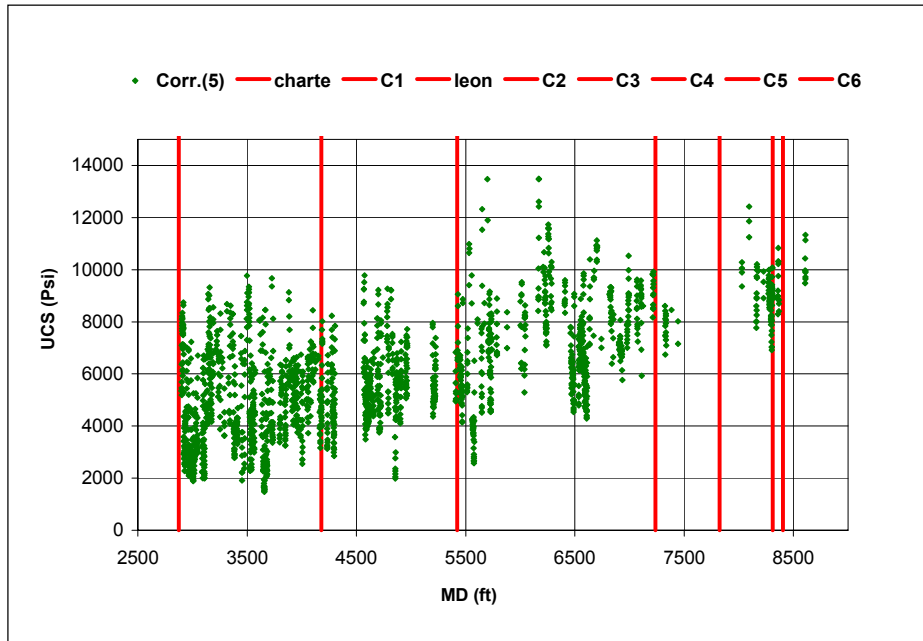
- Rocas con  $GR < 50$  API, se pueden presentar UCS (14500-17500) Psi
- Rocas con  $GR > 50$  API, se esperarían valores de UCS de (4300-7200) Psi.



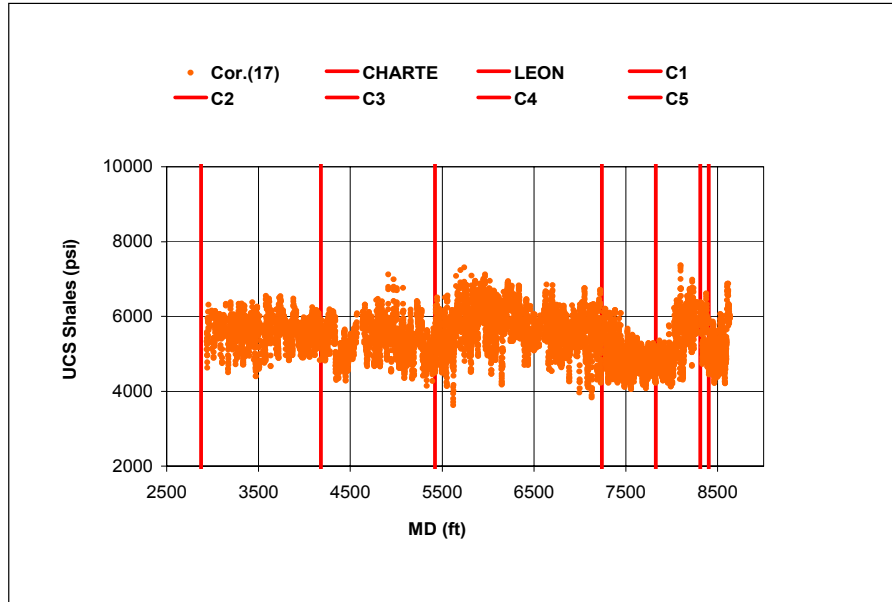
Grafica 5. Valores de UCS para la formación Mirador, pozo Cupiagua A1Z a partir de correlaciones planteadas en la literatura para formaciones de arenas (Tabla 1A, Anexo A).



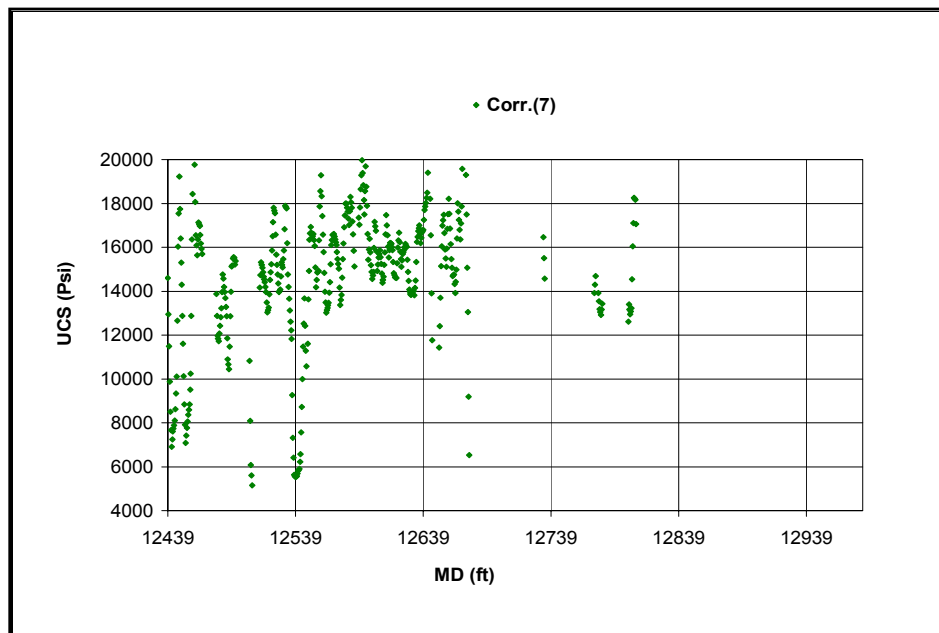
Grafica 6. Valores de UCS para la formación Mirador, pozo Cupiagua A1Z a partir de correlaciones planteadas en la literatura para formaciones de shale (Tabla 2A, Anexo A).



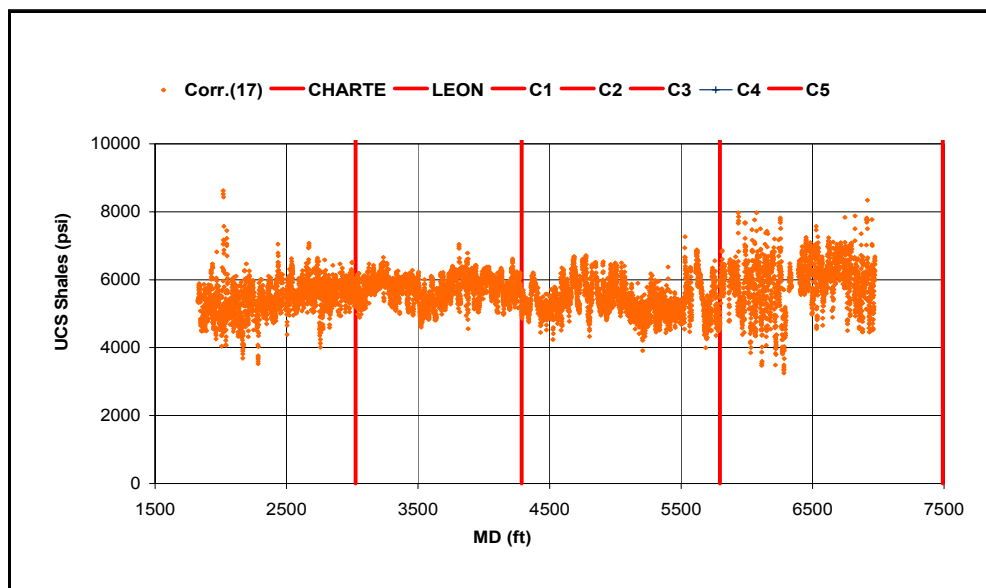
Grafica 7. Correlación seleccionada para arenas pozo Liria YZ-10,



Grafica 8. Correlación seleccionada para Shales pozo Liria YZ-10,



Grafica 9. Correlación seleccionada para arenas pozo Cupiagua A1Z.



Grafica 10. Correlación seleccionada para shales pozo Cupiagua A1Z.

Al tener diversas opciones y correlaciones para trabajar, es necesario analizar como el comportamiento de cada correlación varía dependiendo de los parámetros a partir de los cuales fue construida, y la facilidad para obtener la información con la cual debe ser alimentada cada correlación.

De las correlaciones probadas se pueden hacer las siguientes observaciones:

- El uso del modulo de Young para estimación de UCS es menos directo que el uso de la velocidad ó la densidad, debido a que generalmente se requiere realizar la conversión de datos estático - dinámico ó corrección de frecuencias.
- En cuanto a las correlaciones en función de la porosidad listadas en la tabla 1A, estas generalmente sobreestiman el valor de la resistencia, excepto, para roca con bajas porosidades, pero en formaciones arcillosas, las correlaciones de UCS parecen ser buenos indicadores de la resistencia de la roca especialmente, para altas porosidades.

Para terminar este análisis de UCS es necesario tener presentes las implicaciones de una selección adecuada de la resistencia de la roca, por ser un

parámetro que influye de manera directa en la determinación de la magnitud de  $S_H$ , ya que dependiendo de la resistencia de la roca entre otros factores, se presentaran o no ciertos tipos de fallas como los breakouts.

Por ejemplo, al tratar de reproducir las condiciones de esfuerzos que generan una falla en la pared del pozo, si se utilizan valores de UCS demasiado alto, es posible que la roca nunca llegue a fallar o los valores de esfuerzos que se necesiten para que la falla se produzcan no sean validos, pues tendrían que ser igualmente altos, del mismo modo, si se utilizan valores demasiado bajos la roca no necesitaría mayores contrastes de esfuerzos para reproducir la falla, y en ninguno de los dos casos, se estarían reproduciendo los valores de esfuerzos que en realidad pudieron estar generando dicha falla en la pared del pozo.

#### **6.4 PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO EN LOS POZOS LIRIA YZ-10 Y CUPIAGUA A1-Z**

La presión de poros es la presión que normalmente ejercen los fluidos que se encuentran en los poros de las rocas. Mientras el incremento en la carga del overburden por la depositación de sedimentos no exceda la tasa a la cual el fluido puede escapar del poro, existirá una conexión de los fluidos desde superficie hasta la profundidad de interés. La presión de poros es entonces igual a la presión hidrostática del agua de formación (presión normal)(AMOCO, Wellbore Stability Manual).

La presión normal de la formación es la presión del agua de formación a una profundidad vertical de interés. (Figura 53)

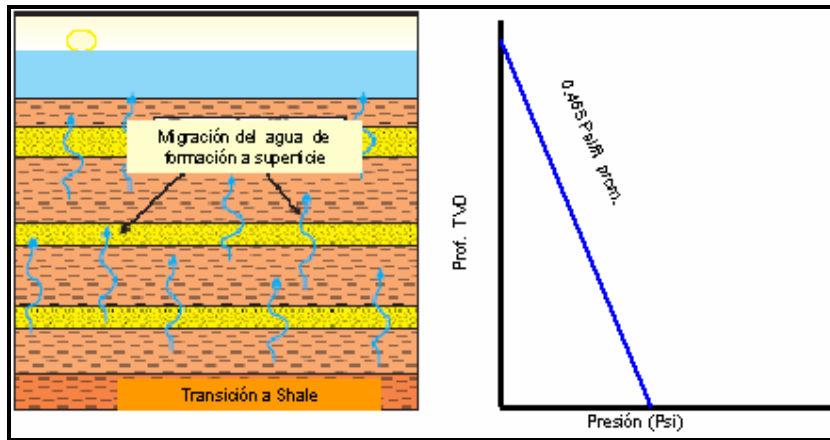


Figura 53. Esquema representativo de la presión de poros.  
AMOCO, Wellbore Stability Manual.

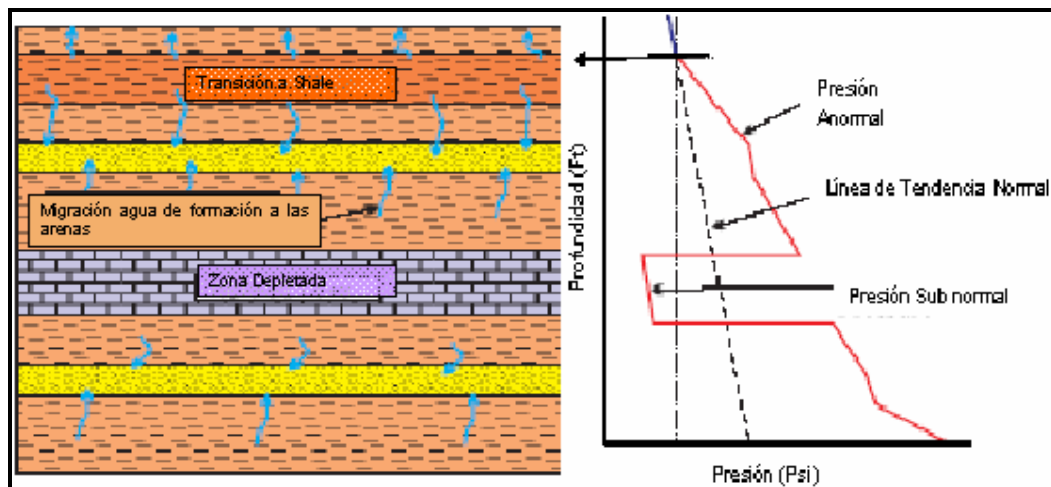


Figura 54. Esquema representativo de presión de poro, con presencia de presiones anormales. AMOCO, Wellbore Stability Manual.

Si los fluidos de los poros no pueden escapar, la presión comienza a incrementarse a una tasa mayor a la normal (presión anormal), como se observa en la figura 54. AMOCO, Wellbore Stability Manual.

Para la determinación de la presión de poro se utilizo el método de Eaton, el cual está basado en la premisa de que cuando valores acústicos o de resistividad eléctrica de shales se leen directamente de registros de pozo y se grafican como función de la profundidad en un papel semilog, existe una línea de tendencia

normal a través de una sección que está normalmente presurizada. Una desviación de los valores del registro de ésta línea de tendencia normal indica una presión de poro anormal (Eaton, 1975).

Eaton usó una base de datos para desarrollar una serie de ecuaciones, las cuales relacionan directamente la presión de poro con la relación de desviaciones entre los valores del registro observado y los valores obtenidos de la línea de tendencia normal.

La simplicidad de la ecuación de Eaton permitió que éste método sea usado en la mayoría de las aplicaciones alrededor del mundo.

La ecuación de Eaton esta definida como:

$$\frac{p}{D} = \frac{s}{D} - \left[ \frac{s}{D} - \frac{p_n}{D} \right] * f^\alpha \quad (65)$$

Donde:

$\frac{p}{D}$  Es el gradiente de presión de poro (psi/pie).

$\frac{s}{D}$  Es el gradiente de presión de sobrecarga (psi/pie).

$\frac{p_n}{D}$  Es el gradiente normal de presión de poro (psi/pie).

$f^\alpha$  Es un parámetro de ajuste.

En este caso para determinar la presión de poros del pozo Liria YZ-10 y Cupiagua A1Z se hizo uso del registro sonico, razón por la cual el parámetro de ajuste se encuentra en función del tiempo de transito normal dividido entre el tiempo de transito observado elevado a un factor de 1.2, este valor ha sido seleccionado debido a los estudios realizados previamente por el frente de presión de poros, en la zona donde se encuentra ubicado el pozo Liria YZ-10.

$$\frac{p}{D} = \frac{s}{D} - \left[ \frac{s}{D} - \frac{p_n}{D} \right] * \left[ \frac{T_N}{T_o} \right]^{1.2} \quad (66)$$

Los pasos a seguir para estimar la presión de poros a partir del método de Eaton son (URIBE Y SOLANO, 2005):

1. Obtener tanta información de pozos offset o pozos aledaños como sea posible. Información como registros sínicos, gamma ray y densidad, pruebas de presión, topes de formaciones, etc.
2. A partir del registro gamma ray se discrimina la litología grano-soportada, de la arcillo-soportada generando un volumen de arcillas (VClay), tomando un cutoff de 0,35 como valor discriminante, para obtener de esta forma un valor de presión de poro más confiable a partir de este método.
3. Conocer el valor de la presión de sobrecarga (S) para el pozo donde se ha de perforar el pozo. Esta presión es calculada a partir del registro de densidad. Sería ideal si existe un registro de densidad a lo largo del overburden, si no, a partir de un registro VSP o un sínico se puede inferir o generar un perfil sintético de densidad.
4. Tener muy presente que las profundidades para realizar los cálculos deben estar en TVD (True Vertical Depth).
5. El gradiente hidrostático normal para la zona es de 0,449 psi/ft.
6. Posteriormente se grafica en una escala semilog en el eje (x) el DT compresional contra la profundidad (TVD). De esta forma se tiene el perfil de DT normal (DTN) para lo cual se trazarán las Líneas de Compactación Normal LCN.
7. Las LCN deben tener un criterio de selección, es decir, si se evidencia algún evento notorio de la perforación o de la geología, ejemplo, alguna discordancia, edad geológica, unidad litológica, cambio de broca, asentamiento de casing, etc. Esta información debe graficarse cerca del

perfil de presión de tal forma que estos eventos puedan relacionarse con el comportamiento de la presión y pueda ser modificado con el progreso de la perforación.

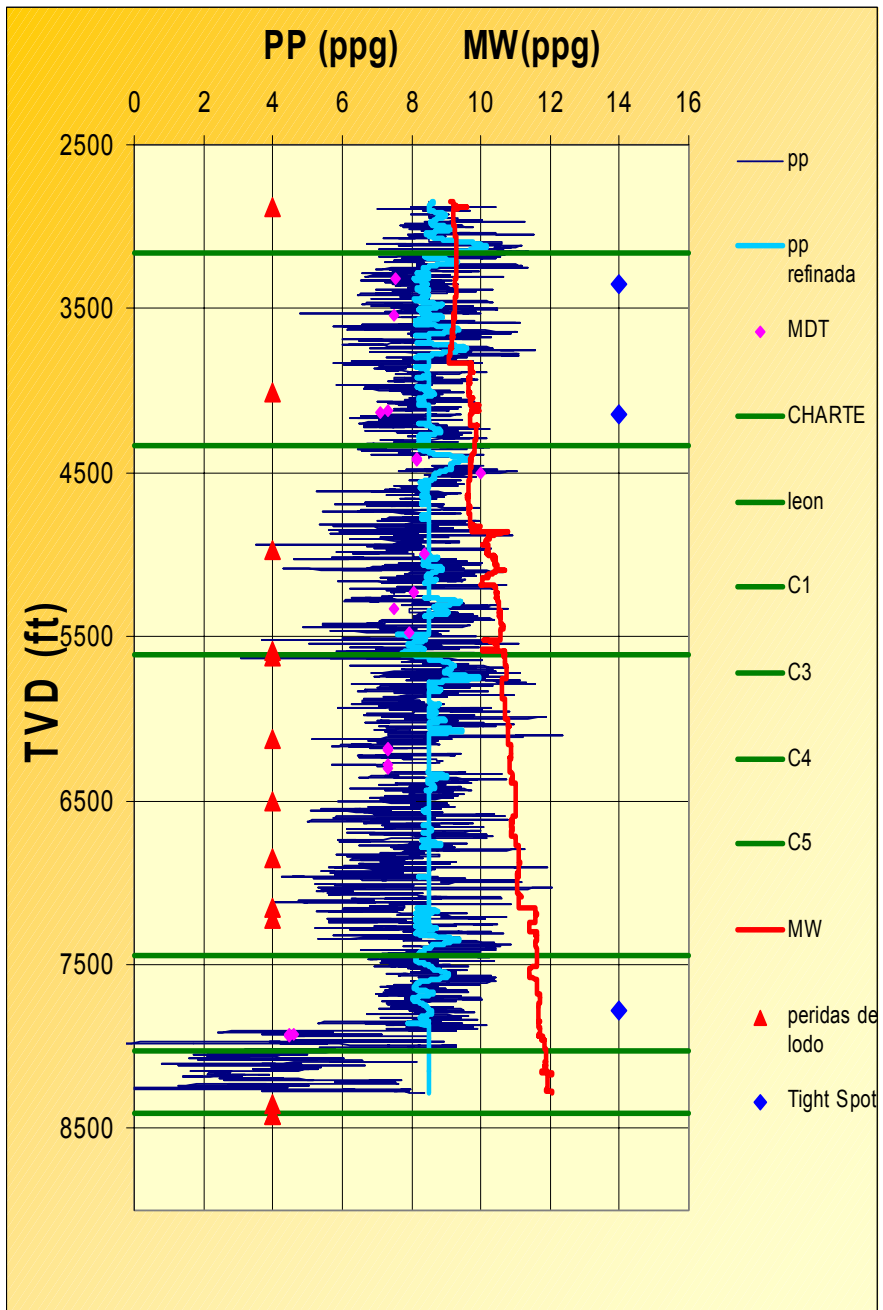
8. Resolver la ecuación de la ecu. (66) para determinar la presión de la formación. Para ello se utiliza un exponente de ajuste que varía de 1.0 a 1.2, en la zona de estudio.
9. Se recomienda que la presión se de en (ppg) o darse como gradiente (psi/ft).
10. En la gráfica final se hace indispensable también graficar el peso de lodo, con el fin de visualizar como fue el comportamiento de la presión ante el peso de lodo aplicado y conocer si se presentaron problemas como amagos de reventón o influjos.
  - a. La presión hidrostática de la columna de lodo durante la perforación, debe ser mayor que la presión de formación para mantener los fluidos de la formación confinados en los poros.
  - b. La presión hidrostática deber ser menor que la presión de sobrecarga, de lo contrario fracturará la formación.
  - c. La presión de formación debe ser menor que la presión de sobrecarga para poder mantener los fluidos dentro de los poros de la formación.
11. Si existen pruebas directas de formación (RFT, MDT), se marcan esos datos sobre la gráfica. Usando esta información, se podría “ajustar” el perfil de presión, de poro, aunque se debe resaltar que el método se aplica solo para shales y estas pruebas solo se hacen en arenas, por lo tanto, el perfil en ocasiones nunca se ajusta a esas pruebas directas.
12. Todas estas gráficas deben ser trazadas a la misma escala de profundidad para una fácil correlación. Con esta información se puede suministrar un

conocimiento local suficiente para formular una buena estimación de las presiones de formación.

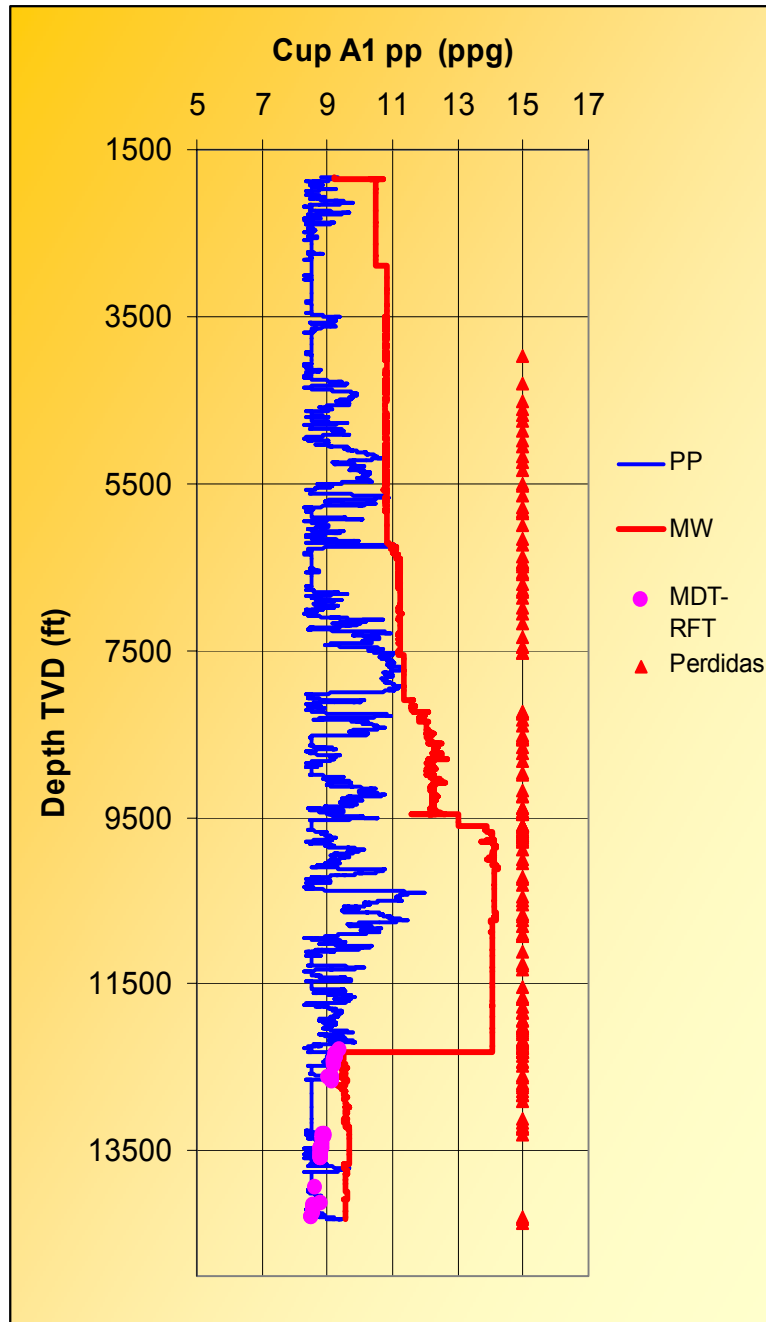
#### **6.4.2 Perfiles de Presión de Poros en los Pozos Liria YZ-10 Y Cupiagua A1**

A continuación se presentan en las graficas 11 y 12 los perfiles de presión de poros calculados utilizando la metodología presentada con anterioridad (URIBE Y SOLANO, 2005). Para este trabajo se prefirió trabajar el método de Eaton con registro sonico (DT) para calcular el parámetro de ajuste ( $f^{\alpha}$ ) debido a que la utilización del DT presenta menos errores comparados con la utilización de parámetros de perforación, los cuales se ven afectados por los cambios de BHA o cambios de broca.

Existen diversos factores o eventos durante la perforación que permiten tener una idea del comportamiento de la presión de poros en determinados intervalos como son los inlfujos durante la perforación, sin embargo en estos pozos o para los intervalos analizados, en los reportes de perforación no se encontró evidencia sobre este tipo de eventos razón por la cual se utilizó información suministrada por pruebas MDT y RFT, las cuales son pruebas realizadas directamente sobre la formación para calibrar los perfiles de presión de poros. A demás de estas pruebas se observó la presencia de pérdidas de lodo, puntos estrechos (tigh spot) para cada pozo de estudio.



Grafica 11. Perfil de Presión de poro para el Liria YZ-10. Intervalo 2800-8500 pies



Grafica12. Perfil de Presión de poro para el pozo Cupiagua A1Z. Intervalo 1826-14325 pies

## 7. DETERMINACIÓN DE LA ORIENTACIÓN DE ESFUERZOS HORIZONTALES A PARTIR DE BREAKOUTS

Para determinar la orientación de los esfuerzos horizontales se procedió de la siguiente manera:

- Analizar el registro caliper y seleccionar los intervalos en los cuales uno de los diámetros de la herramienta (HD1, HD2 ó HD3)<sup>1</sup> registre una medida superior al diámetro de la broca utilizada al perforar el intervalo analizado(Bit Size)<sup>2</sup>, lo cual indica que uno de los brazos del caliper cayó en la zona de breakout (ver Anexos).
- Posteriormente clasificar los breakouts según la litología en la cual se desarrollaron arenas/shales, para esto se examina el registro caliper simultáneamente con el registro Gamma-Ray como se observa en las graficas 13-18.
- Verificar que la orientación de los breakouts no coincida con la orientación del pozo, es decir, el azimut del breakout debe diferir en varios grados del azimut del pozo, y de esta forma descartar la presencia de Keyseat.
- Finalmente a partir de la orientación de los breakouts seleccionados e información adicional como la presentada en las tablas 17-18, se alimenta el programa **BorStress**® para obtener la orientación de  $S_h$  corregida por efectos de desviación y azimut del pozo, estas orientaciones se obtienen en forma de crossplots para cada formación analizada, como se muestra en las graficas19-23.
- Seguidamente se presenta la aplicación de esta metodología en forma mas detallada para determinar la orientación de  $S_h$  en los pozos de estudio.

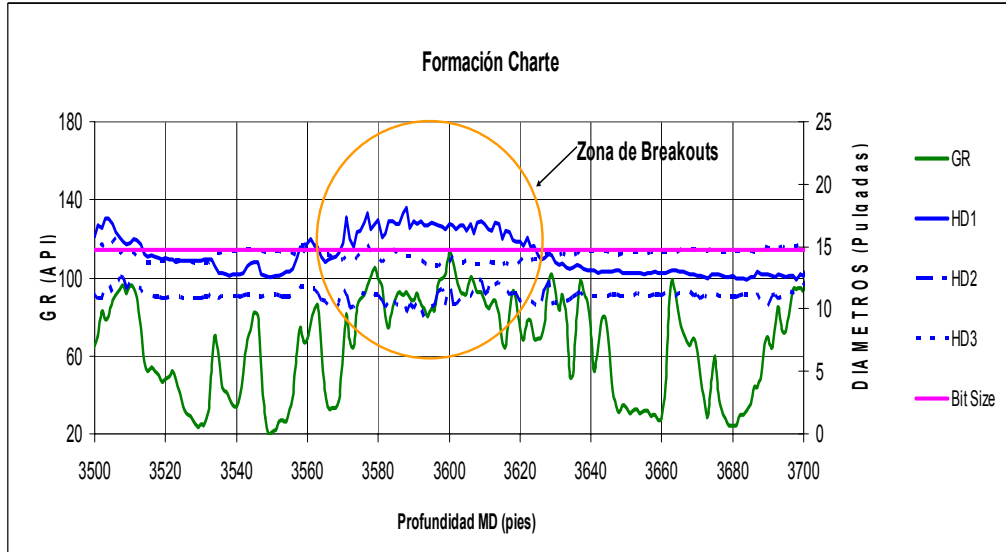
### 7.1 DETERMINACIÓN DE LA ORIENTACIÓN $S_h$ EN EL POZO LIRIA YZ- 10

---

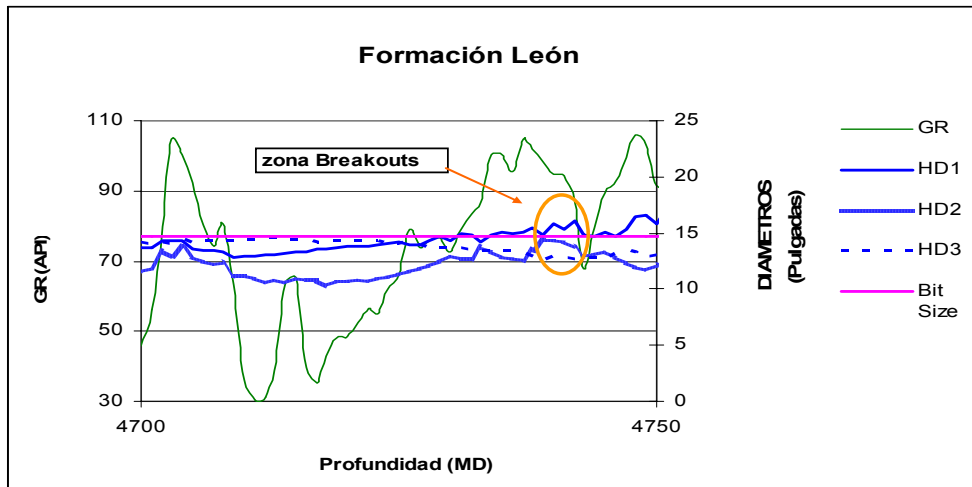
<sup>1</sup> HD: Hole Diameter, abreviatura utilizada en registros caliper para designar el diámetro del pozo registrado entre un par de patines, en este caso se presentan tres diámetros por ser un caliper de seis brazos.

<sup>2</sup> Bit Size: Termino en ingles utilizado para referirse al diámetro de la broca, utilizada en perforación de pozos de petróleo.

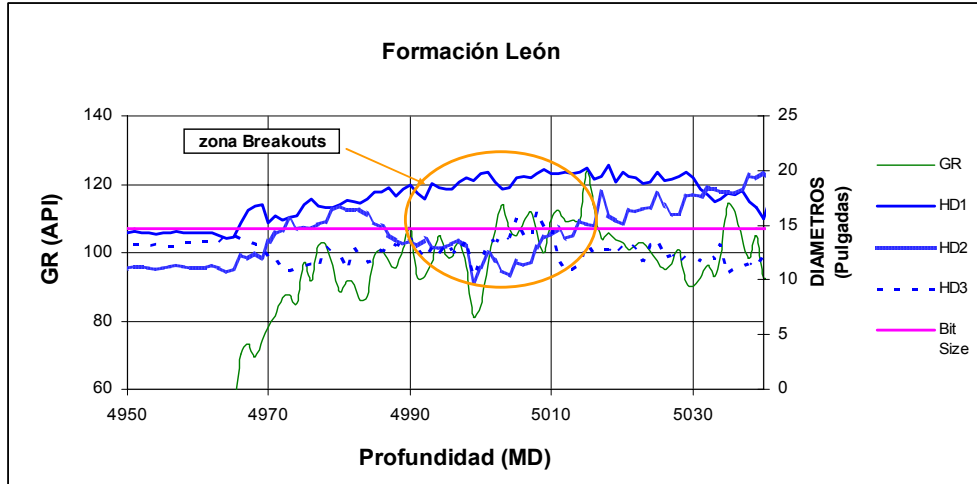
Inicialmente se analizó el registro caliper y se seleccionaron los intervalos de breakout para el pozo Liria YZ-10:



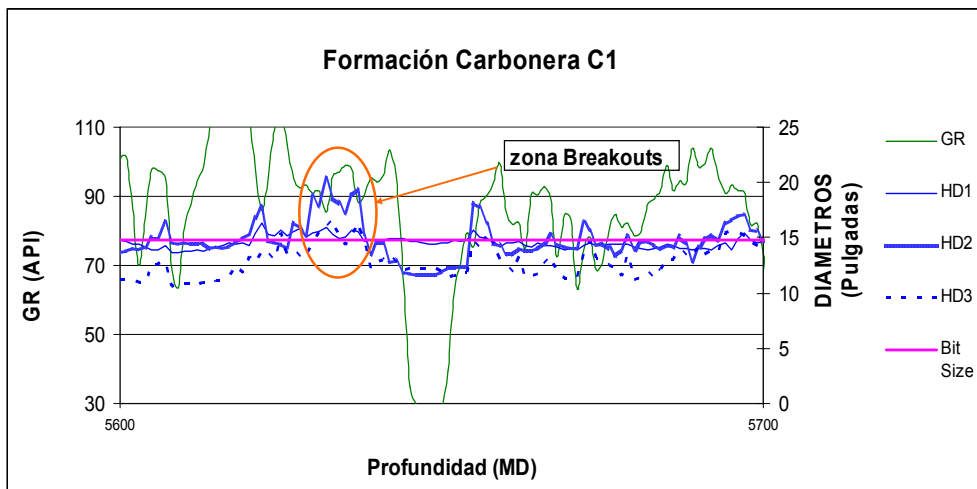
Grafica 13. Intervalo del registro Caliper, Gamma-Ray Vs. Profundidad comprendido 3589-3623 pies (MD), en el cual se identificaron Breakout en arcillas (GR>80), para la formación Charte a partir del registro caliper de seis brazos, en el pozo Liria YZ-10.



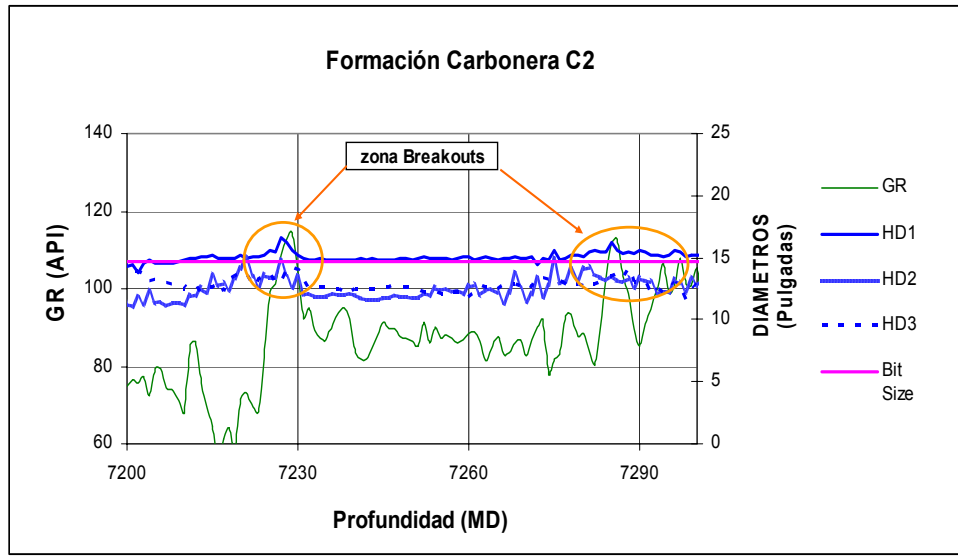
Grafica 14. Intervalo del registro Caliper, Gamma-Ray Vs. Profundidad comprendido 4738-4742 pies (MD), en el cual se identificaron Breakout en arcillas (GR>90), para la formación León a partir del registro caliper de seis brazos, en el pozo Liria YZ-10.



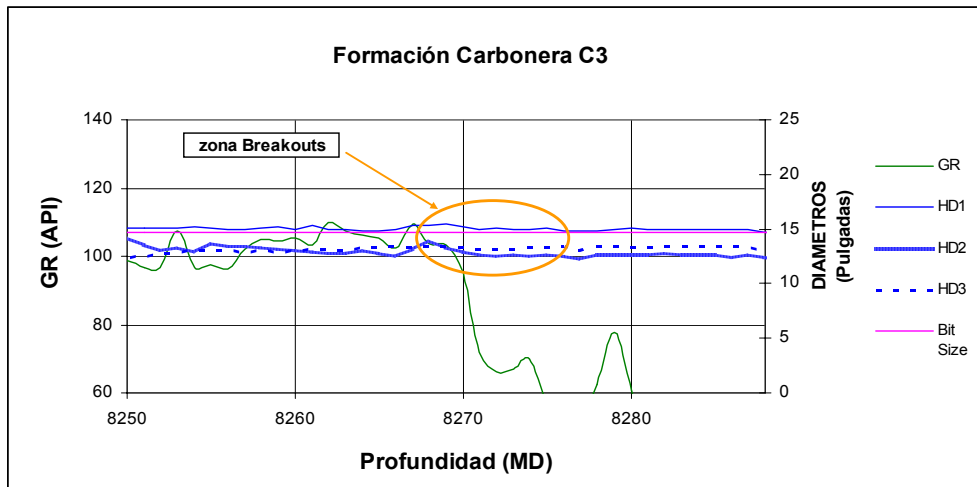
Gráfica 15. Intervalo del registro Caliper, Gamma-Ray Vs. Profundidad comprendido 4992-5013 pies (MD), en el cual se identificaron Breakout en arcillas (GR>80), para la formación León a partir del registro caliper de seis brazos, en el pozo Liria YZ-10.



Gráfica 16. Intervalo del registro Caliper, Gamma-Ray Vs. Profundidad comprendido 5634-5638 pies (MD), en el cual se identificaron Breakout en arcillas (GR>90), para la formación carbonera C1 a partir del registro caliper de seis brazos, en el pozo Liria YZ-10.



Grafica 17. Intervalo del registro Caliper, Gamma-Ray Vs. Profundidad comprendido 7275-7294 pies (MD), en el cual se identificaron Breakout en arcillas (GR>80), para la formación charte a partir del registro caliper de seis brazos, en el pozo Liria YZ-10.



Grafica 18. Intervalo del registro Caliper, Gamma-Ray Vs. Profundidad comprendido 8265-8300 pies (MD), en el cual se identificaron Breakout en arcillas (GR>80), para la formación charte a partir del registro caliper de seis brazos, en el pozo Liria YZ-10.

Tabla 15. Profundidades en las cuales se identificaron breakouts en arenas GR<40 API

<b>Elongaciones Presentes en Arenas</b>		
<b>Formación</b>	<b>MD (pies)</b>	<b>TVD (pies)</b>
<b>Charte</b>	3026	2963
<b>León</b>	4616	4431
<b>Carbonera C3</b>	8272	7911
	8275	7913
	8280	7918
	8284	7922
	8287	7925

Tabla 16. Profundidades en las cuales se identificaron breakouts en Shales GR>40 API

<b>Elongaciones Presentes en Shales</b>		
<b>Formación</b>	<b>MD (pies)</b>	<b>TVD (pies)</b>
<b>Charte</b>	3589	3481
	3590	3482
	3623	3503
	3614	3504
	3622	3511
	3623	3512
<b>León</b>	4742	4550
	4992	5786
	4994	4789
	5010	4802
	5012	4803
	5013	4804
	5366	5138
<b>Carbonera C1</b>	5634	5392
	6730	6425
<b>Carbonera C2</b>	7275	6944
	7296	6964
<b>Carbonera C3</b>	8140	7781
	8154	7796

Después de este análisis se determinó que las únicas elongaciones que pertenecen a fallas de breakouts en litologías de arenas, son las identificadas en la formación Carbonera C3, debido a que en las formaciones Charte y León la diferencia entre la dirección de la elongación y la dirección del pozo no supera los 3 grados lo cual indica que se trata de la presencia de Keyseat.

Al igual que en las arenas en los intervalos de shales, se examinaron las direcciones de las breakouts presentes en las profundidades seleccionadas, y se comprobó que en las formaciones Charte, León y los miembros C1 y C2 de la formación carbonera, las elongaciones identificadas pertenecen a fallas de breakouts a diferencia de las seleccionadas en el miembro C3 de la misma formación en la cual la diferencia entre el azimut del pozo y el de las elongaciones no supera los 8 grados, tratándose así de la presencia de Keyseat los cuales no proporcionan información sobre el estado de esfuerzos.

Tendiendo la certeza de la presencia de breakouts, al descartar los Keyseat, las profundidades a analizar serán las siguientes:

Tabla 17. Profundidades en las cuales se presentan Breakouts en arenas.

<b>Elongaciones Presentes en Arenas</b>		
<b>Formación</b>	<b>MD (pies)</b>	<b>TVD (pies)</b>
<b>Carbonera C3</b>	8272	7911
	8275	7913
	8280	7918
	8284	7922
	8287	7925

Tabla 18. Profundidades en las cuales se presentan Breakouts en Shales

<b>Elongaciones Presentes en Shales</b>		
<b>Formación</b>	<b>MD (pies)</b>	<b>TVD (pies)</b>
<b>Charte</b>	3589	3481
	3590	3482
	3623	3503
	3614	3504
	3622	3511
	3623	3512
<b>León</b>	4742	4550
	4992	5786
	4994	4789
	5010	4802
	5012	4803
	5013	4804
<b>Carbonera C1</b>	5366	5138
	5634	5392
<b>Carbonera C2</b>	6730	6425
	7275	6944
	7296	6964

Como se mencionó anteriormente, para determinar la orientación de  $S_h$  corregida por efecto de la desviación, se utilizó del programa **BorStress**<sup>1</sup>, de la compañía Schlumberger. El propósito de este software es principalmente usar los eventos generados por efecto de esfuerzos para estimar los esfuerzos *in situ* y de esta forma utilizar la información de los esfuerzos *in situ* para predecir el estado de esfuerzos en la pared del pozo como función del azimut y la desviación del pozo y con esto (*BorStress*, User Manual Schlumberger):

- Mejorar la trayectoria y estabilidad del pozo.
- Evaluar la eficiencia de fracturas
- Formular esquemas de Inyección/Producción
- Evaluar la estabilidad de las perforaciones

El programa **BorStress**® utiliza las observaciones de breakouts, las fracturas inducidas y deslizamientos (slip) para ayudar a determinar el estado de esfuerzos *in situ*. Para un determinado régimen de esfuerzos, calcula las condiciones en la pared del pozo como una función del azimut y la desviación del pozo y representa esto con proyecciones estereográficas.

Para la realizar los análisis de orientación es necesario cargar al programa la siguiente información relacionada a los breakouts:

View	Borehole Deviation (deg)	Borehole Azimuth (deg)	Breakout Azimuth (deg)	Orientation	Bottom Depth	Top Depth	Event Index	Borehole	Stratigraphic Unit
View	48	115	198	TOP OF HOLE	1200	950	0	Austin	Sandstone
View	25	64	74	NORTH	850	780	1	Chicago	Sandstone

Figura 55. Ventana de entrada de datos en análisis de Breakouts. Tomado BorStress User Manual.

- Desviación del pozo

<sup>1</sup> **BorStress**® Software de la marca Schlumberger, es un nuevo producto del modulo Geoframe, utilizado para generar crossplots y proyecciones estereográficas para el análisis de esfuerzos.

- Azimut del pozo
- Azimut de los breakouts
- Orientación de los breakouts / Referencia (Tope del pozo ó Norte Magnético)

Información relacionada a los intervalos de estudio:

- Profundidad de la base del intervalo a estudiar.
- Profundidad del tope del intervalo a estudiar.
- Nombre del pozo.
- Unidad Estratigráfica.

Para realizar los gráficos de proyecciones estereográficas en los cuales se presentan las zonas con mayor anisotropía, localización de  $\sigma_{tmax}$  y  $\sigma_{tmin}$  alrededor del pozo en una profundidad especifica es necesaria la siguiente información:

- Factor de forma R
- Relación Q
- Azimut del esfuerzo mínimo horizontal
- Sv / Sh solo, si ( $Q \leq 1$ )
- Sv / Sh y  $S_{max} / S_{min}$ , si ( $Q > 1$ )

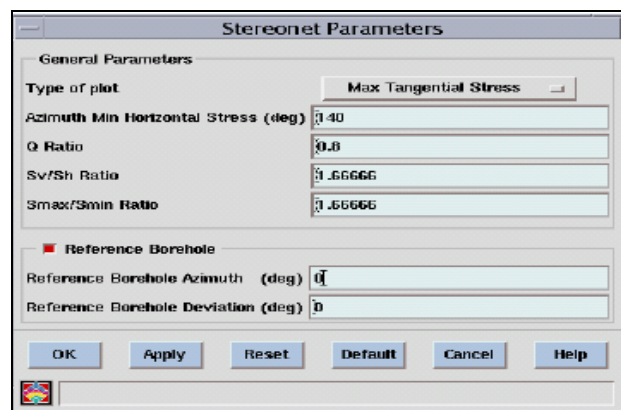


Figura 56. Parámetros de entrada para realizar las proyecciones estereográficas.

Tomado de **BorStress**® User Manual.

R es un factor de forma del tensor de esfuerzos :

$$R = \frac{S_2 - S_3}{S_1 - S_3}, \quad 0 < R < 1$$

Este factor representa en forma explícita la anisotropía de esfuerzos junto con la relación  $S_3 / S_1$ . De hecho el factor de forma R es quien determina en gran medida la orientación de muchos tipos de deformaciones inducidas por esfuerzos en el pozo.

Debido a que la orientación de los esfuerzos también se ve influenciada por el régimen de esfuerzos se definió un parámetro Q en el cual se reúne el efecto del factor R y los regímenes de esfuerzos así:

- Si se tiene régimen normal:  $Q = R \quad (0 \leq Q < 1)$
- Si se tiene régimen rumbo deslizante:  $Q = 2 - R \quad (1 \leq Q < 2)$
- Si se tiene régimen inverso:  $Q = 2 + R \quad (2 \leq Q < 3)$

Con estas simplificaciones y bajo la premisa de que  $S_v$  es un esfuerzo principal, el tensor de esfuerzos esta completamente definido por cuatro factores: Q, la orientación del esfuerzo mínimo horizontal ( $\phi_h$ ), la relación  $S_h / S_v$  y  $S_v$ .

Después de revisar la información requerida para cargar el programa **BorStress**® se calculó y recopiló la información necesaria, la cual se presenta condensada en las tablas 19 y 20 en las cuales se encuentran los diferentes intervalos de breakouts clasificados según la litología (arena/shale).

Una vez se han cargado los datos al programa **BorStress**®, los resultados de las orientaciones de  $S_h$  son presentados como crossplots de azimuth del  $S_h$  vs. Q, como se observa en las graficas 19-23.

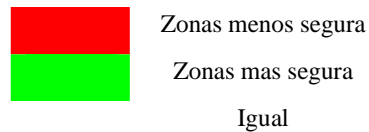
Estos valores de  $S_h$  y Q, son respectivamente los ejes X y Y, cada punto dibujado dentro del crossplot corresponde a un estado de esfuerzos, la escala de colores indica la dirección más probable para el esfuerzo mínimo horizontal con una incertidumbre de  $\pm 5^\circ$ , en esta escala los puntos de color rojo indican la orientación preferencial para  $S_h$ , demarcado con una flecha de color rojo. La

escala del factor Q presenta tres secciones, estas divisiones corresponden a los tres regimenes de esfuerzos: régimen normal ( $0 \leq Q < 1$ ), régimen rumbo deslizante ( $1 \leq Q < 2$ ) ó régimen inverso ( $2 \leq Q < 3$ ).

Adicional a la orientación de  $S_h$  a partir de los breakouts utilizando programa **BorStress**®, es posible determinar los puntos alrededor del pozo donde con mayor probabilidad se presentará la presencia de breakouts, fracturas inducidas y las zonas de mayor anisotropía.

Para visualizar en forma más didáctica estos efectos se realizaron proyecciones estereográficas para cada profundidad analizada utilizando el programa **BorStress**®, estas proyecciones fueron construidas partir del conocimiento de las magnitudes de los esfuerzos y la orientación del esfuerzo mínimo horizontal.

En estas proyecciones se maneja la siguiente convención:



A partir de esta convención se pueden identificar las zonas con mayor riesgo de presentar fallas de breakouts, fallas de tensión entre otros problemas, según el estereograma realizado, además de ayudar a visualizar el efecto del estado de esfuerzos en el pozo de estudio ó pozo de referencia de acuerdo a la localización del pozo (desviación y azimut), como se verá a continuación.

Tabla 19. Datos calculados en intervalos de arenas para la determinación de la orientación del esfuerzo mínimo horizontal en el pozo de estudio Liria YZ-10.

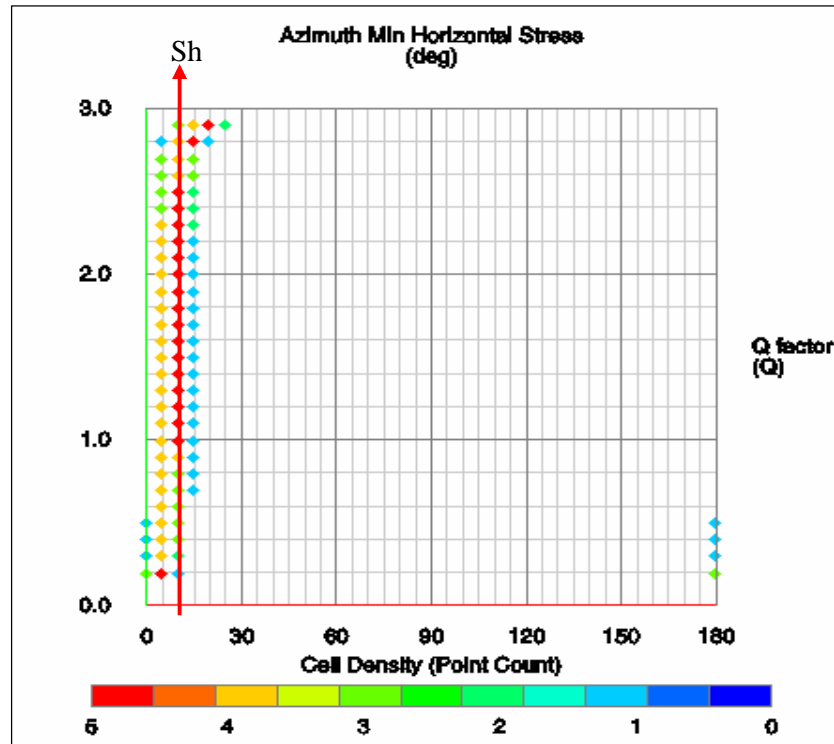
Deformación	Formación	Md (ft)	DEV (°)	HAZI (°)	AZI_BO(°)	Sv (psi/ft)	SH (psi/ft)	Sh LOT	R (Factor Forma)	Relación Q	Sv/Sh	Smax/Smin
keyseat	charte	3026	21,5938	342,6	342,42	1,01	(1.16-1.18)	0,776	0,5939	1,4061	1,3015	1,5077
keyseat	leon	4616	20,87	326,83	323,125	1,03	(0.98-1.07))	0,776	1,0201	0,9799	1,3273	1,3209
breakout	C3	8272	13,39	348,024	188,55	1,064	(1.26-1.31)	0,776	0,5658	1,4342	1,3711	1,6559
breakout		8275	13,396	348,25	192,4	1,064	(1.26-1.31)	0,776	0,5658	1,4342	1,3711	1,6559
breakout		8280	13,37	348,78	186,35	1,064	(1.26-1.31)	0,776	0,5658	1,4342	1,3711	1,6559

**Tabla 20. Datos calculados en intervalos de shales para la determinación de la orientación del esfuerzo mínimo horizontal en el pozo de estudio Liria YZ-10.**

Deformación	Formación	Md (ft)	DEV (°)	HAZI (°)	AZI_BO(°)	Sv (psi/ft)	SH (psi/ft)	Sh LOT	R (Factor Forma)	Relación Q	Sv/Sh	Smax/Smin
breakout	charte	3589	24,24	333,94	49,73	1,01	(1.25-1.23)	0,776	0,5043	1,4957	1,3015	1,5979
breakout		3590	3481	333,85	228,11	1,01	(1.25-1.23)	0,776	0,5043	1,4957	1,3015	1,5979
breakout		3613	3503	332,44	216,47	1,01	(1.25-1.23)	0,776	0,5043	1,4957	1,3015	1,5979
breakout		3614	3504	332,4	216,44	1,01	(1.25-1.23)	0,776	0,5043	1,4957	1,3015	1,5979
breakout		3622	3511	333,037	213,44	1,01	(1.25-1.23)	0,776	0,5043	1,4957	1,3015	1,5979
breakout		3623	3512,9	333,159	213,045	1,01	(1.25-1.23)	0,776	0,5043	1,4957	1,3015	1,5979
breakout	Leon	5366	20,045	317,6	153,86	1,03	(1.095-1.11)	0,776	0,7779	1,2221	1,3273	1,4207
breakout		4742	21,66	326,11	38,617	1,03	(1.095-1.11)	0,776	0,7779	1,2221	1,3273	1,4207
breakout		5010	20,9	318,174	194,469	1,03	(1.095-1.11)	0,776	0,7779	1,2221	1,3273	1,4207
breakout		5012	20,91	318,23	193,76	1,03	(1.095-1.11)	0,776	0,7779	1,2221	1,3273	1,4207
breakout		4992	21,31	319,325	184,93	1,03	(1.095-1.11)	0,776	0,7779	1,2221	1,3273	1,4207
breakout		5013	20,93	318,35	11,22	1,03	(1.095-1.11)	0,776	0,7779	1,2221	1,3273	1,4207
breakout		4994	21,21	319,02	9,6	1,03	(1.095-1.11)	0,776	0,7779	1,2221	1,3273	1,4207
breakout	C1	5634	20,65	318,725	24,91	1,05	(1.04-1.08)	0,776	0,9648	1,0352	1,3531	1,3660
breakout		6730	19,24	319,74	12,09	1,05	(1.04-1.08)	0,776	0,9648	1,0352	1,3531	1,3660
keyseat		6017	21,32	317,2	144,97	1,05	(1.04-1.08)	0,776	0,9648	1,0352	1,3531	1,3660
keyseat		7063	18,29	321,37	136,44	1,05	(1.04-1.08)	0,776	0,9648	1,0352	1,3531	1,3660
breakout	C2	7275	17,73	323,136	184,17	1,06	(1.04-1.06)	0,776	1,0365	0,9635	1,3660	1,3531
breakout		7296	17,54	323,23	4,38	1,06	(1.04-1.06)	0,776	1,0365	0,9635	1,3660	1,3531
keyseat	C3	8140	13,646	343	162,65	1,064	(1.12-1.17)	0,776	0,7805	1,2195	1,3711	1,4755
keyseat		8154	13,797	343,37	171,479	1,064	(1.12-1.17)	0,776	0,7805	1,2195	1,3711	1,4755

### 7.1.1 Orientaciones del Esfuerzo Mínimo Horizontal para el Pozo Liria YZ10

#### 7.1.1.1 Orientación del Esfuerzo Mínimo Horizontal en la Formación Carbonera C3



Grafica 19 Orientación del esfuerzo mínimo horizontal para la formación Carbonera C3 en el intervalo 8272-8287pies MD,  $N10^{\circ} E \pm 5^{\circ}$  en las profundidades seleccionadas en la Tabla 19 (arenas) y Tabla 20.

- **Proyecciones Estereográficas para la Formación Carbonera C3 Intervalo de Arenas**

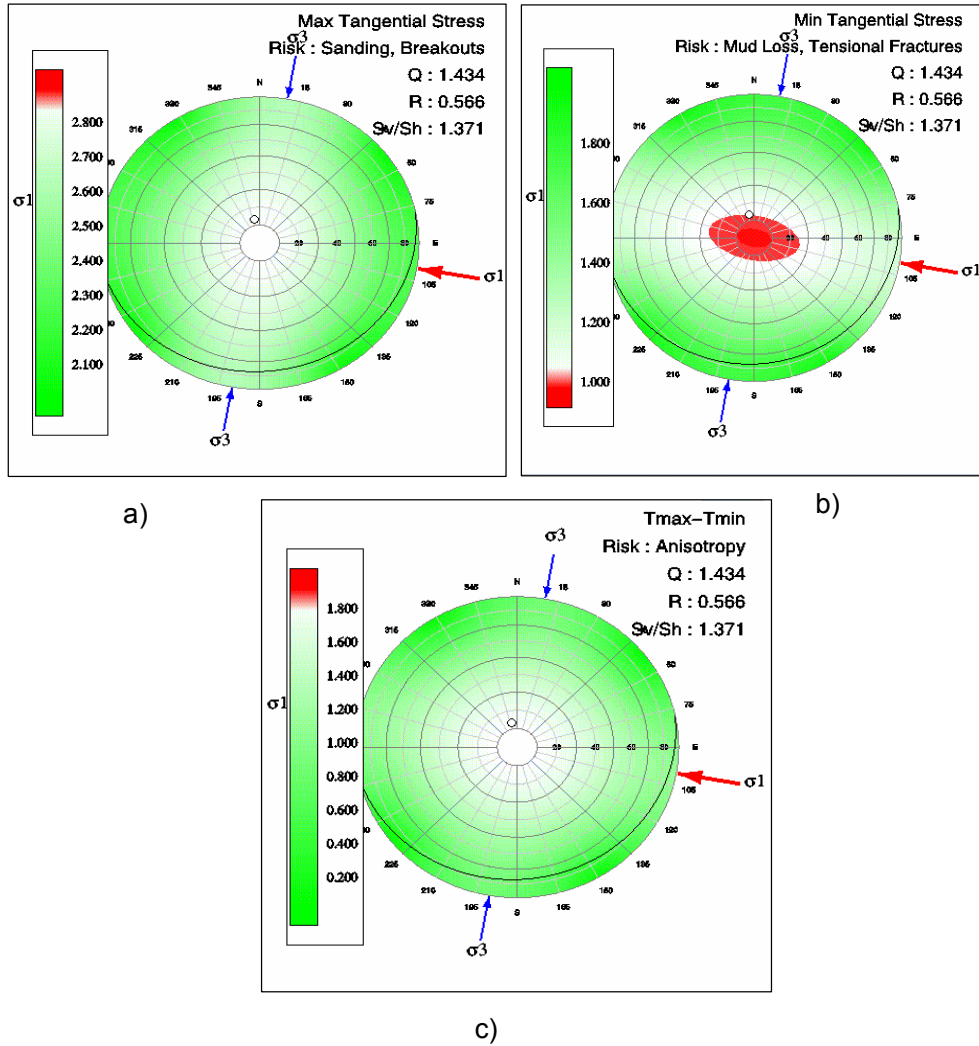
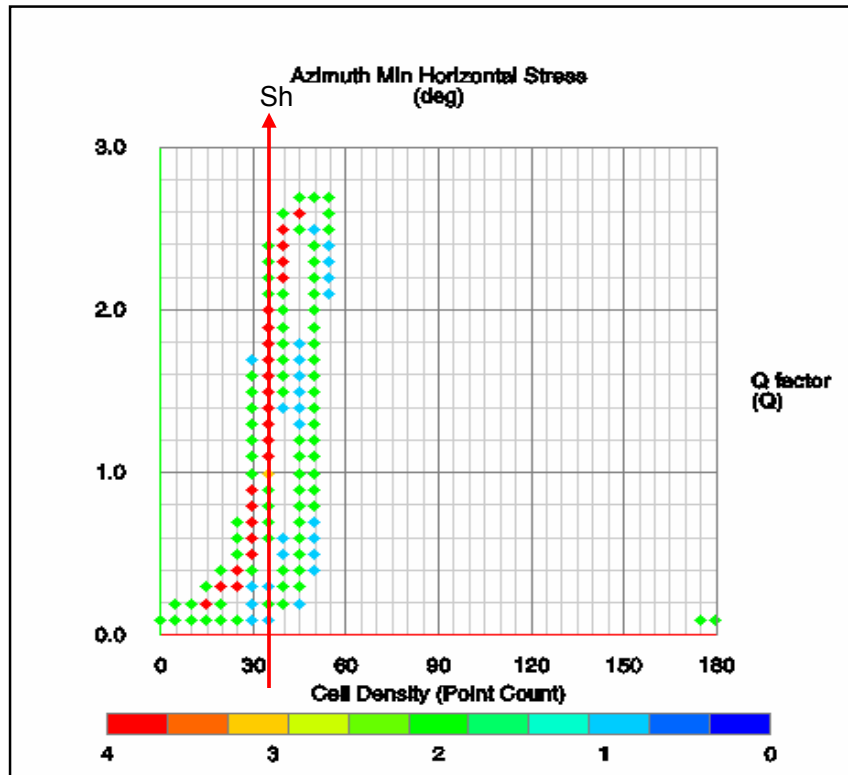


Figura 57. Proyecciones estereográficas para la formación Carbonera C3 a) Esfuerzo máximo tangencial en la pared del pozo con respecto a diferentes azimut y desviación del pozo. b) Esfuerzo mínimo tangencial en la pared del pozo con respecto a diferentes azimut y desviación del pozo. c) Anisotropía de esfuerzos en la pared del pozo, respecto a diferentes azimut y desviaciones del pozo.

Las proyecciones estereográficas en la formación Carbonera C3, permiten realizar las siguientes observaciones:

- La magnitud del parámetro  $Q=1,434$  publicada en las gráficas, indica la presencia de un régimen rumbo deslizante donde  $\sigma_1 = \sigma_H$  y presenta una orientación  $N 80^\circ W \pm 5$  lo cual corresponde a un azimut de  $100^\circ \pm 5$ .
- Al analizar la figura 57 a) se observa que para la configuración de esfuerzos presentes, las zonas mas seguras ó en las cuales probablemente no se presentes problemas de arenamiento ó desarrollo de breakouts, se encuentran en un rango de azimut entre  $45^\circ$ - $150^\circ$  respecto al norte magnético y desviaciones de  $40 - 90^\circ$  respecto a la vertical, sin embargo, si se observa la localización del pozo de estudio, este se encuentra fuera de la zona segura, y en una región donde igualmente pueden presentarse o no fallas de breakout, por tal razón es posible que se generen breakouts como los identificados para esta formación con el registro caliper de seis brazos.
- En la figura 57 b) la región de color rojo, representa la zona menos segura, para los azimut y desviaciones limitados por esta, debido a que las condiciones de esfuerzos presentes fácilmente pueden generar fracturas de tensión ó perdidas de lodo, dicha zona se presenta en forma alargada y en dirección preferencial a la dirección de  $\sigma_H$ , de ahí que pozos que presenten desviaciones entre  $0$ - $30^\circ$ , para cualquier azimut, y se encuentren alineados con la dirección de  $\sigma_H$ , podrían presentar fallas de tensión como se observa en la proyección estereográfica 57 b).
- A partir de la observación anterior y la localización del pozo de referencia, este se encuentra cerca de la zona de falla por tensión, sin embargo en esta formación no se reportó la presencia de fracturas de tensión.

### 7.1.1.2 Orientación del Esfuerzo Mínimo Horizontal en la Formación Charte



Grafica 20. Orientación del esfuerzo mínimo horizontal para la formación Charte en el intervalo 3589-3623 pies MD,  $N35^{\circ} E \pm 5^{\circ}$  en las profundidades seleccionadas en la Tabla 20 (shales) y Tabla 19.

- **Proyecciones Estereográficas para la Formación Charte Intervalo de Shales**

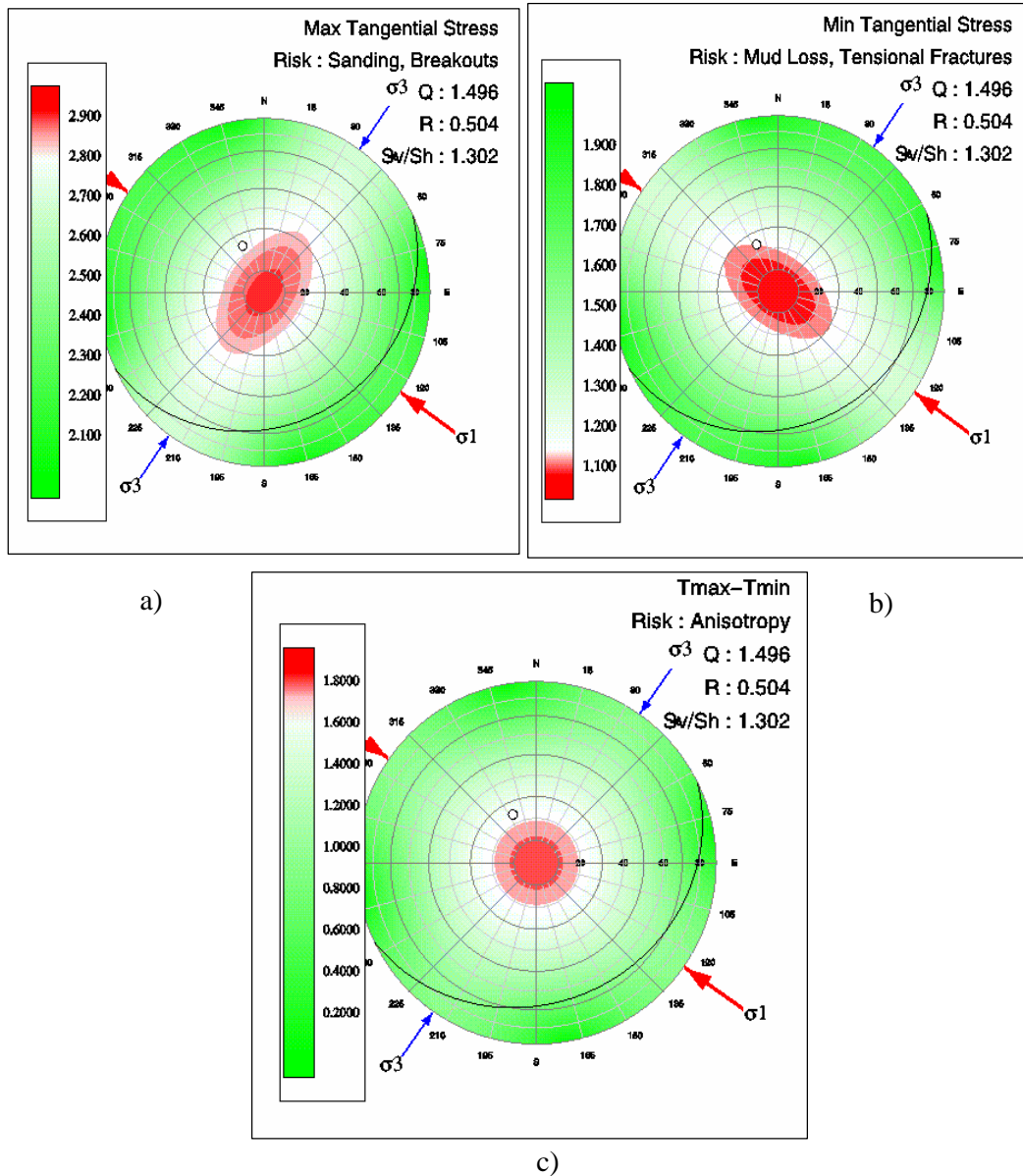
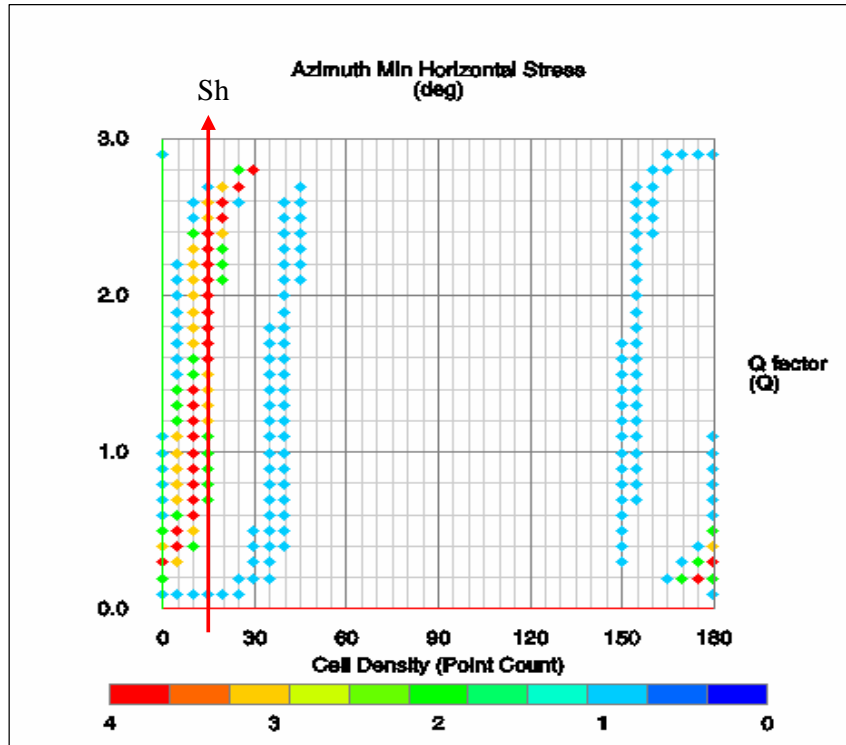


Figura 58. Proyecciones estereográficas para la formación Charte a) Esfuerzo máximo tangencial en la pared del pozo con respecto a diferentes azimuth y desviación del pozo. b) Esfuerzo mínimo tangencial en la pared del pozo con respecto a diferentes azimuth y desviación del pozo. c) Anisotropía de esfuerzos en la pared del pozo, respecto a diferentes azimuth y desviaciones del pozo.

Análisis de las proyecciones estereográficas obtenidas en la formación Charte:

- Al igual que en la formación Carbonera C3, se presenta un régimen rumbo deslizante, sin embargo, en el estereograma del  $\sigma_{\text{tmax}}$  (Figura 58 b)), para esta formación se observa bien demarcada una zona con altos riesgo de presentar problemas de arenamiento o breakouts, esta zona se orienta en dirección de  $\sigma_3 = \sigma_h$ , y se muestra mas angosta en dirección de  $\sigma_1 = \sigma_H$ .
- Para esta formación analizada  $\sigma_1 = \sigma_H$  presenta una orientación N 55° W  $\pm$  5 ó en términos de azimuth 125° respecto al norte magnético.
- Al analizar las condiciones de esfuerzos y la localización del pozo de referencia, este se encuentra tocando uno de los bordes de la zona menos segura (zona color rojo) ó zona en la cual por el contraste de esfuerzos presentes, se desarrollarían fracturas de tensión, lo cual podría explicar la presencia de 14 fracturas de tensión inducidas durante la perforación y reportadas en los análisis realizados por la compañía Schlumberger a partir del registro OBMI.
- A partir de todas las proyecciones estereográficas se observa que las zonas mas seguras se encuentran para azimuth cercanos a la orientación de  $\sigma_H$ .

### 7.1.1.3 Orientación del Esfuerzo Mínimo Horizontal en la Formación León



Grafica 21. Orientación del esfuerzo mínimo horizontal para la formación León en el intervalo 4742-5366 pies MD,  $N 12.5^\circ E \pm 5^\circ$  en las profundidades seleccionadas en Tabla 19 (arenas) y Tabla 20.

• **Proyecciones Estereográficas para la Formación León Intervalo de Shales**

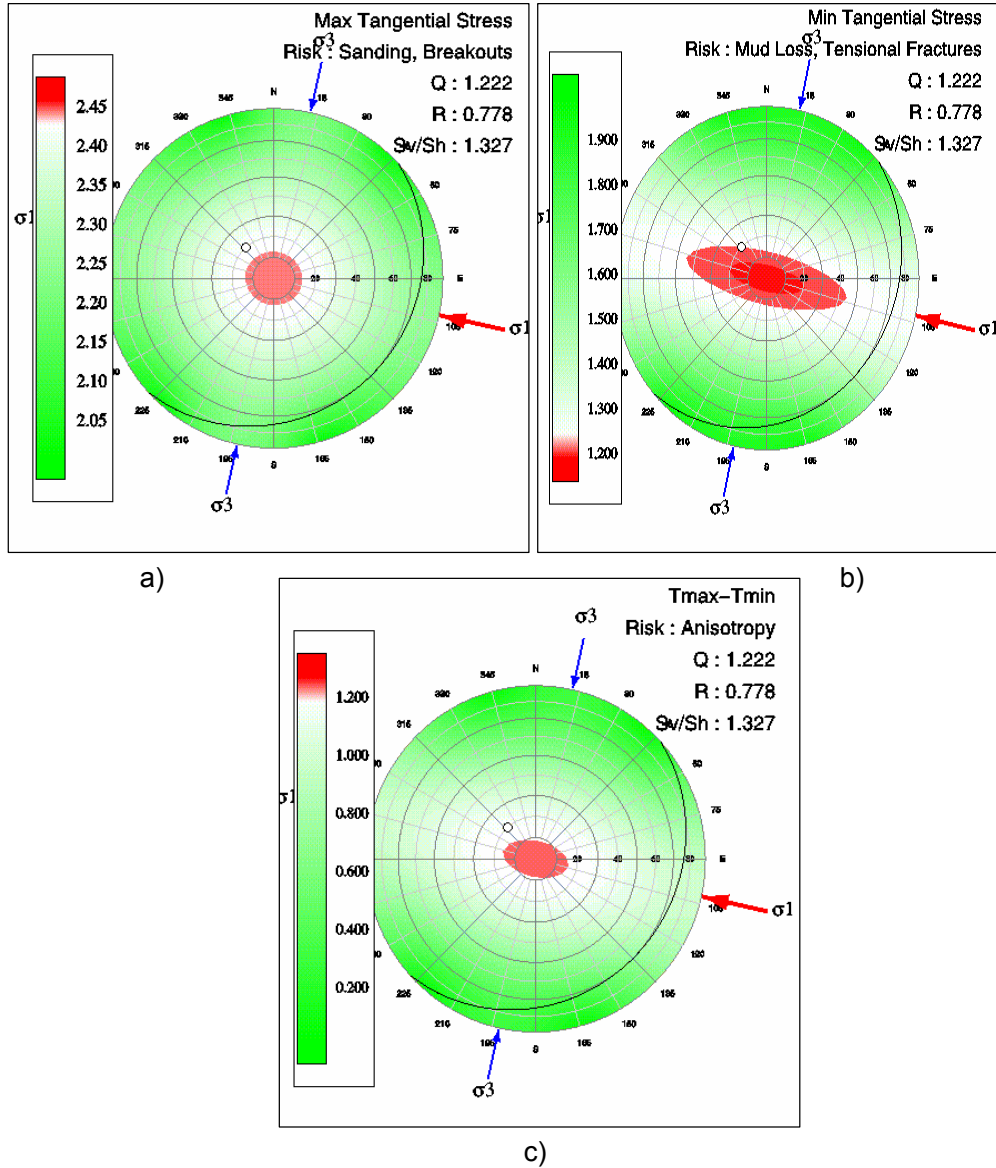


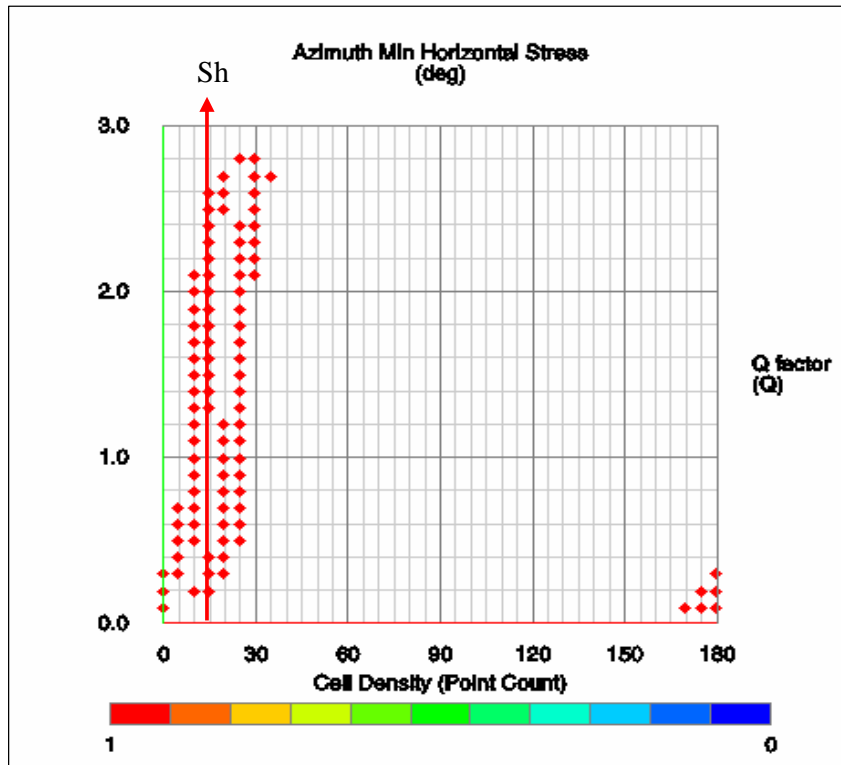
Figura 59. Proyecciones estereográficas para la formación León a) Esfuerzo máximo tangencial en la pared del pozo con respecto a diferentes azimut y desviación del pozo. b) Esfuerzo mínimo tangencial en la pared del pozo con respecto a diferentes azimut y desviación del pozo. c) Anisotropía de esfuerzos en la pared del pozo, respecto a diferentes azimut y desviaciones del pozo.

#### Análisis de las proyecciones estereográficas obtenidas en la formación León:

- Hasta el momento en toda la secuencia estratigráfica analizada se conserva la presencia de régimen rumbo deslizante, por tanto,  $\sigma_1 = \sigma_H$ . La orientación de  $\sigma_H$  para esta formación es  $N 77.5^\circ \pm 5$  lo cual corresponde a  $102^\circ \pm 5$  en términos de azimut.
- Al examinar la proyección estereográfica de  $\sigma_{tmax}$  (Figura 59 a)) se observa la presencia de cuatro direcciones en las cuales existe igual posibilidad de que se desarrollen breakouts, estas orientaciones coinciden con la dirección de  $\sigma_{tmax}$  y  $\sigma_{tmin}$ , lo cual puede ser explicado por el bajo contraste en las magnitudes de los esfuerzos *in situ* presentes en esta formación. Por tanto, podría esperarse la presencia de breakouts en la dirección de  $\sigma_{tmin}$ , caso que aunque no es muy común en Piedemonte Llanero Colombiano, si se ha identificado en otros pozos del Campo Cupiagua en el cual se encuentran los dos pozos de estudio.
- Adicionalmente, del estereógrafa de  $\sigma_{tmax}$ , (figura 59 a)) se puede ver que la zona menos segura (zona donde se generarían breakouts o problemas de arenamiento) se presentará en pozo con desviación inferior a  $10^\circ$ , para cualquier azimut, es decir, los pozos con altas desviaciones presentarían menos riesgo de desarrollar breakout en las paredes del pozo para las condiciones de esfuerzos presentes. De ahí que el pozo de estudio aunque no esta dentro de la zona de mayor riesgo, no presenta desviaciones superiores a los  $20^\circ$ , lo cual lo hace propenso a presentar fallas de breakouts en las paredes del pozo.
- La zona de mayor riesgo en cuanto a la generación de fracturas de tensión y pérdidas de lodo (figura 59 b)), se orienta preferencialmente en dirección de  $\sigma_H$ . por tanto, para pozos perforados paralelos a este esfuerzo, la zona de falla esta comprendida entre azimut que van de  $75^\circ$  a  $135^\circ$  y desviaciones de  $0^\circ - 50^\circ$  respecto a la vertical. Para pozos perforados en direcciones diferentes a la orientación de  $\sigma_H$  esta zona se hace mas angosta y las desviaciones se reducen a un rango entre  $0^\circ - 10^\circ$ .

- Al analizar las observaciones anteriores y la localización del pozo de estudio ó pozo de referencia, por la cercanía de este a la zona de fallas de tensión ó perdidas de lodo, el pozo presenta riesgo de desarrollar estas fallas, sin embargo, para esta sección no se reportaron evidencia de fallas de tensión.

#### 7.1.1.4 Orientación del Esfuerzo Mínimo Horizontal en la Formación Carbonera C1



Grafica 22. Orientación del esfuerzo mínimo horizontal en la formación Carbonera C1 en el intervalo 5634-6730 pies MD,  $N 15^{\circ} E \pm 5^{\circ}$  en las profundidades seleccionadas en la Tabla 19 (arenas) y Tabla 20.

- **Proyecciones Estereográficas para la Formación Carbonera C1 Intervalo de Shales**

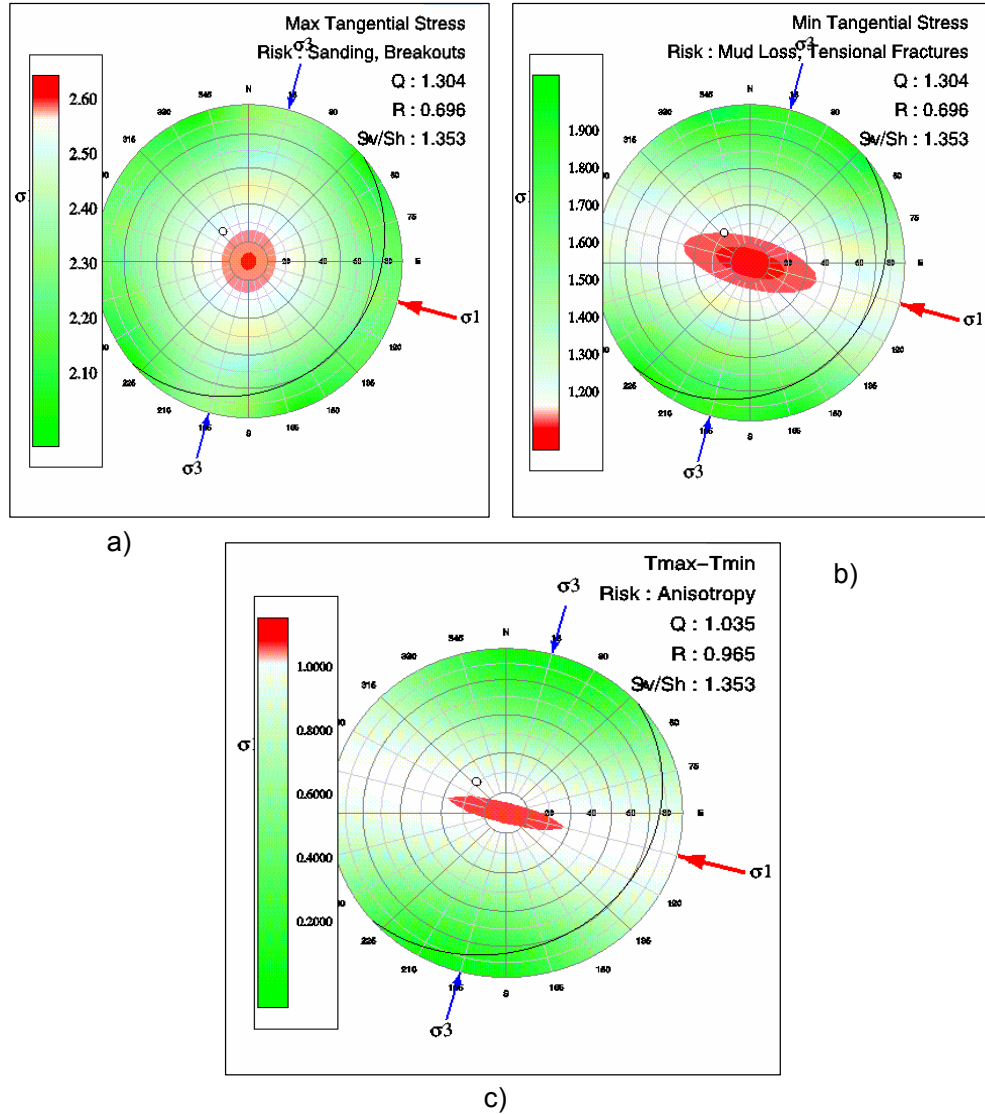
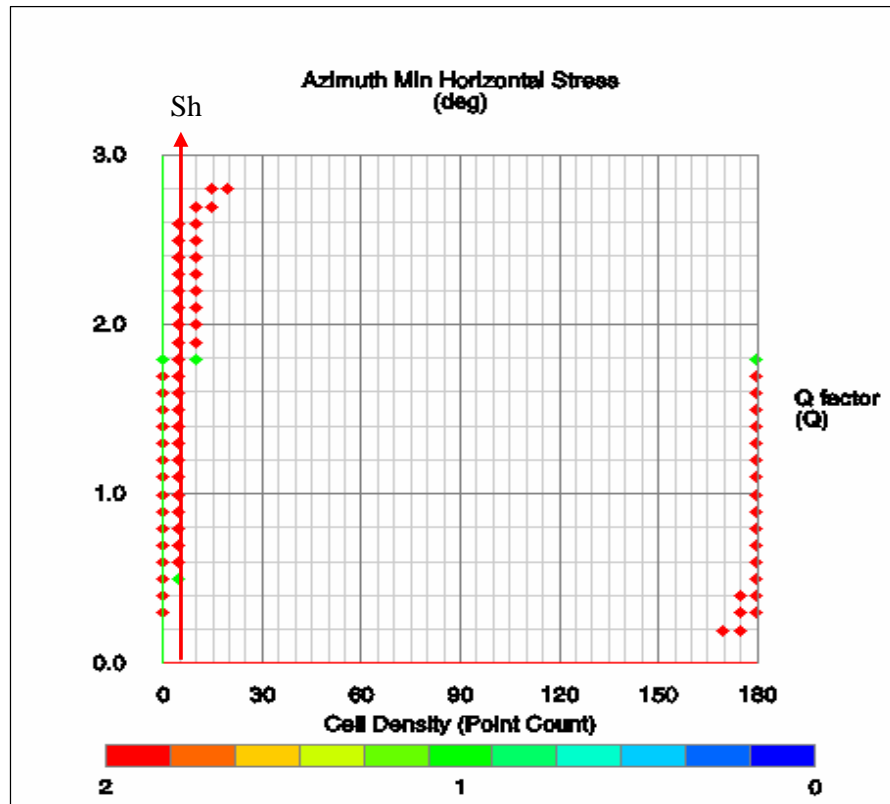


Figura 60. Proyecciones estereográficas para la formación Carbonera C1 a) Esfuerzo máximo tangencial en la pared del pozo con respecto a diferentes azimut y desviación del pozo. b) Esfuerzo mínimo tangencial en la pared del pozo con respecto a diferentes azimut y desviación del pozo. c) Anisotropía de esfuerzos en la pared del pozo, respecto a diferentes azimut y desviaciones del pozo.

Análisis de las proyecciones estereográficas obtenidas en la formación carbonera C1:

- Al igual que en las proyecciones estereográficas analizadas previamente, se observa continuidad en la presencia de régimen rumbo deslizante.
- Para el estado de esfuerzos presente los pozos que presentarían mayor riesgo de arenamiento y breakouts en las paredes del pozo, serán aquellos en los cuales para cualquier azimut, la desviación del pozo no supere los  $10^\circ$ , como se muestra en la figura 60 a.
- La orientación de  $\sigma_H$  para esta formación es  $N 75^\circ W \pm 5$ , en términos de azimut la orientación es  $105^\circ \pm 5$ , manteniendo el sentido NW – SE, ver figura 60 b.
- Al analizar la proyección estereográfica 60 b, se encontró que los pozos con mayor riesgo de presentar pérdidas de lodo ó fracturas de tensión son aquellos cuyo azimut es cercano de  $\sigma_H$  ó se encuentre en un rango de azimut de  $75^\circ - 135^\circ$  y desviaciones entre  $0^\circ - 35^\circ$ .
- Al analizar la ubicación del pozo de estudio cuya desviación se encuentra en un rango de  $18^\circ - 21^\circ$  y un azimut de  $348^\circ$ , la tendencia o riesgo de desarrollar fracturas de tensión son pocas, lo cual explica la ausencia de las mismas en la pared del pozo. sin embargo, la poca desviación del pozo de estudio si lo hace propenso al desarrollo de breakouts o problemas de arenamiento, pues como se observa en el estereograma 60 a, el pozo se encuentra fuera de la zona más segura (color verde) y cercano a las zonas menos seguras o de mayor riesgo de desarrollar breakouts (color rojo).

### 7.1.1.5 Orientación del Esfuerzo Mínimo Horizontal Formación Carbonera C2



Grafica 23. Orientación del esfuerzo mínimo horizontal para la formación Carbonera C2 en el intervalo 7275-7296 pies MD, N 5° E ± 5° en las profundidades seleccionadas en la Tabla 19 (arenas) y Tabla 20.

- **Proyecciones Estereográficas para la Formación Carbonera C2 Intervalo de Shales**

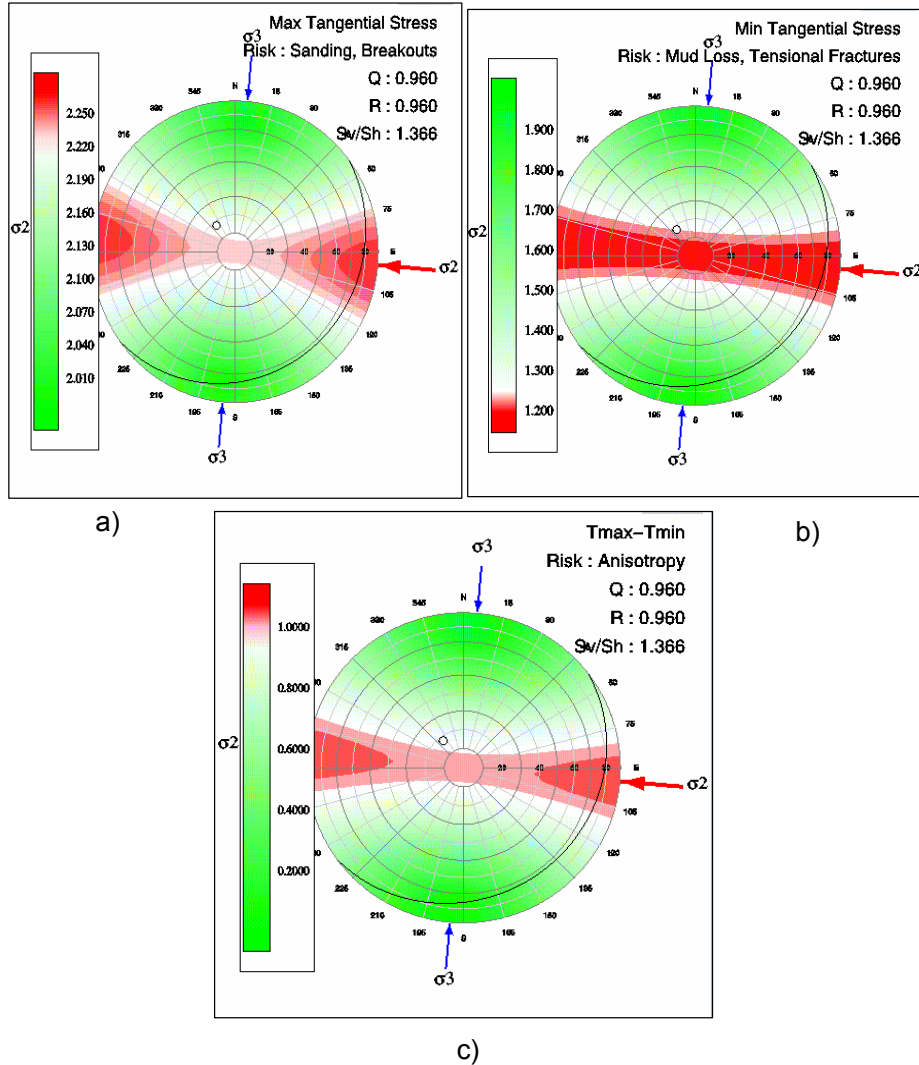


Figura 61. Proyecciones estereográficas para la formación Carbonera C2 a) Esfuerzo máximo tangencial en la pared del pozo con respecto a diferentes azimut y desviación del pozo. b) Esfuerzo mínimo tangencial en la pared del pozo con respecto a diferentes azimut y desviación del pozo. c) Anisotropía de esfuerzos en la pared del pozo, respecto a diferentes azimut y desviaciones del pozo.

Análisis de las proyecciones estereográficas obtenidas en la formación carbonera C2:

- En este nuevo análisis se presenta un régimen normal, lo cual cambia el comportamiento de las proyecciones estereográficas examinadas hasta el momento.
- A diferencia de lo esperado la orientación de la zona con mayor riesgo de desarrollar breakouts se encuentra alineada con la dirección de  $\sigma_{\text{min}}$ , dirección que coincide con la localización de  $\sigma_{\text{H}}$ , N 85° W  $\pm$  5. (figura 61b).
- Al observar los contrastes de esfuerzos en la proyección estereográfica 61 a se aprecia como a medida que aumenta la inclinación de los pozos y el azimut de los mismos oscila entre 75° - 115°, se acentúa el riesgo de que estos desarrollen fallas de corte (breakouts).

Finalmente, es necesario resaltar que la determinación de la orientación de los esfuerzos *in situ*, puede ser realizada en intervalos arcillosos más no, los cálculos de la magnitud de los esfuerzos *in situ*, para evitar errores o comportamientos anómalos.

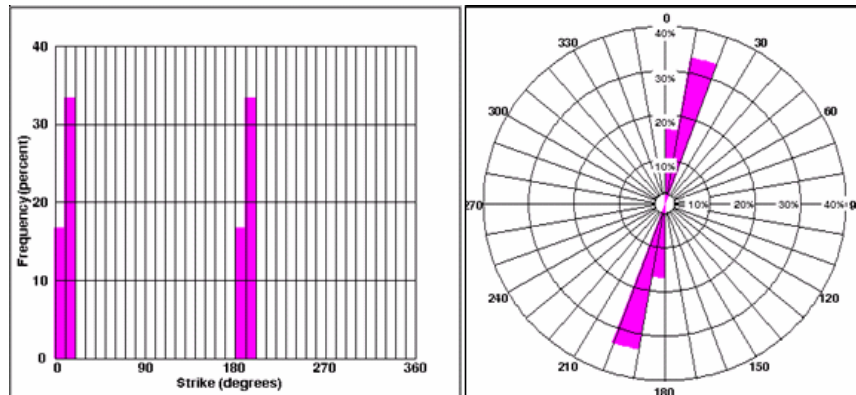


Figura 62. Orientación preferencial del esfuerzo mínimo horizontal ( $\sigma_{\text{H}}$ ) a partir de 22 datos de breakouts identificados en las formaciones analizadas en el pozo Liria YZ-10 N 20° E  $\pm$  5. (Izq.) Histograma de orientación preferencial del esfuerzo máximo horizontal. (Der.) Diagrama de Rosas donde se observa la orientación del esfuerzo mínimo horizontal respecto al norte magnético. Generado con Software BorStress.

Tabla 21. Orientaciones de esfuerzos horizontales para el pozo Liria YZ-10.

Formación	Orientación Sh	Orientación SH
Charte	N 35° E	N 55° W
León	N 12,5° E	N 77,5° W
Carbonera C1	N 15° E	N 75° W
Carbonera C2	N 5° E	N 85° W
Carbonra C3	N 10° E	N 80° W

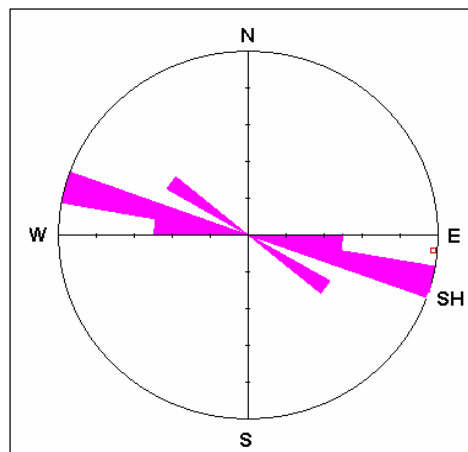


Figura 63. Orientación del esfuerzo máximo horizontal (SH) a partir de breakouts en el pozo Liria YZ-10, formaciones Charte, León, Carbonera C1 y C2, en la cual se obtiene una orientación promedio N 75° W  $\pm$  5°. Generado con software Georient 9.2.

A partir de los datos de orientación del esfuerzo máximo horizontal se observa una orientación preferencial de este esfuerzo en sentido NW–SE y se obtiene una orientación promedio **N 75° W  $\pm$  5** en el pozo Liria YZ-10. Al comparar esta orientación con datos publicados en la literatura para la zona del piedemonte llanero colombiano por otros autores como plumb, Last. et al, 1998 quienes reportan para el campo Cusiana orientaciones del esfuerzo máximo en sentido NW-SE , Torres, 2001 reporta para el mismo campo, una dirección N45 W  $\pm$  5 para el esfuerzo máximo horizontal regional.

Otra forma de comparar las orientaciones del esfuerzo máximo horizontal obtenidas, es a partir del análisis de fracturas inducidas durante la perforación,

las cuales se originan en la dirección del esfuerzo máximo horizontal y son identificadas a partir de registros de imágenes, este tipo de fallas presentan dos características típicas, (Brudy and Zoback, 1999):

- Se presentan en pares con una diferencia entre si de 180°, paralelas al eje del pozo y no interconectadas alrededor de la cara del pozo. Estas fracturas se inician durante el proceso de perforación como fracturas tensiles, pero no se propagan significativamente dentro de la roca, están limitadas a la pared del pozo.
- Cuando el eje del pozo se encuentra inclinado respecto a la vertical, estas fracturas son llamadas fracturas en “echelon” debido a que la forma de estas es similar a las fracturas en echelon conocidas en geología.

Adicionalmente estas fracturas alcanzan una longitud de 1-3 metros y sus trazos son causados posiblemente por pequeñas heterogeneidades en la roca. Los trazos son aproximadamente rectos y comúnmente son causados por las herramientas durante la perforación.

En el pozo Liria YZ-10 se identificaron catorce fracturas inducidas durante la perforación en la formación charte, las cuales presentan una orientación preferencial en sentido NW-SE, como se observa en la figura 64 (Becerra M, Parra M, Goddyn X., DSI & Dual OBMI Interpretation Report SLB., 2005):

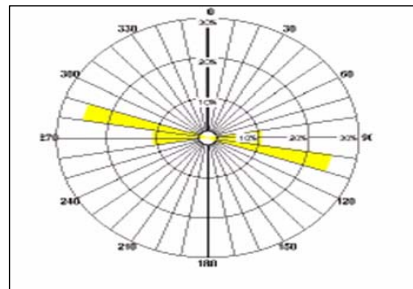


Figura 64. Orientación (rumbo) de las fracturas inducidas durante la perforación, formación Charte, pozo Liria YZ-10. Orientación promedio N 75° W  $\pm$  5. Tomado: DSI & Dual OBMI Interpretation Report SLB., 2005.

Con las orientaciones aportadas por las fracturas inducidas se observo que existe concordancia con las orientaciones obtenidas utilizando datos de

breakouts, lo cual ofrece confiabilidad en la determinación de la orientación del esfuerzo máximo horizontal al ser determinado por dos metodologías diferentes y obtener resultados semejantes.

Para validar las observaciones realizadas con el registro caliper de seis brazos se hizo uso de los registros sonico dipolar (*DSI*) y el registro de imagen *OBMI* (Oil Base Microimager) para ratificar la presencia de los breakouts en la cara del pozo.

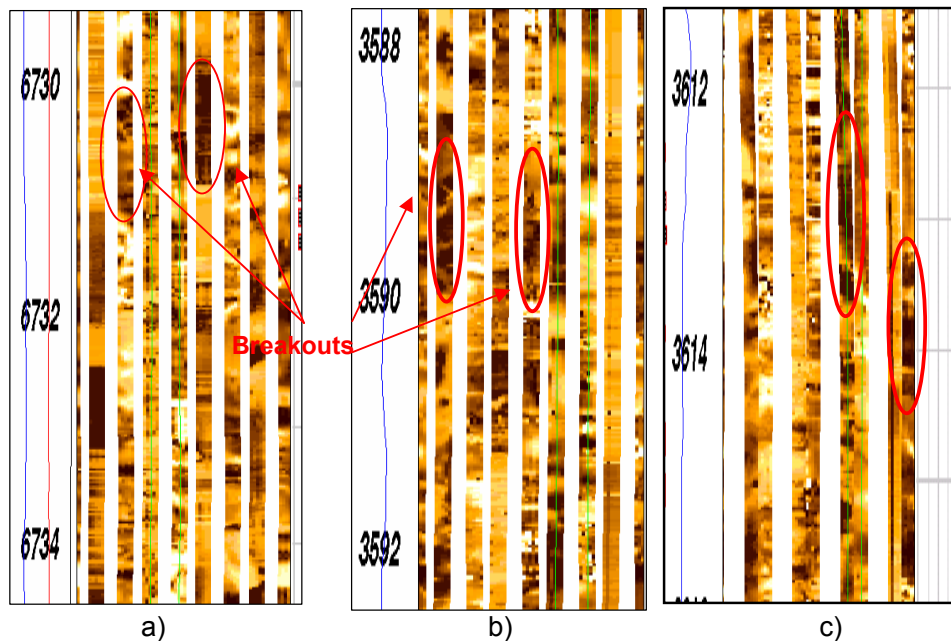


Figura 65 a) Formación Carbonera C1 b) y C) Formación Charte. Tomado Registro OBMI pozo Liria YZ-10.

En la figura 65 se presenta un ejemplo de las imágenes tomadas por el registro de imágenes OBMI en algunas secciones analizadas, en las cuales se aprecia la presencia de breakouts, sin embargo; no en todas las profundidades en las cuales se identificaron breakouts con el registro caliper se pudo observar claramente la presencia de estas fallas en las imágenes, razón por la cual se hizo uso del registro sonico dipolar (DSI) para compara si coinciden los intervalos en los cuales se identificaron breakouts con el registro caliper de seis brazos y la anisotropía mostrada en el registro sonico dipolar, debido a que los breakouts son fallas que se generan por la anisotropía de esfuerzos.

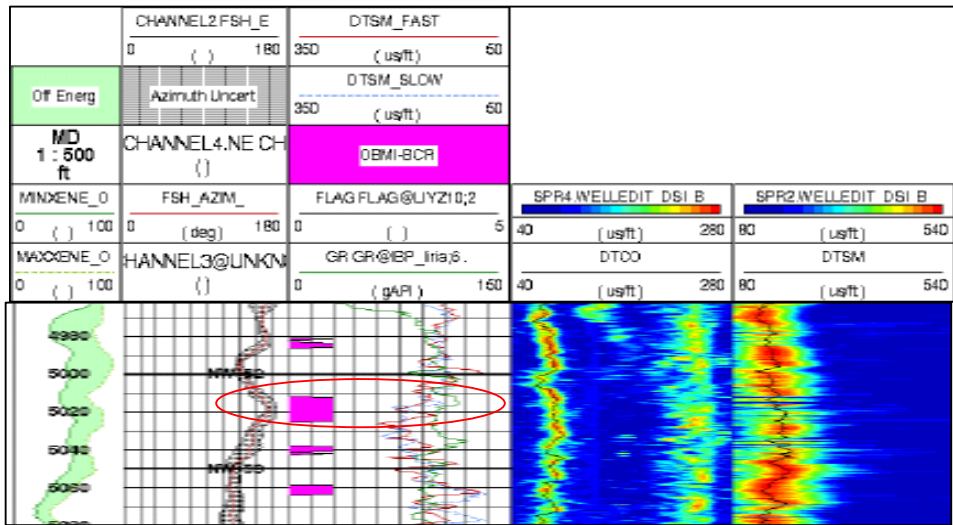


Figura 66. Registro sónico Dipolar para el intervalo un intervalo de la formación León 5010-5020pies MD. En al cual se identificaron breakouts con el registro caliper de seis brazos Color púrpura marca las zonas con mayor anisotropía. Tomado registros DSI, pozo Liria YZ-10.

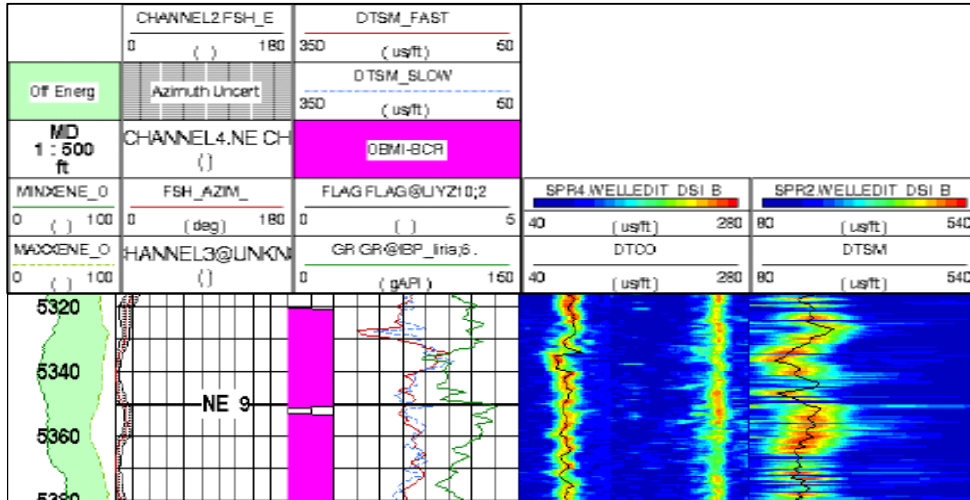


Figura 67. Registro sónico Dipolar para el intervalo un intervalo de la formación León 5366 MD. En al cual se identificaron breakouts con el registro caliper de seis brazos Color púrpura marca las zonas con mayor anisotropía. Tomado registros DSI, pozo Liria YZ-10.

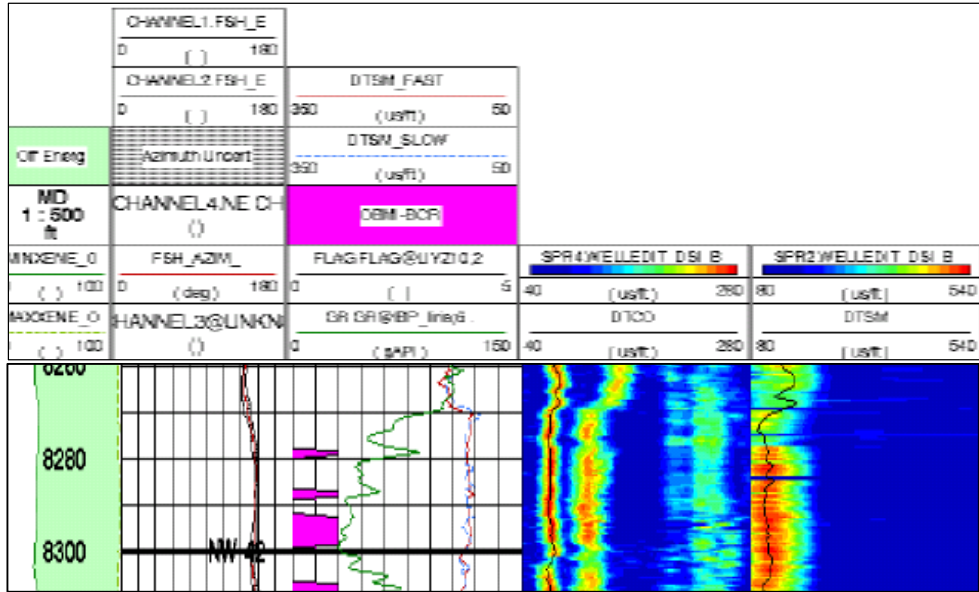


Figura 68. Registro sónico Dipolar para el intervalo un intervalo de la formación Carbonera C3 8280 MD. En el cual se identificaron breakouts con el registro caliper de seis brazos Color púrpura marca las zonas con mayor anisotropía. Tomado registros DSI, pozo Liria YZ-10.

## 7.2 EFECTO DE LA DESVIACIÓN DEL POZO EN LA ORIENTACIÓN DEL ESFUERZO MÍNIMO HORIZONTAL APLICADO AL POZO LIRIA YZ-10

Para verificar el efecto de la desviación del pozo sobre la orientación de los breakouts como lo mencionan algunos autores como Zoback et al., Mastin entre otros, se ha realizado una comparación entre las orientaciones del esfuerzo mínimo horizontal mostradas con anterioridad utilizando el software **BorStress\*** en las cuales se tuvo en cuenta el azimuth y desviación del pozo y las orientaciones del esfuerzo mínimo horizontal sin considerar el efecto de la desviación del pozo, es decir; la orientación de la elongación (breakout) obtenida a partir del registro caliper de seis brazos se considera la orientación del esfuerzo mínimo horizontal.

Tabla 22. Comparación entre las Orientaciones del esfuerzo mínimo horizontal respecto al norte magnético corregido y sin corregir por efectos de la desviación del pozo en el pozo Liria YZ-10.

Formación	Orientación Sh corregida	Orientación Sh Sin corregir	Orientación SH
C3	N 10° E	N 8,25° E	N 80° W
Charte	N 35° E	N 39° E	N 55° W
Leon	N 12,5° E	N 21,86° E	N 77,5° W
C1	N 15° E	N 18° E	N 75° W
C2	N 5° E	N 4,27° E	N 85° W

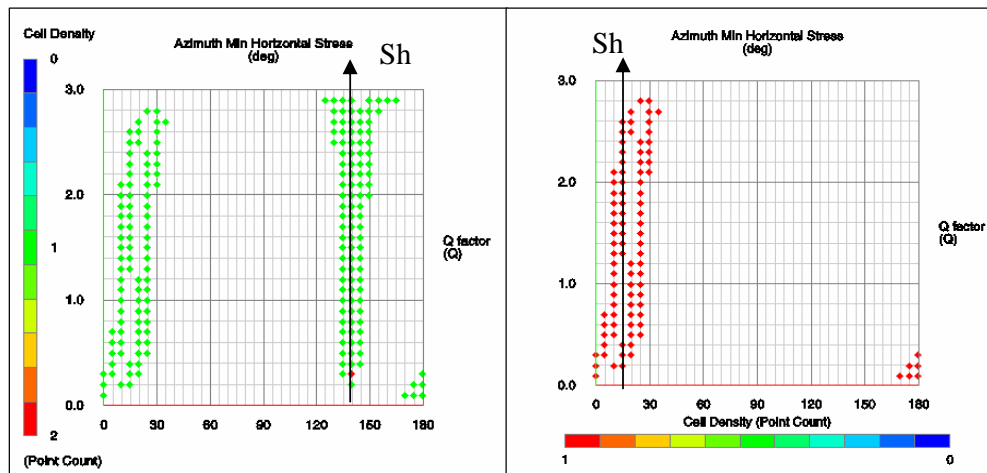
Los resultados mostrados en la tabla 22 permiten afirmar que pozos perforados en un ambiente geológico donde se presenta el régimen de fallamiento Andersoniano rumbo-deslizante (strike-slip) y con poca desviación respecto a la vertical, como las presentadas en el pozo Liria YZ-10 (quinta columna) en las formaciones analizadas, la variación en la orientación de los breakouts (cuarta columna Tabla 22) respecto a la orientación esfuerzo mínimo horizontal no es significativa, lo cual sugiere que en pozos con poca desviación la orientación de los breakouts podría ser un buen indicativo de la orientación del esfuerzo mínimo horizontal sin necesidad de hacer correcciones posteriores a la orientación de los breakouts leídas a través de registros de imágenes ó registros caliper orientados.

A demás con estos datos se pueden verificar las observaciones realizadas por Mastin en su trabajo, “*Effect of Borehole on Breakout Orientation*” en el cual concluye que debido a la insensitividad en la orientación de los breakouts en el régimen de fallamiento rumbo-deslizante, el estudio de los breakouts no debe ser limitado a pozos verticales ya que aun en pozos con desviaciones superiores a 30° la orientación de los breakouts estará aproximadamente a 10° del esfuerzo mínimo horizontal para breakouts presentes en un régimen de fallamiento rumbo-deslizante. A diferencia de los otros regímenes de fallamiento como el normal y el inverso en los cuales esfuerzos horizontales aproximadamente iguales pueden causar significativos cambios en la orientación de los breakouts aun en pozos que se desvían menos de 10° desde la vertical.

### 7.3 EFECTO DE LA SELECCIÓN INADECUADA DE LOS BREAKOUTS EN LA ORIENTACIÓN DE ESFUERZOS IN SITU APLICADO AL POZO LIRIA YZ-10.

En el momento de la selección de los breakouts para el análisis de esfuerzos es necesario, descartar aquellos que se presenten paralelos a la dirección del pozo, debido a que generalmente no son generadas por efecto de esfuerzos, sino por efectos mecánicos de erosión de las paredes del pozo con la tubería de perforación, este tipo de elongaciones mecánicas son llamados Keyseat.

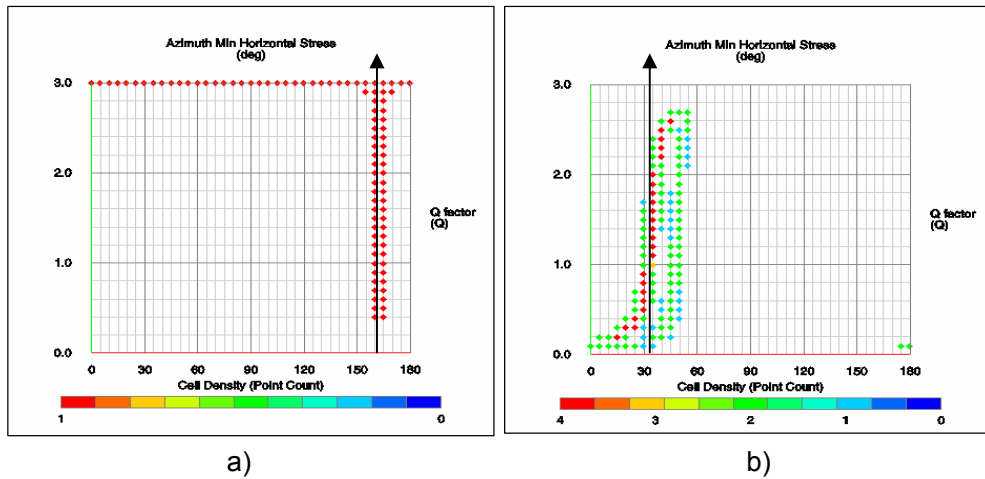
A continuación se presenta algunos efectos generados por la presencia de los keyseat entre los datos de breakout:



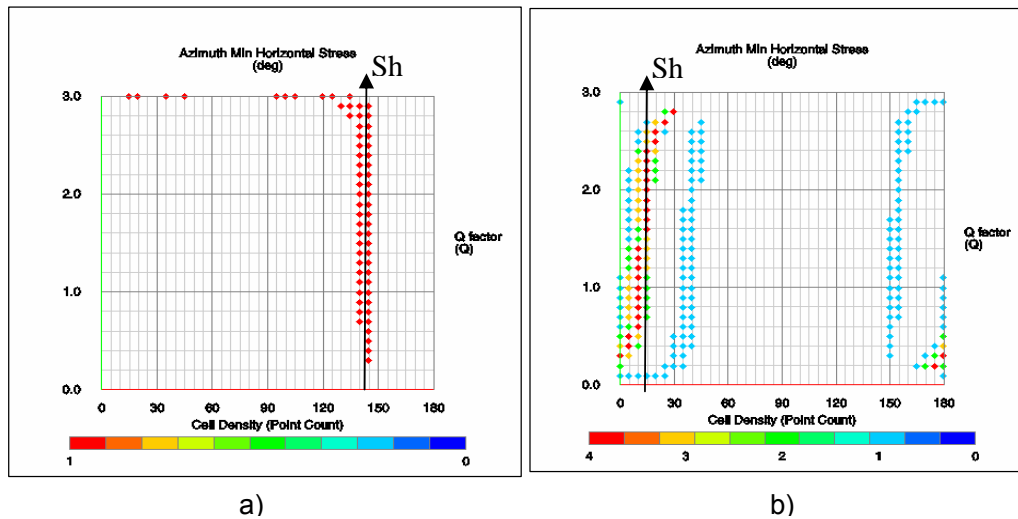
a)

b)

Grafica 24 a) Orientación del esfuerzo mínimo horizontal  $Sh$  para la formación Carbonera C1 en intervalo de Shale, sin descartar las elongaciones que coinciden con la dirección del pozo (Keyseat)  $N 40^\circ W \pm 5$  b) Orientación del esfuerzo mínimo para la Formación Carbonera C1 después de descartar las elongaciones que coinciden con la orientación del pozo (Keyseat)  $N 15^\circ E \pm 5$ . Generadas con Software BorStress®.



Grafica 25 a) Orientación del esfuerzo mínimo horizontal  $S_h$  para la formación Charte en intervalo de arenas, sin descartar las elongaciones que coinciden con la dirección del pozo (Keyseat)  $N 15 W \pm 5$  b) Orientación del esfuerzo mínimo para la Formación Charte después de descartar las elongaciones que coinciden con la orientación del pozo (Keyseat)  $N 35^\circ E \pm 5^\circ$ . Generadas con Software BorStress®.



Grafica 26 a) Orientación del esfuerzo mínimo horizontal  $S_h$  para la formación León en intervalo de shales, sin descartar las elongaciones que coinciden con la dirección del pozo (Keyseat)  $N 40 W \pm 5$  b) Orientación del esfuerzo mínimo para la Formación León después de descartar las elongaciones que coinciden con la orientación del pozo (Keyseat)  $N 12.5^\circ E \pm 5^\circ$ . Generadas con Software BorStress®.

Tabla 23. Resumen de orientaciones de esfuerzo mínimo horizontal obtenidos al considerar la presencia de Keyseat en el pozo de estudio Liria YZ-10.

Formación	Profundidad MD (pies)	Azimut Pozo (°)	Azimut Elong. (°)	Diferencia Azi. Pozo y Azi. Elong.	Orientación Sh (con KS)	Orientación Sh (sin KS)
Charte	3026	342.6	342.42	0.18°	N 15° W	N 35° E
León	4616	326.83	323.125	3.7°	N 40° W	N12.5° E
Carbonera C1	6017	317.20	144.97	7°	N 40° W	N 15° E
	7063	321.37	136.44	5°		

Si se observan los datos en la quinta columna (Tabla 23) donde se presenta la diferencia existente entre el azimut u orientación del pozo y el azimut de la elongación (posible breakout). Se aprecia como estas elongaciones aunque fueron identificadas como Breakouts, en realidad por la poca diferencia existente entre estas direcciones, la elongación registrada por el registro caliper tiene mayor probabilidad de ser un Keyseat que un breakouts. A demás al no descartar la presencia de estos datos como se observa en las graficas 24-26 se obtienen orientaciones del esfuerzo mínimo horizontal ( $S_H$ ) totalmente opuestas a las que han sido determinadas en este trabajo y otros realizados previamente en la zona, en las cuales esta dirección NW-SE es reportada como la orientación preferencial para el esfuerzo máximo horizontal.

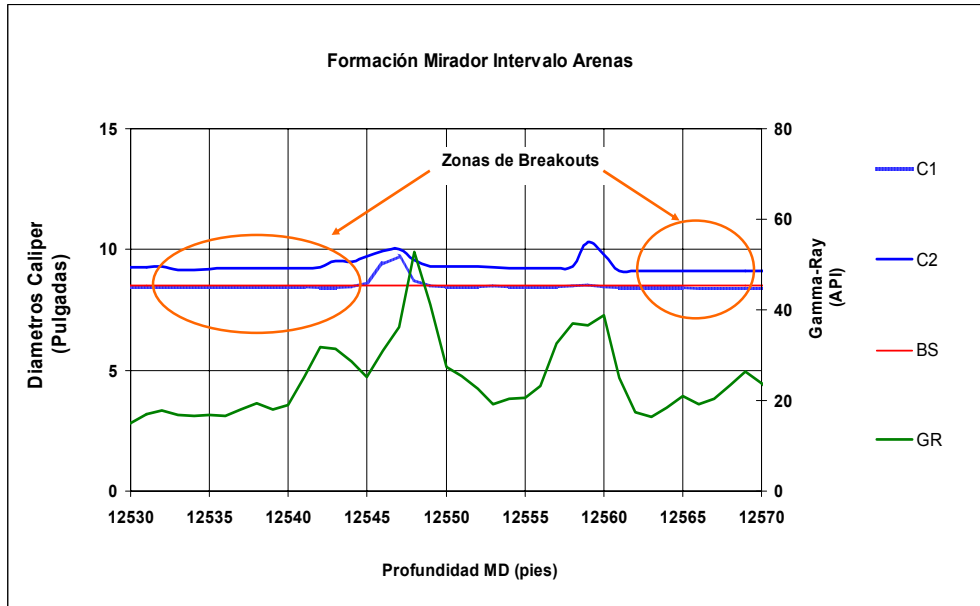
Con estos ejemplos se comprueba la importancia de la selección adecuada de los breakouts y descartar la presencia de los keyseat como recomiendan algunos investigadores como Plumb y Hickman, 1985; Bell, 1990; Zajak y Stock, 1997 al plantear como un criterio para la selección de los breakouts, que la orientación de las elongaciones (breakouts) no deberían coincidir con el lado alto del pozo en pozos que se desvían mas de 5°.

#### **7.4 DETERMINACIÓN DE LA ORIENTACIÓN DE ESFUERZOS HORIZONTALES IN SITU EN EL POZO CUIAGUA A1-Z**

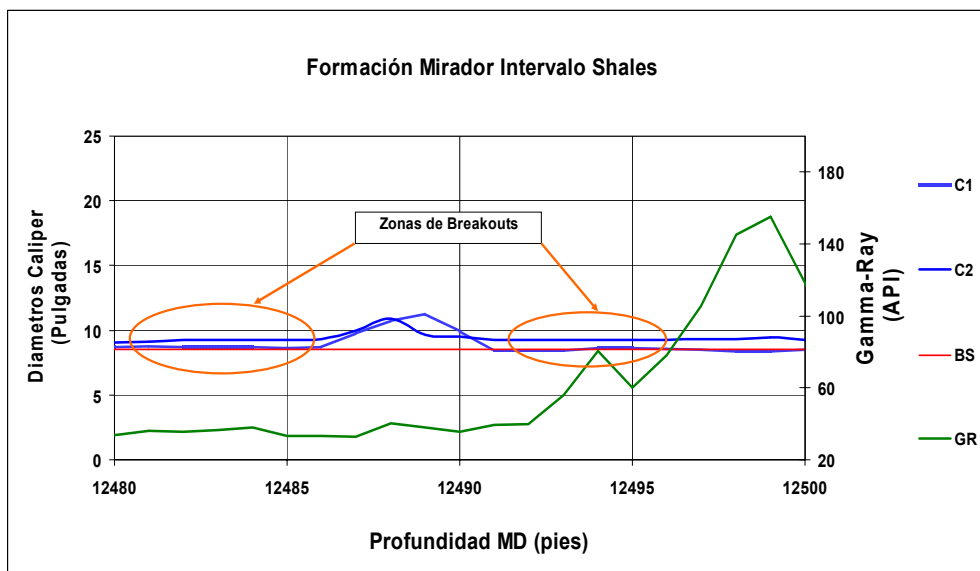
Para la determinación de la orientación de los esfuerzos horizontales en el pozo Cupiagua A1Z a diferencia del pozo Liria YZ-10, no se contaba con toda la información necesaria para estimar la orientación de los esfuerzos horizontales en forma confiable, debido a que el registro caliper de cuatro brazos solo disponía de datos de diámetros mas no presentaba información sobre orientaciones de los patines en este intervalo, es decir; no se contaba con el azimut reportado por el patín 1 de la herramienta, usualmente conocido como P1AZ, además de esto no se disponía del registro de imagen en su formato original, lo cual impidió cargar el mismo en el software de interpretación para obtener información sobre la orientación de las fallas o eventos que se pudiesen identificar en el registro, sin embargo; debido a que el registro de imagen disponible era un registro UBI, el cual ofrece una cobertura del 100% de las paredes del pozo, la presencia de los breakouts era evidente y fácilmente distinguible de otros tipos de fallas.

Debido a estas dificultades se procedió a determinar la presencia de los breakouts a partir del comportamiento observado en las curvas del registro caliper de cuatro brazos y clasificarlos según la litología en la cual se presentaran los breakouts, arenas o shales, posteriormente se verificó la presencia de los breakouts en el registro UBI (*Ultrasonic Borehole Imagen*), a partir del cual se obtuvieron las orientaciones de los breakouts y la orientación de los esfuerzos horizontales.

### 7.4.1 Identificación de Breakouts en la Formación Mirador, Pozo Cup A1Z



Grafica 27. Intervalo del registro Caliper, Gamma-Ray Vs. Profundidad comprendido 12530-12570 pies (MD), en el cual se identificaron Breakout en arenas (GR<40), para la formación Mirador a partir del registro caliper de cuatro brazos, en el pozo Cupiagua A1Z.



Grafica 28. Intervalo del registro Caliper, Gamma-Ray Vs. Profundidad comprendido 12480-12500 pies (MD), en el cual se identificaron Breakout en shales (GR<80), para la formación Mirador a partir del registro caliper de cuatro brazos, en el pozo Cupiagua A1Z.

Posterior a la identificación de los posibles breakouts en el registro caliper se verificó la presencia de los mismos en el registro UBI.

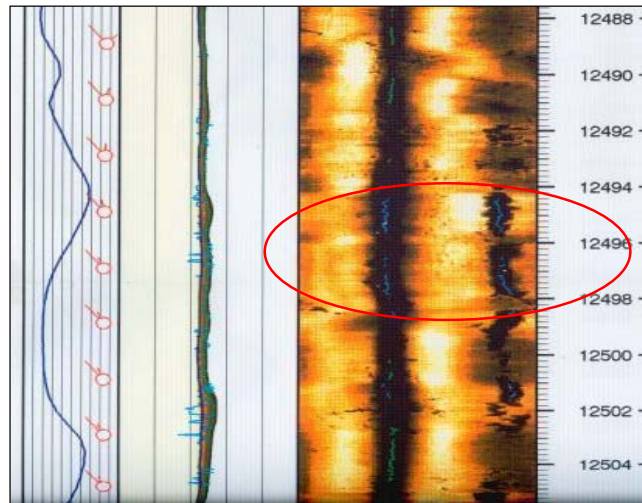


Figura 69. Imagen del registro Ultrasonic Borehole Imager (UBI), intervalo 12488-12504 pies MD. Formación Mirador. Tomado Registro UBI pozo Cupiagua A1Z.

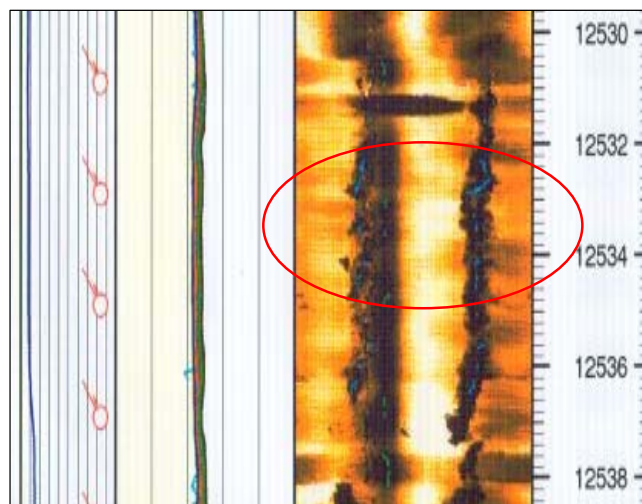


Figura 70. Imagen del registro Ultrasonic Borehole Imager (UBI), intervalo 12530-12538 pies MD. Formación Mirador. Tomado Registro UBI pozo Cupiagua A1Z.

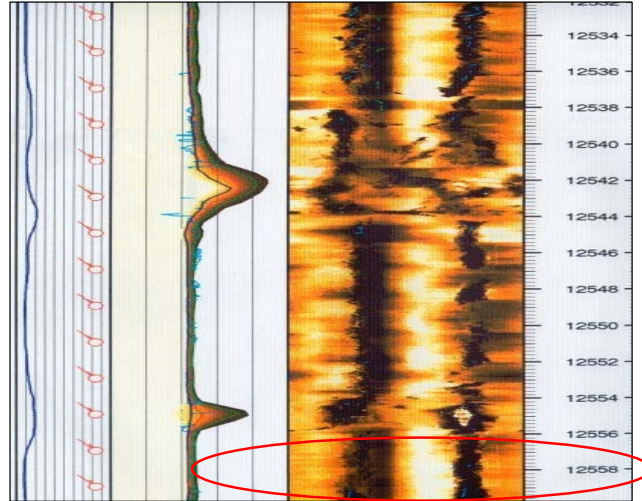


Figura 71. Imagen del registro Ultrasonic Borehole Imager (UBI), intervalo 12534-12558 pies MD. Formación Mirador. Tomado Registro UBI pozo Cupiagua A1Z.

Tabla 24. Breakouts identificados con los registros de imágenes UBI (Ultrasonic Borehole Imager) y registros Caliper de cuatro brazos en intervalos arenosos ( $GR < 40^\circ$ ) Pozo Cupiagua A1Z.

Elongaciones Presentes en Arenas	
Formación	Profundidad en pies MD
<b>Mirador</b>	12532
	12537
	12582
	12557
	12558

Tabla 25. Breakouts identificados con los registros de imágenes UBI (Ultrasonic Borehole Imager) y registros Caliper de cuatro brazos en intervalos arcillosos ( $GR > 40^\circ$  API) Pozo Cupiagua A1Z.

Elongaciones Presentes en shales	
Formación	Profundidad en pies MD
<b>Mirador</b>	12496
	12499
	12500
	12594
	12695

Posterior a la identificación de los breakouts, se determinaron las orientaciones de los breakouts, utilizando el registro UBI disponible, los datos de orientación fueron medidos en forma manual sobre la imagen del registro. Las orientaciones que se obtuvieron fueron las siguientes:

Tabla 26. Orientación de los breakouts identificados en la formación Mirador Cupiagua A1Z a partir del registro UBI.

Profundidad pies MD	Litología	Orientación Breakout
12496	shale	N45°W
12499	shale	N40°W
12500	shale	N45°W
12532	arena	N45°W
12537	arena	N40°W
12557	arena	N50°W
12558	arena	N50°W
12582	arena	E - W

Si se considera que debido a la poca desviación existente en la formación Mirador del pozo cupiagua A1Z ( $24^\circ$  respecto a la vertical) y que la zona presenta un régimen de esfuerzos rumbo-deslizante (strike-slip), se podría asumir que la orientación de los breakouts será aproximadamente la orientación del esfuerzo mínimo horizontal ( $S_h$ ) ó que la variación en la orientación de los breakouts respecto a la orientación del esfuerzo mínimo horizontal será poca; por lo tanto la orientación del esfuerzo máximo horizontal ( $S_H$ ) se encontrará perpendicular a la orientación del esfuerzo mínimo horizontal ( $S_h$ ).

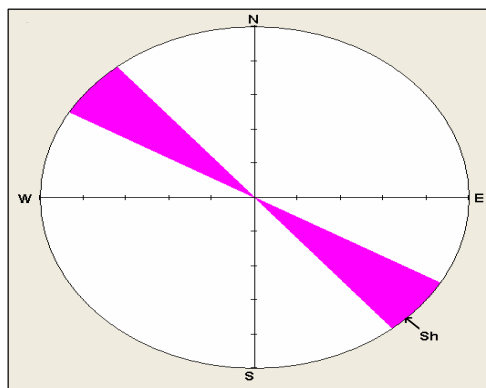


Figura 72. Orientación del esfuerzo mínimo horizontal a partir de breakouts, en la formación Mirador Pozo Cupiagua A1Z en el cual se obtiene una orientación promedio  $N45^{\circ} W \pm 5$ . Generado con Software Georient 9.2.

Tabla 27. Orientación del esfuerzo máximo horizontal (SH) en la formación Mirador Cupiagua A1Z a partir del registro UBI.

Profundidad MD pies	Litología	Orientación SH
12532	arena	N 45°E
12537	arena	N50°E
12557	arena	N40°E
12558	arena	N40°E
12582	arena	N-S
12496	shale	N45°E
12499	shale	N50°W
12500	shale	N45°E
12594	shale	N5°W

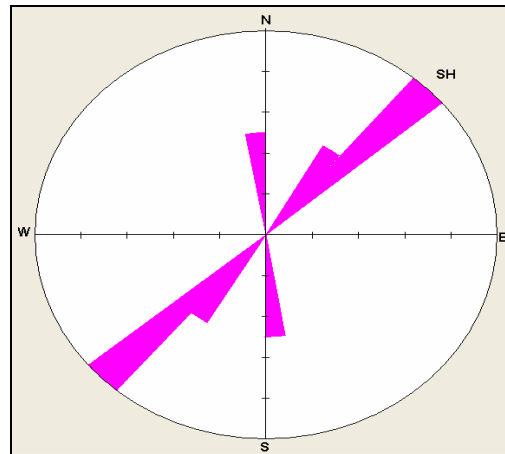


Figura 73. Orientación del esfuerzo máximo horizontal (SH) a partir de breakouts, en la formación Mirador, en el cual se obtuvo una orientación promedio  $N 77^{\circ} E \pm 5^{\circ}$  Pozo Cupiagua A1Z. Generado con Software Georient 9.2.

En los resultados de orientación de esfuerzos obtenidos en este pozo, se observa que la tendencia principal de las orientaciones es opuesta a la orientación de los esfuerzos regionales de la misma, donde el esfuerzo máximo

horizontal se encuentra en sentido NW-SE; sin embargo, en otros pozos del piedemonte se ha evidenciado esta orientación en los esfuerzos locales.

## **8. DETERMINACIÓN DE LA MAGNITUD DEL ESFUERZO MÁXIMO HORIZONTAL PARA LOS POZOS DE ESTUDIO**

En el presente capítulo se mostrará la aplicación de la metodología seleccionada para la determinación de la magnitud del esfuerzo máximo horizontal, la cual consiste en analizar las condiciones de esfuerzos en las paredes del pozo para tratar de reproducir las fallas por corte que fueron identificadas a partir de registros caliper e imágenes, y posteriormente estos resultados son graficados en un polígono de esfuerzos, cuya construcción esta basada en la teoría de resistencia friccional de las rocas.

Sin embargo, para construir los polígonos de esfuerzos es necesario desarrollar con anterioridad los modelos mecánicos para los pozos de estudio, es decir; determinar UCS, presión de poro, esfuerzo vertical, esfuerzo mínimo horizontal.

Razón por la cual en el capítulo 4 se presentan los modelos mecánicos desarrollados para los pozos de estudio.

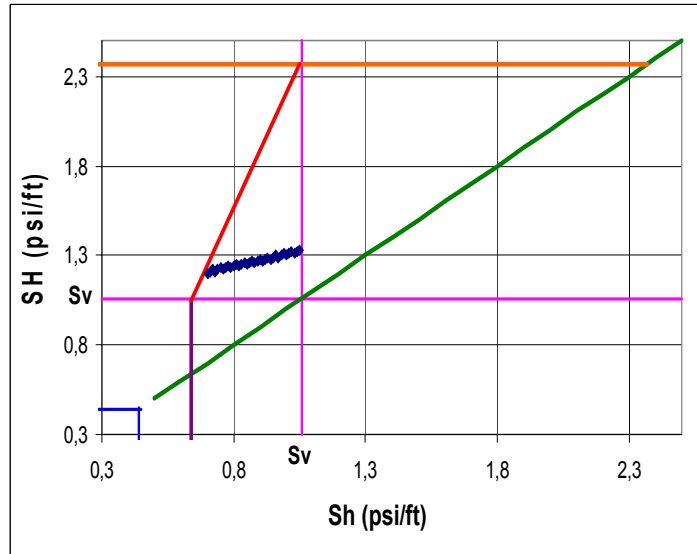
### **8.1 DETERMINACIÓN DE LA MAGNITUD DEL ESFUERZO MÁXIMO HORIZONTAL PARA INTERVALOS DE ARENA DEL POZO LIRIA YZ-10**

Inicialmente para determinar la magnitud de  $S_H$ , se procedió a calcular los posibles estados de esfuerzos que podrían generar cada uno de los breakouts identificados con registros caliper, posteriormente se graficaron en los polígonos de esfuerzos.

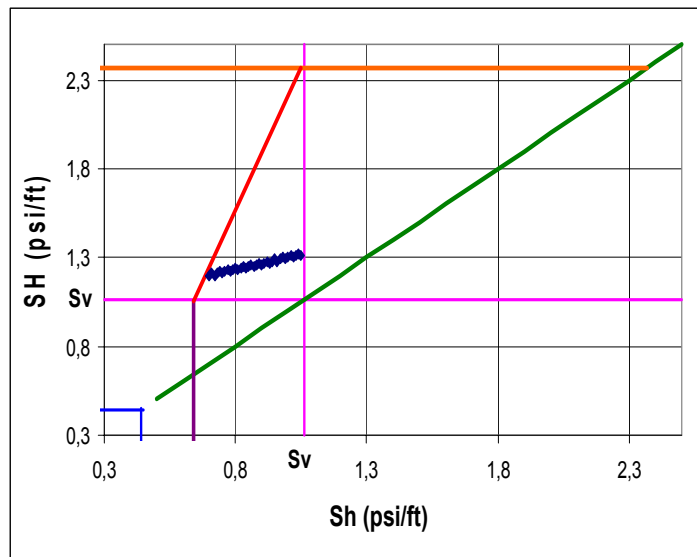
Seguidamente se hace un análisis estadístico donde se determinan cuales son los estados de esfuerzos más probables, y las presiones de colapso que generan las fallas de corte en la pared del pozo.

#### **8.1.1 Construcción de Polígonos de Esfuerzos en Intervalos de arena del Pozo Liria YZ-10**

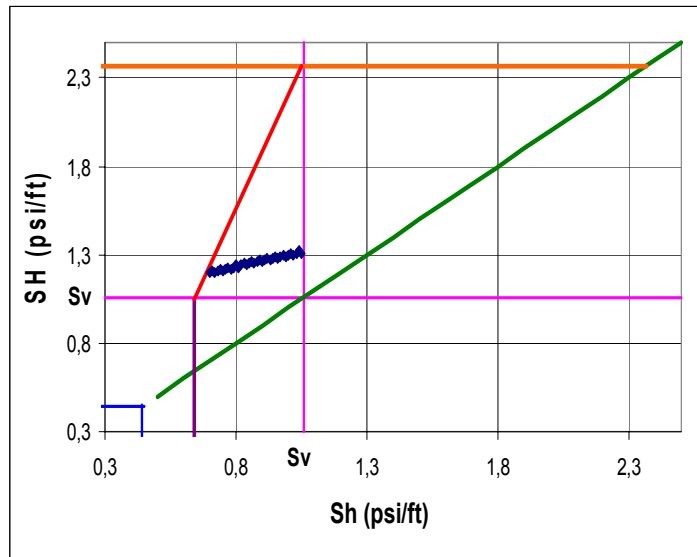
### 8.1.1.1 Polígonos de Esfuerzos realizados en la Formación Carbonera C3



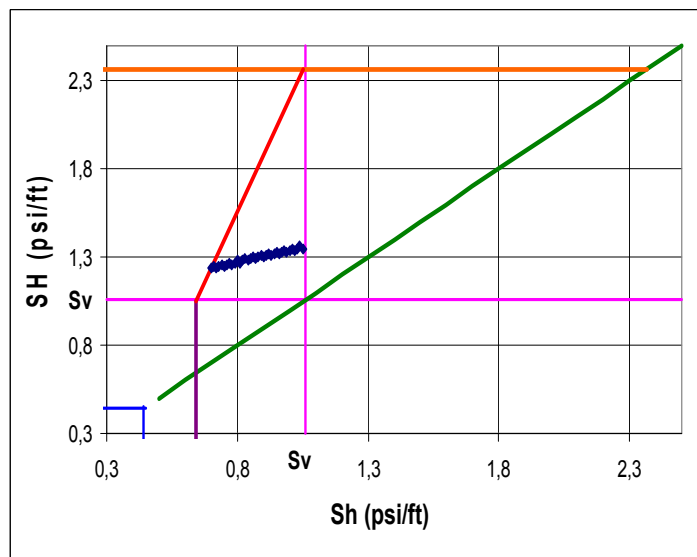
Gráfica 29 a) Polígono de esfuerzo Formación Carbonera C3, Prof.= 7925 ft (TVD),  $S_h=0.776$  Psi/ft, UCS=8870Psi,  $S_v =1.06$  Psi/ft,  $P_p=0.442$  Psi/ft,  $E= 6.7$  MM psi,  $\nu=0.13$ . Pozo Liria YZ-10.



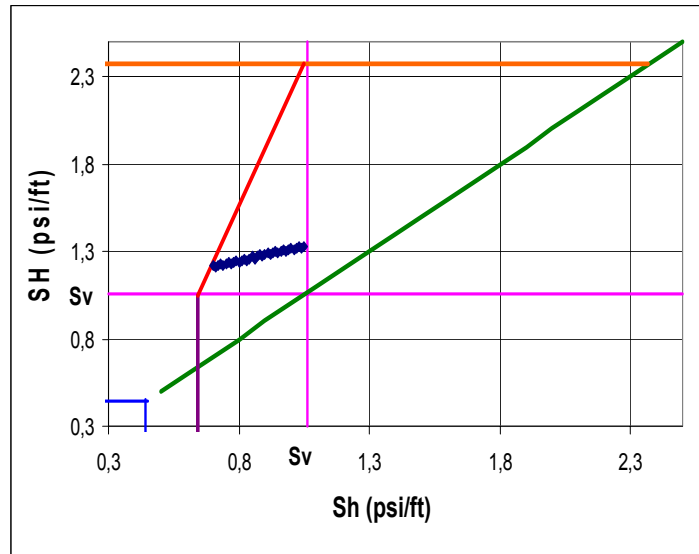
Gráfica 29 b) Polígono de esfuerzo Formación Carbonera C3, Prof.= 7922 ft (TVD),  $S_h=0.776$  Psi/ft, UCS=8870 Psi,  $S_v =1.06$  Psi/ft ,  $P_p=0.442$  Psi/ft,  $E= 6.18$  MM Psi,  $v=0.18$ . Pozo Liria YZ-10.



Gráfica 29 c) Polígono de esfuerzo Formación Carbonera C3, Prof.=7918 ft (TVD),  $S_h=0.776$  Psi/ft, UCS=8829 Psi,  $S_v=1.06$  Psi/ft,  $P_p=0.442$  Psi/ft,  $E = 6.3$  MM Psi,  $v=0.17$ . Pozo Liria YZ-10.



Gráfica 29 d) Polígono de esfuerzo Formación Carbonera C3, Prof.=7913 ft (TVD), Sh=0.776 Psi/ft, UCS=9642 Psi, Sv=1.06 Psi/ft, Pp=0.442 Psi/ft, E = 6.9 MM Psi, v= 0.14. Pozo Liria YZ-10.



Gráfica 29 e). Polígono de esfuerzo Formación Carbonera C3, Prof.=7911 ft (TVD), Sh=0.776 Psi/ft, UCS = 9086 Psi, Pp =0.442 Psi/ft, Sv =1.06 Psi/ft, E= 6.7 MM Psi, v= 0.106, u =0.6. Pozo Liria YZ-10.

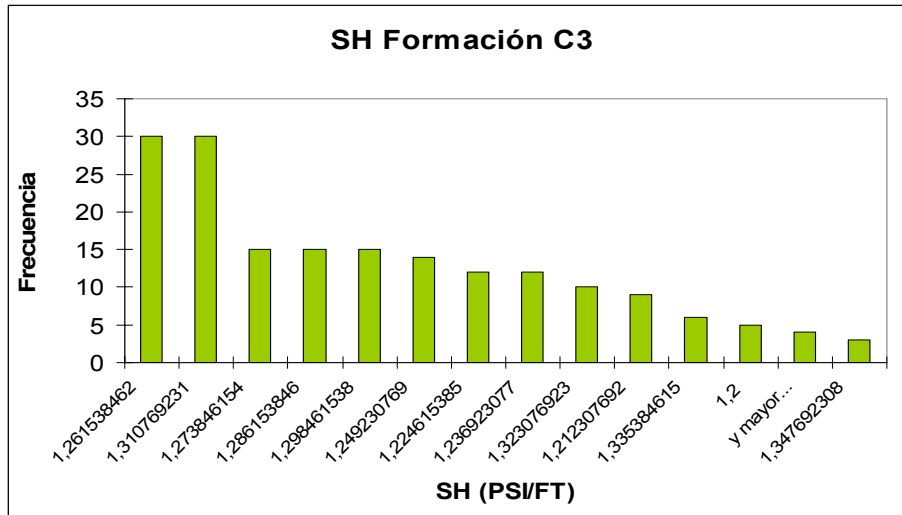
Al trabajar con polígonos de esfuerzo es necesario tener claridad que cada región del polígono de esfuerzos, esta delimitando un régimen de fallamiento determinado (normal, inverso, rumbo-deslizante), y un límite de presión de poro representada por una línea de pendiente unitaria (línea color verde).

Para los polígonos de esfuerzos dibujados se utilizó la siguiente convención:

Las líneas fucsias indican el valor del esfuerzo vertical (Sv), la línea horizontal superior de color rojo indica el límite de esfuerzo máximo horizontal (SH) en la cual se presentaría un régimen de fallamiento inverso.

La línea inferior vertical de color morado indica el menor valor de esfuerzo mínimo horizontal (Sh) que puede obtenerse y delimita la zona del polígono donde se presentaría un régimen de fallamiento normal.

Posterior a la construcción de los polígonos se realizó un análisis estadístico obteniendo se los siguientes resultados:



Grafica 30. Histograma de frecuencia de SH (Psi /ft) para la formación Carbonera C3 en la cual se observa el rango de esfuerzo máximo horizontal (SH) para esta formación, el cual corresponde a **1.26 - 1.31 Psi/ft**, para el pozo Liria YZ-10.

En la tabla 28. se muestran las parejas de SH vs. Sh que estadísticamente se presentan con mayor frecuencia, lo cual indica que entre estas se encuentran los estados de esfuerzos que con mayor probabilidad generaron los breakouts en la formación Carbonera C3, sin embargo, es necesario tener claridad y un conocimiento de los rangos de esfuerzos que se manejan en las respectivas zonas de estudio.

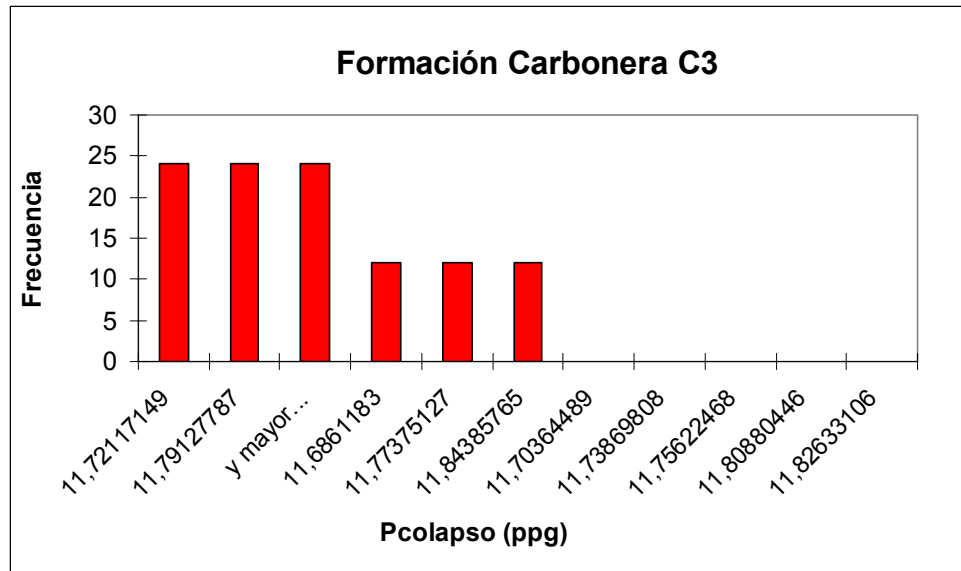
Tabla 28. Estados de esfuerzos más probables para el intervalo de arena analizado en la formación Carbonera C3, pozo Liria YZ-10.

Sh (psi/ Ft)	SH (psi/Ft)	valor de Sh a partir de LOT 0.776 psi/ft
0.71	1.21	
0.74	1.22	
0.77	1.23	
0.8	1.24	

En este caso, a partir de estudios previos que se han realizado en la zona se ha evidenciado que los valores de Sh determinados a partir de pruebas LOT u otras pruebas de integridad realizadas en campo, suelen presentarse en un rango de 0.6 - 0.8 Psi/ft y para SH se tiene un rango entre (1.2 - 1.7) Psi/ ft, (Torres, 2001) a partir de este rango y los valores de esfuerzos obtenidos en cada profundidad analizada, se tendrá un criterio de selección de los posibles estados de esfuerzos en arenas, los cuales estarían para **Sh (0.71- 0.8) Psi/ ft** y para **SH (1.21 -1.24) Psi / ft** para el intervalo de la formación Carbonera C3, analizado en el pozo Liria YZ-10.

Por otra parte, en el momento de determinar los posibles estados de esfuerzos, se hizo necesario el calculo de la presión de colapso (Pc), que es la presión necesaria para que se genere el desarrollo de los breakouts en las paredes del pozo, de ahí que cuando se tiene un peso de lodo con un valor inferior a esta presión de colapso, será evidente el desarrollo de estas fallas.

A continuación se presenta un histograma donde se observan las presiones de colapso necesarias para el desarrollo de breakouts en formación Carbonera C3, del pozo de estudio Liria YZ-10.



Grafica 31. Histograma de la presión de colapso para la formación Carbonera C3 en la cual se aprecian los pesos de lodo bajo los cuales se generan fallas de breakouts, 11.72-11.79 ppg, peso de lodo utilizado en el intervalo 11.68 ppg.

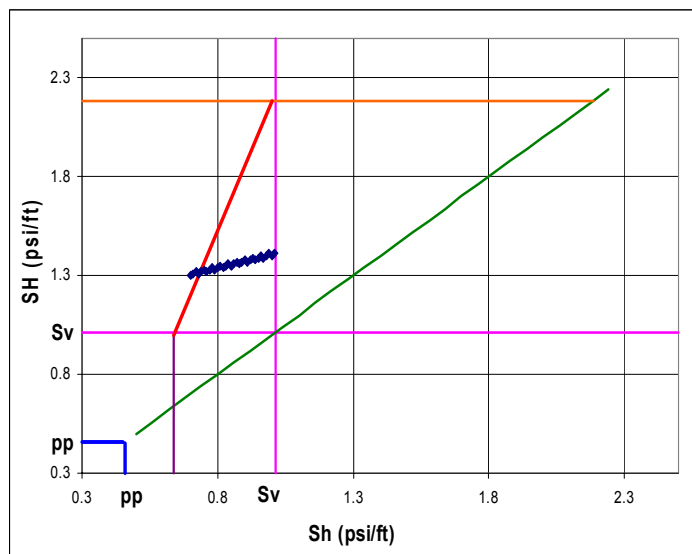
## 8.2 DETERMINACIÓN DE LA MAGNITUD DEL ESFUERZO MÁXIMO HORIZONTAL EN INTERVALOS DE ARCILLAS DEL POZO LIRIA YZ-10

Para los intervalos arcillosos se realizó análisis similar al realizado para intervalos de arenas, con el objetivo de analizar las variaciones en las magnitudes de los esfuerzos a partir de breakouts en intervalos arcillosos donde las condiciones de resistencia de la roca son diferentes.

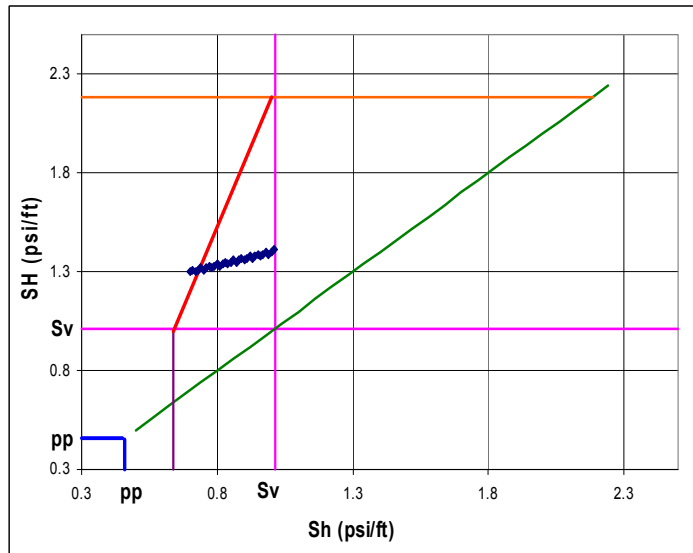
Sin embargo; vale la pena aclarar que en intervalos arcillosos la presencia o el desarrollo de breakouts en las paredes del pozo además de estar influenciado por efectos tectónicos, se ven afectados por la presencia de planos de debilidad y la baja resistencia que caracteriza este tipo de formaciones.

### 8.2.1 Construcción de Polígonos de Esfuerzos en Intervalos Arcillosos del Pozo Liria YZ-10

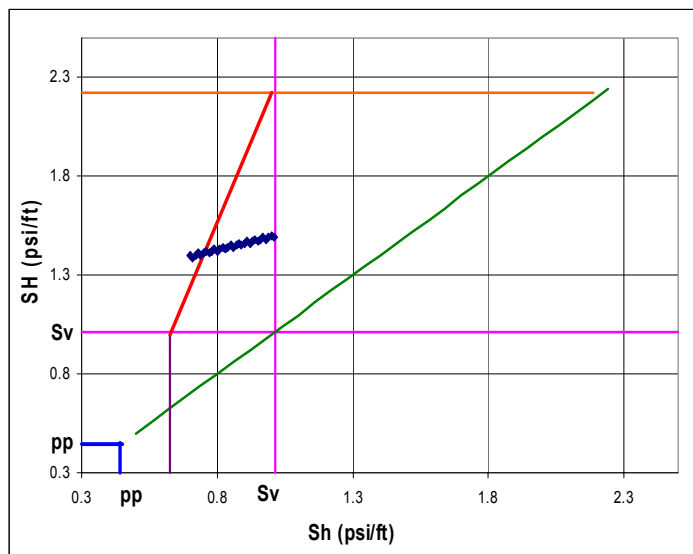
#### 8.2.1.1 Polígonos de Esfuerzos Realizados en la Formación Charte



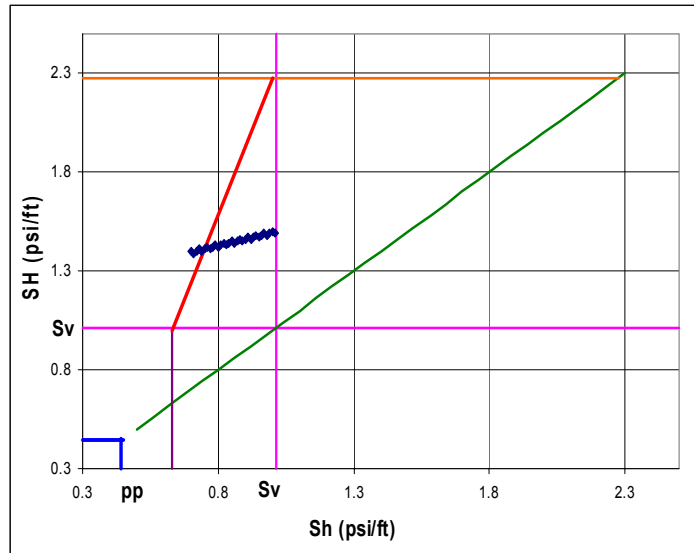
Grafica 32 a). Polígono de esfuerzos para la formación Charte. Prof.=3482 ft (TVD),  
 $Sh=0.776$  Psi/ft, UCS = 6819.5 Psi,  $P_p=0.459$  Psi/ft,  $S_v=1.01$  Psi/ft,  $E=3.6$  MM Psi,  
 $S_v=0.296$ ,  $u=0.6$ .



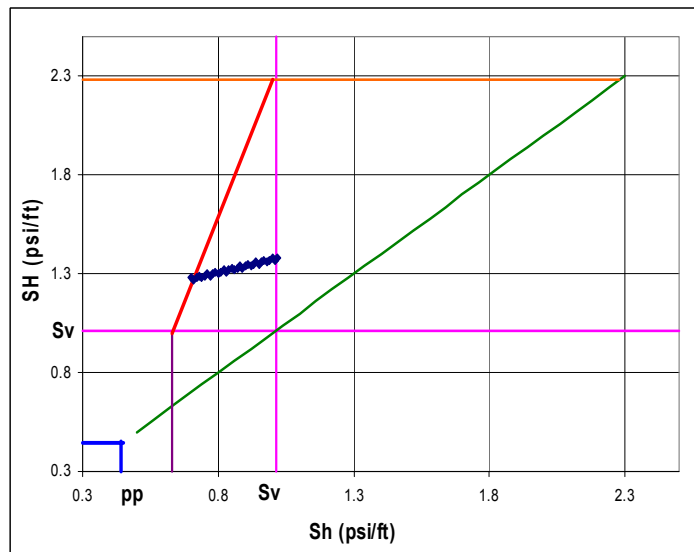
Gráfica 32 b) Polígono de esfuerzos para la formación Charte. Prof.=3481 ft (TVD),  
 $Sh=0.776$  Psi/ft, UCS = 7499 Psi,  $P_p=0.459$  Psi/ft,  $S_v=1.01$  Psi/ft,  $E=3.83$  MM Psi,  $S_v=$   
 $0.34$ .,  $u=0.6$  x, Pozo Liria YZ-10.



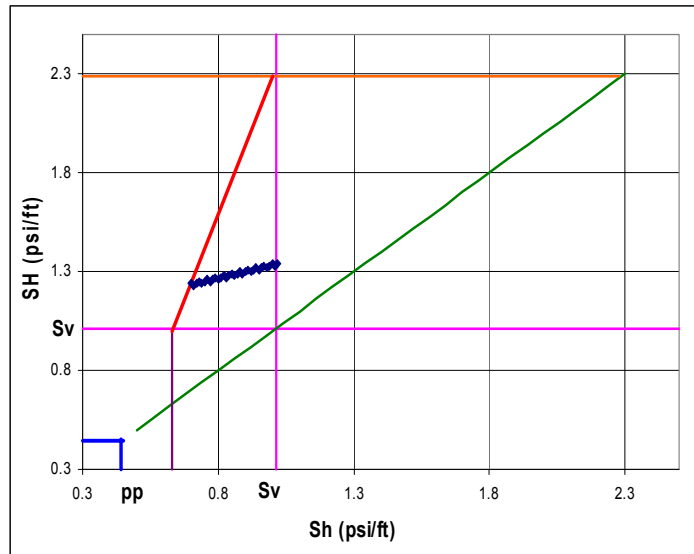
Gráfica 32 c). Polígono de esfuerzos para la formación Charte Prof.=3503 ft (TVD),  $Sh=0.776$  Psi/ft,  $UCS = 8255$ Psi,  $P_p = 0.442$  Psi/ft ,  $S_v = 1.01$  Psi/ft,  $E = 4.92$  MM Psi,  $\nu = 0.296$ .,  $u=0.6$ , Pozo Liria YZ-10.



Gráfica 32 d). Polígono de esfuerzo, formación Charte. Prof.=3504 ft (TVD),  $Sh=0.776$  Psi/ft,  $UCS = 8020$  Psi,  $P_p = 0.459$  Psi/ft ,  $S_v = 1.01$  Psi/ft,  $E = 4.78$  MM Psi,  $\nu = 0.3$ ,  $u=0.6$ . Pozo Liria YZ-10.

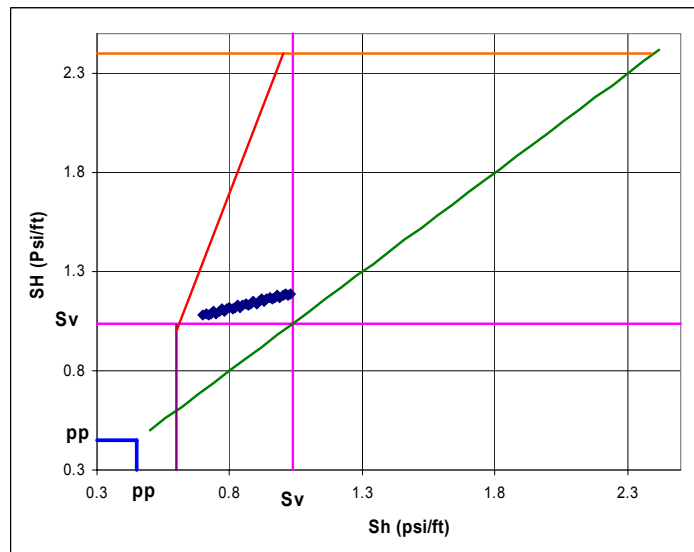


Gráfica 32 e). Polígono de esfuerzos para la formación Charte Prof.=3511 ft (TVD),  
 $Sh=0.776$  Psi/ft, UCS = 7080 Psi,  $P_p = 0.442$  Psi/ft,  $S_v = 1.03$  Psi/ft,  $E = 4.77$  MM Psi,  
 $\nu = 0.248$ ,  $u = 0.6$ . Pozo Liria YZ-10.

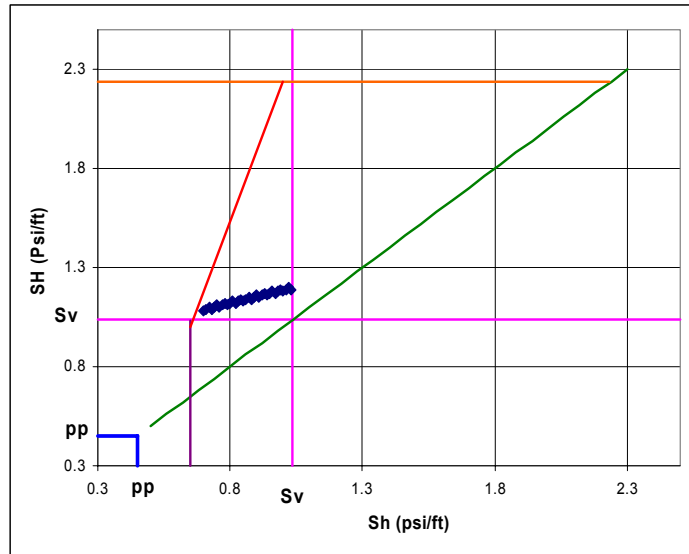


Gráfica 32 f). Polígono de esfuerzos para la formación Charte Prof.=3512 ft (TVD),  
 $Sh=0.776$  Psi/ft, UCS = 6655 Psi,  $P_p = 0.442$  Psi/ft,  $S_v = 1.03$  Psi/ft,  $E = 4.91$  MM Psi,  
 $\nu = 0.227$ ,  $u = 0.6$ . Pozo Liria YZ-10.

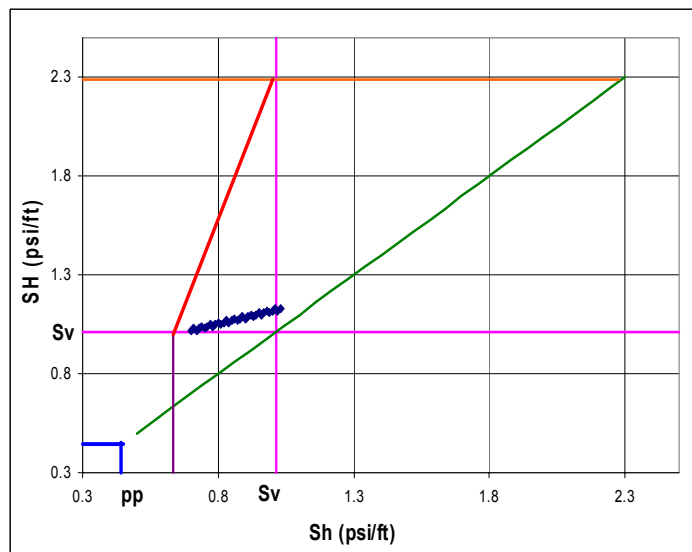
### 8.2.1.1 Polígonos de Esfuerzos Realizados en la Formación León



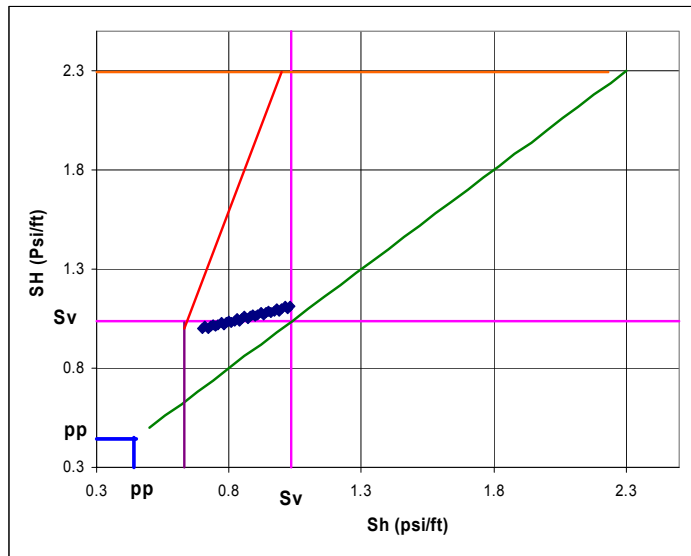
Gráfica 33 a). Polígono de esfuerzos para la formación León. Prof.= 5138 ft (TVD),  
 $Sh=0.776$  Psi/ft, UCS = 5436 Psi,  $P_p=0.394$  Psi/ft  $S_v=1.037$  Psi/ft,  $E=4.28$  MM Psi,  
 $\nu=0.31$ ,  $u=0.6.$ , Pozo Liria YZ-10.



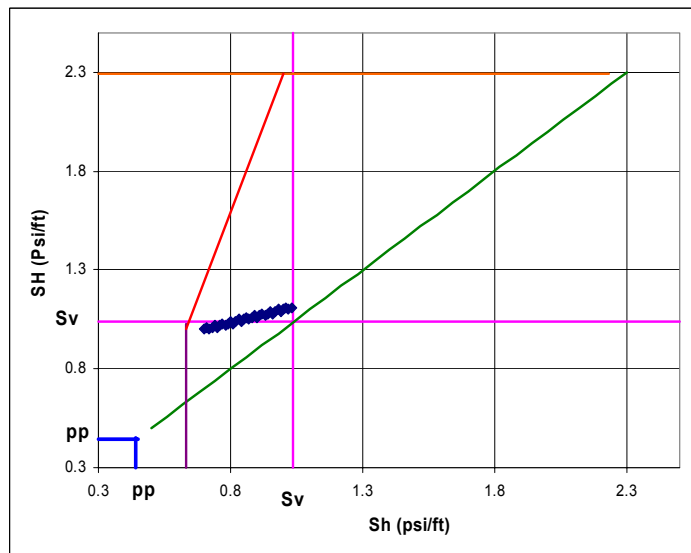
Gráfica 33 b). Polígono de esfuerzos para la formación Charte Prof=4550 ft (TVD),  
 $Sh=0.776$  Psi/ft, UCS = 6414 Psi,  $P_p=0.464$  Psi/ft,  $S_v=1.033$  Psi/ft,  $E=3.49$  MM Psi,  $\nu=$   
 $0.33$ ,  $u=0.6.$ , Pozo Liria YZ-10.



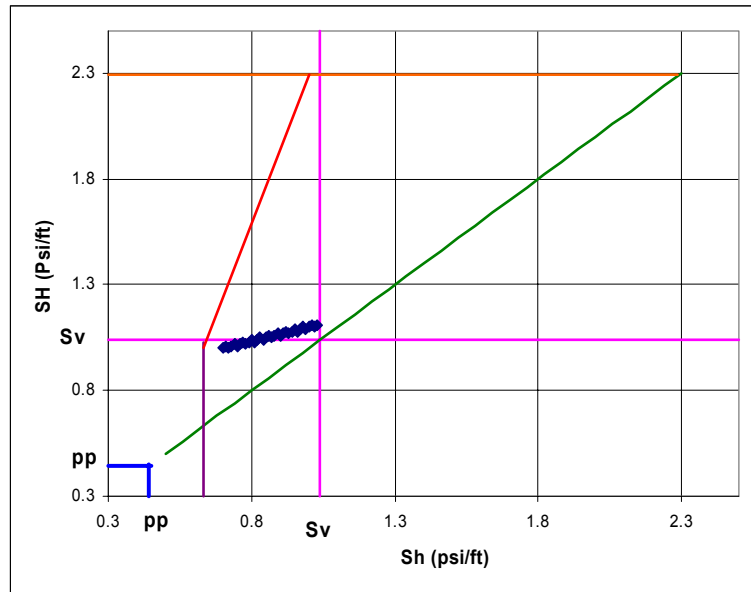
Gráfica 33 c). Polígono de esfuerzos para la formación león. Prof.= 4802 ft (TVD),  
 $Sh=0.776$  Psi/ft, UCS =5604 Psi,  $P_p=0.442$  Psi/ft,  $S_v=1.035$  Psi/ft,  $E=3.83$  MM Psi.  
 $V=0.31$ ,  $u=0.6$ ., Pozo Liria YZ-10.



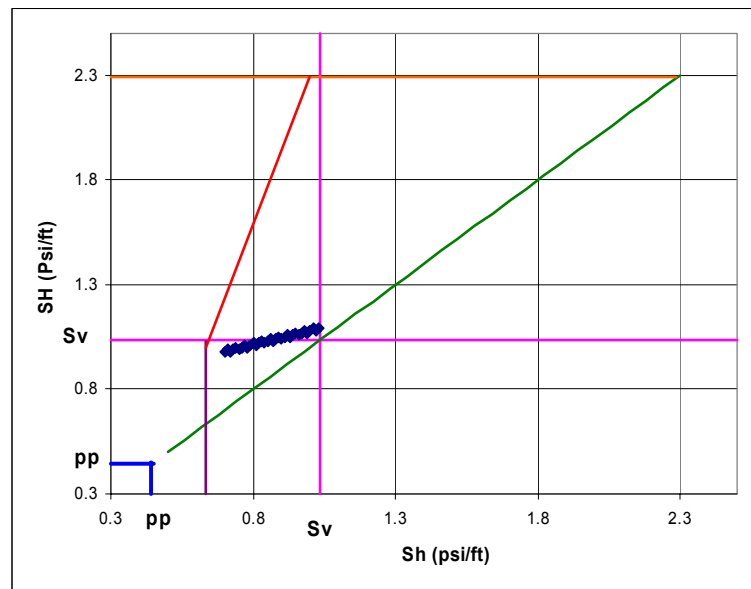
Gráfica 33d). Polígono de esfuerzos para la formación león. Prof.= 4803 ft (TVD),  
 $Sh=0.776$  Psi/ft, UCS =5378 Psi,  $P_p=0.442$  Psi/ft,  $S_v=1.035$  Psi/ft,  $E=4.32$  MM Psi,  
 $v=0.291$ ,  $u=0.6$ . Pozo Liria YZ-10.



Gráfica 33 e). Polígono de esfuerzos para la formación León Prof.= 4786 ft (TVD),  
 $Sh=0.776$  Psi/ft, UCS =5307 Psi,  $P_p=0.442$  Psi/ft,  $S_v=1.035$  Psi/ft,  $E=3.76$  MM Psi,  $\nu=0.31$ ,  $u=0.6$ . Formación León, Pozo Liria YZ-10.

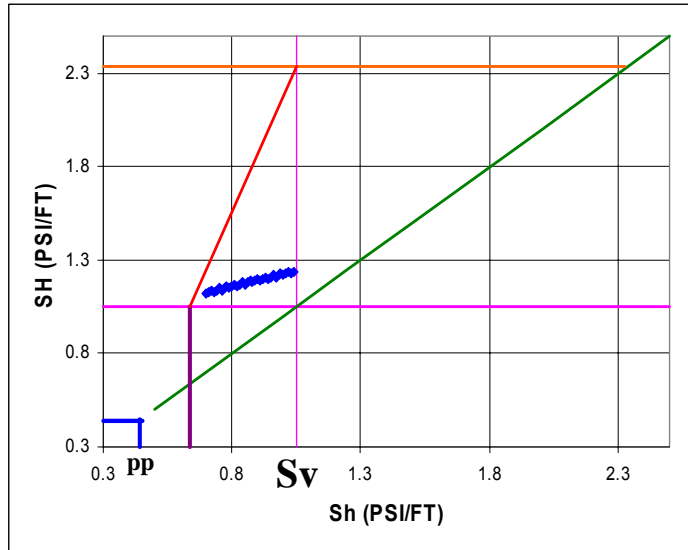


Gráfica 33 f). Polígono de esfuerzos para la formación León. Prof.= 4804 ft (TVD),  
 $Sh=0.776$  Psi/ft, UCS =5318 Psi,  $P_p=0.442$  Psi/ft,  $S_v=1.035$  Psi/ft,  $E=4.44$  MM Psi,  $\nu=0.28$ ,  $u=0.6$ . Formación León, Pozo Lirio YZ-10.

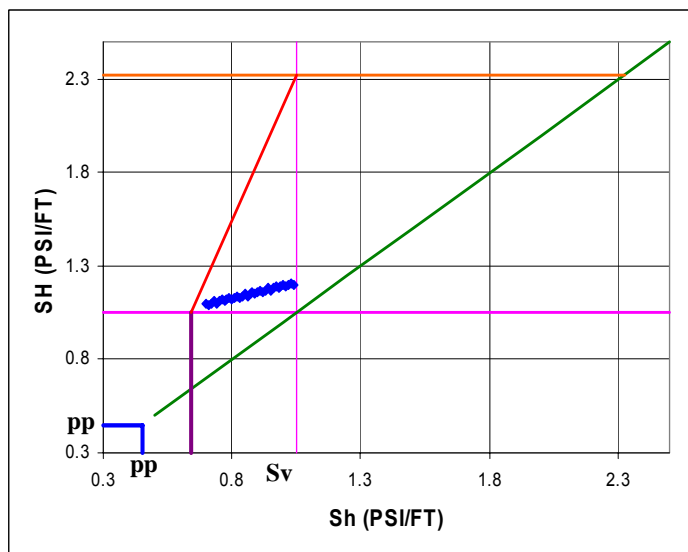


Gráfica 33 g). Polígono de esfuerzos para la formación León Prof=4789 ft (TVD),  
 $Sh=0.776$  Psi/ft, UCS = 5001 Psi,  $P_p=0.442$  Psi/ft,  $S_v=1.035$  Psi/ft,  $E=4.12$ ,  $\nu=0.291$ ,  $\mu=0.6$ . Pozo Liria YZ-10.

### 8.2.1.1 Polígonos de Esfuerzos Realizados en la Formación Carbonera C1

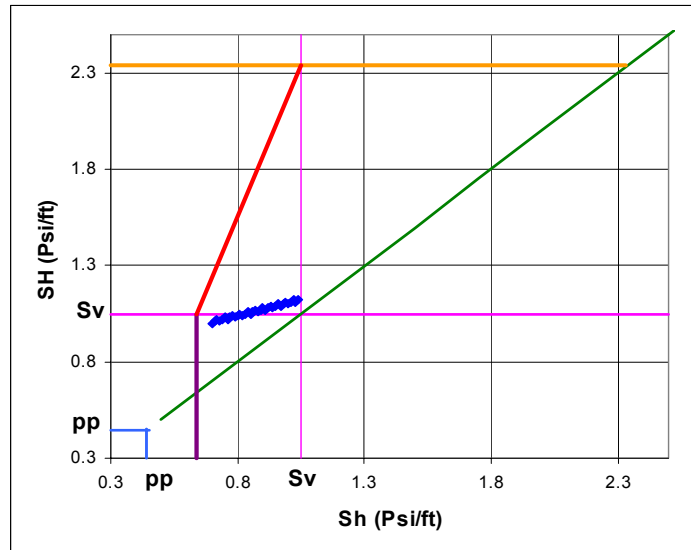


Gráfica 34 a). Polígono de esfuerzos Formación Carbonera C1 Prof.=5392 ft (TVD),  
 $Sh=0.776$  Psi/ft, UCS = 6711 Psi,  $P_p=0.442$  Psi/ft,  $S_v=1.05$  Psi/ft,  $E=5.21$ ,  $S_v=0.24$ ,  
 $\mu=0.6$ . , Pozo Liria YZ-10.

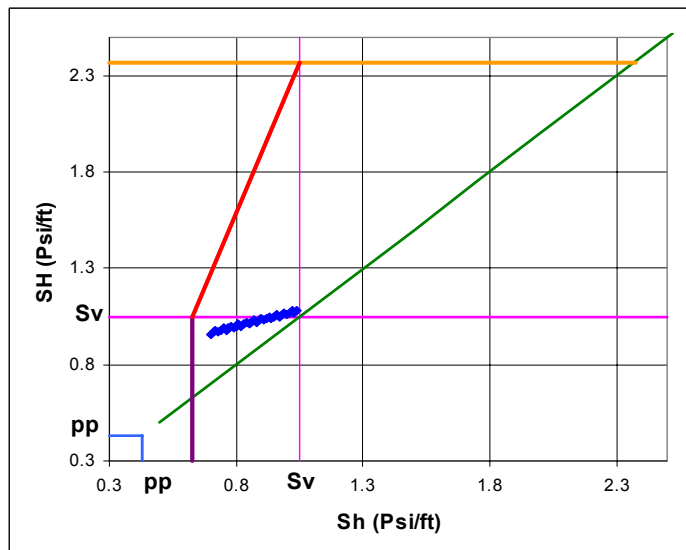


Gráfica 34 b) Polígono de esfuerzos Formación Carbonera C1. Prof.=6425 ft (TVD), Sh=0.776 Psi/ft, UCS = 7416 Psi, Pp =0.45 Psi/ft, Sv =1.05 Psi/ft, E= 3.96 MM Psi, v=0.33, u=0.6. Pozo Liria YZ-10.

### 8.2.1.2 Polígonos de Esfuerzos Realizados en la Formación Carbonera C2



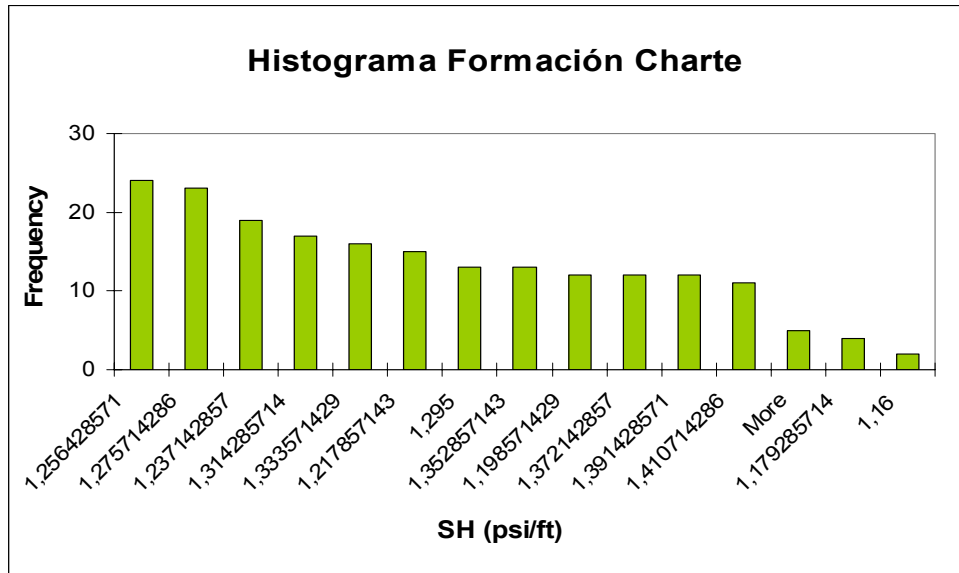
Gráfica 35 a). Polígono de esfuerzos Formación Carbonera C2 Prof.= 6944 ft (TVD), Sh= 0.776 Psi/ft, UCS = 7910 Psi, Pp =0.442 Psi/ft, Sv =1.05 Psi/ft, E= 2.26 MM Psi, v=0.33. Formación Carbonera C2, Pozo Liria YZ-10.



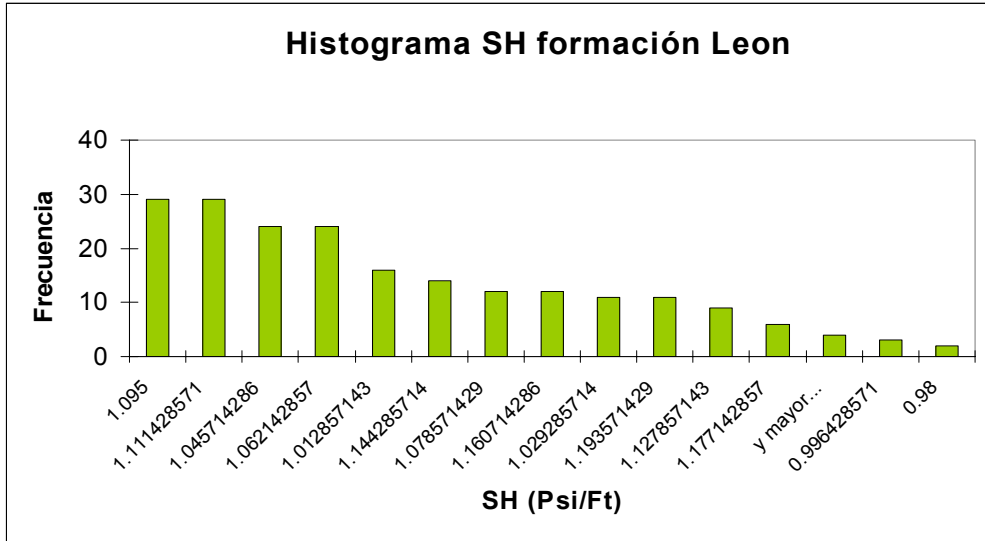
Gráfica 35 b). Polígono de esfuerzos Formación Carbonera C2 Prof.= 6964 ft (TVD),  
 $S_h=0.776$  Psi/ft, UCS = 4675 Psi,  $P_p=0.428$  Psi/ft,  $S_v=1.05$  Psi/ft,  $E= 3.02$  MM Psi,  
 $\nu=0.33$ ,  $u=0.6$ . Pozo Liria YZ-10.

### 8.3 ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LOS POLÍGONOS DE ESFUERZOS CONSTRUIDOS.

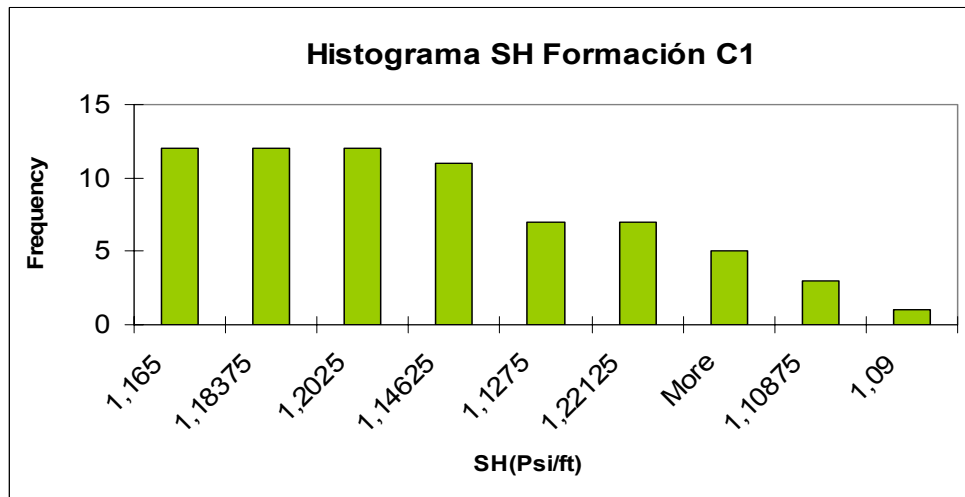
#### 8.3.1 Análisis Estadístico de las Magnitudes de SH Obtenidas a Partir de los Polígonos de Esfuerzos construidos.



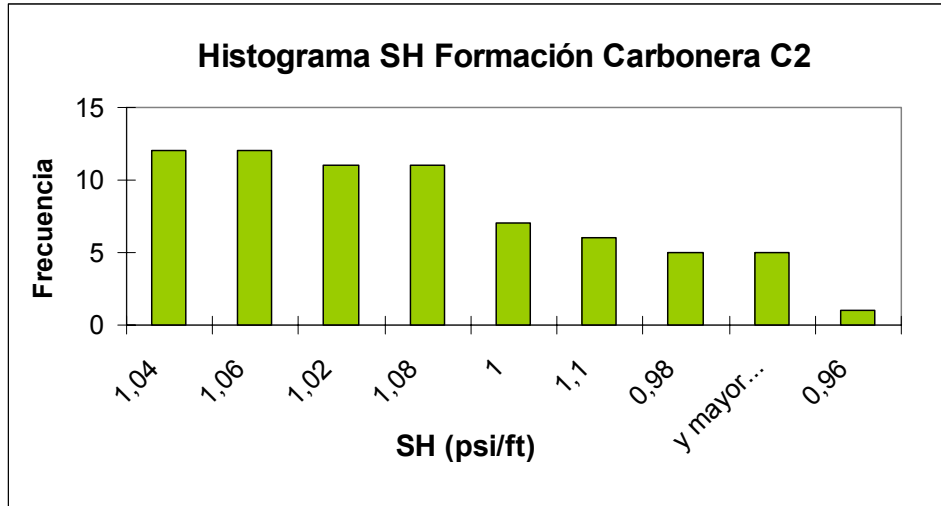
Gráfica 36. Histograma de frecuencia de SH (Psi/ft) para intervalos arcillosos de la formación Charte en la cual se observa que el rango de esfuerzo máximo horizontal (SH) Para esta formación corresponde a **1.23-1.25 Psi/ft**, para el pozo Liria YZ-10



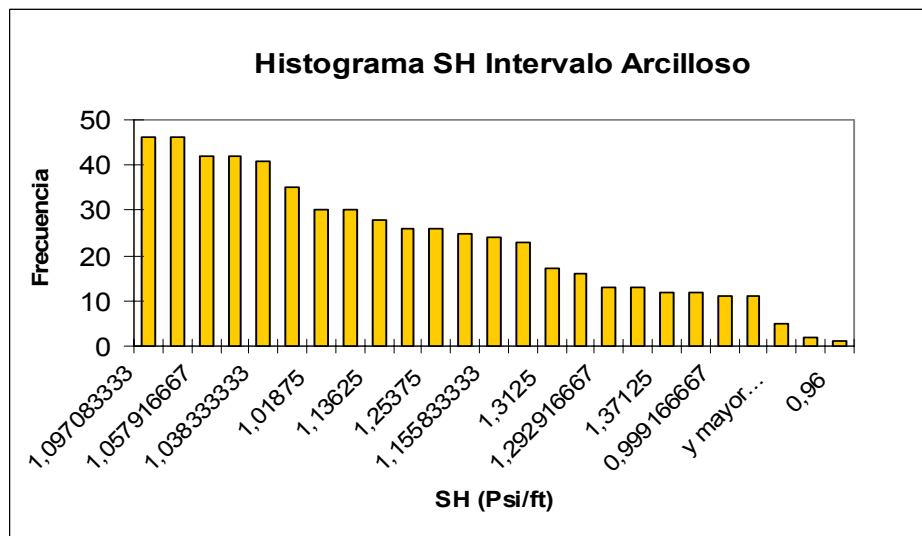
Grafica 37. Histograma de frecuencia de SH (Psi /ft) para intervalos arcillosos de la formación León en la cual se observa que el rango de esfuerzo máximo horizontal (SH), se encuentra entre 1.095-1.11 Psi/ft, para el pozo Liria YZ-10.



Grafica 38. Histograma de frecuencia de SH (Psi/ft) para intervalos arcillosos de la formación Carbonera C1 en la cual se observa el rango de esfuerzo máximo horizontal (SH), **1.16-1.18 Psi/ft**, para el pozo Liria YZ-10.



Grafica 39. Histograma de frecuencia de SH (Psi/ft) para intervalos arcillosos de la formación Carbonera C2 en la cual se observa el rango de esfuerzo máximo horizontal (SH), **1.04-1.06 Psi/ft**, para el pozo Liria YZ-10.



Grafica 40. Histograma de frecuencia de SH (Psi/ft) en el cual se determinó el rango de SH que predomina en los intervalos arcillosos analizados es **1.04-1.06 Psi/ft**, para el pozo Liria YZ-10.

Al analizar los valores de SH obtenidos a partir de los histogramas realizados en las diferentes formaciones estudiadas para el pozo Liria YZ-10, y comparar los

valores que se obtuvieron en intervalos de arenas y arcillas se puede ver como en litologías arcillosas decrece la magnitud de SH, ver tabla 29.

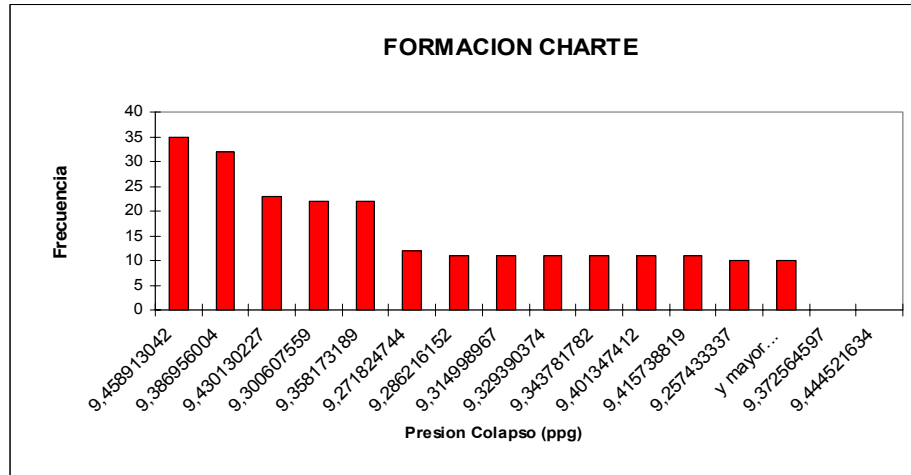
El comportamiento antes citado en intervalos ó formaciones de arcilla es debido a que este tipo de litologías presenta en su estructura planos de debilidad y baja resistencia, lo cual facilita que la roca falla con mayor facilidad, o que se requiera un bajo contraste de esfuerzos para que se genere una falla, en este caso una falla de corte (breakout), lo cual explica los valores obtenidos de SH.

Por consiguiente, no se recomienda la determinación de la magnitud de SH en litología de arcillas, sino en formaciones de arenas las cuales son mas consolidadas y arrojan resultados mas confiables.

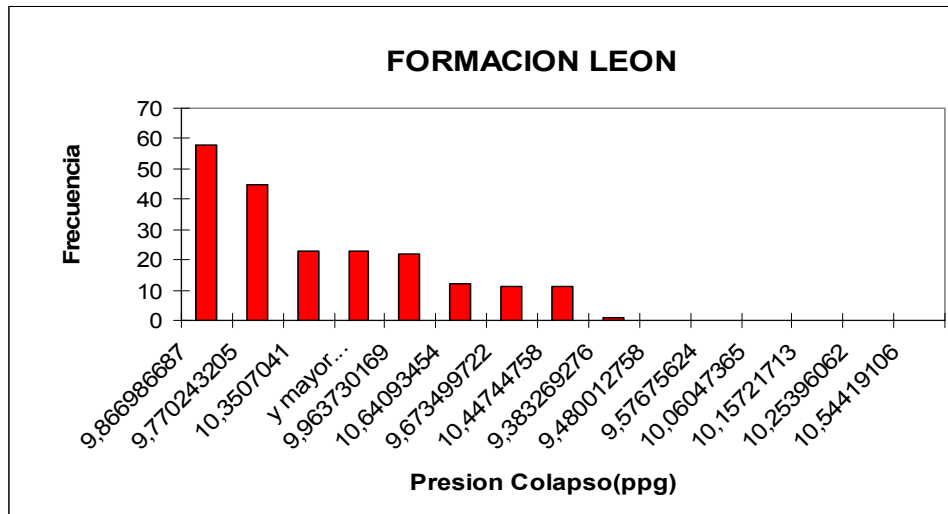
**Tabla 29. Magnitudes de esfuerzos *in situ* en intervalos de arenas y arcillas del pozo Liria YZ-10.**

Formación	Litología	SH (psi/ft)	Sv (psi/ft)	Sh (psi/ft)
<b>C3</b>	Arena	1,26 -1,31	1,064	0,776
<b>Charte</b>	Arcilla	1,23 - 1,25	1,01	0,776
<b>Leon</b>	Arcilla	1,095 - 1,11	1,03	0,776
<b>C1</b>	Arcilla	1,16 - 1,18	1,05	0,776
<b>C2</b>	Arcilla	1,04 - 1,06	1,06	0,776

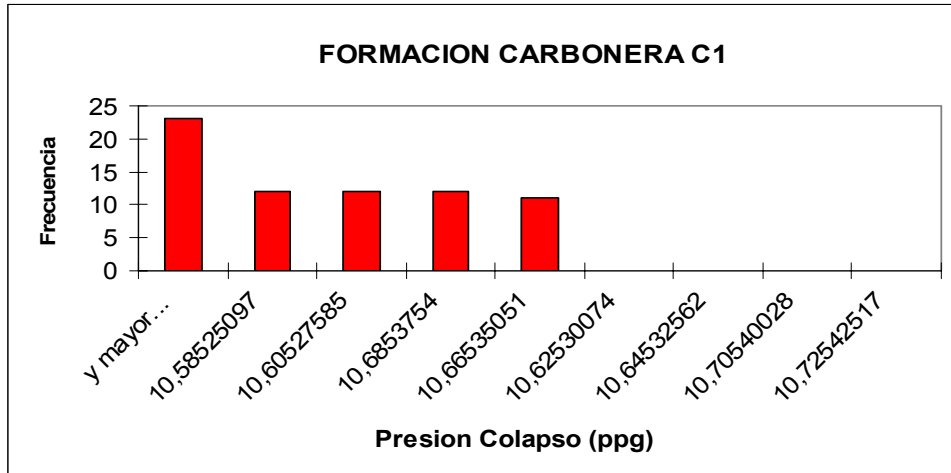
### **8.3.2 Análisis Estadístico de las Presiones de Colapso que Generan Breakouts**



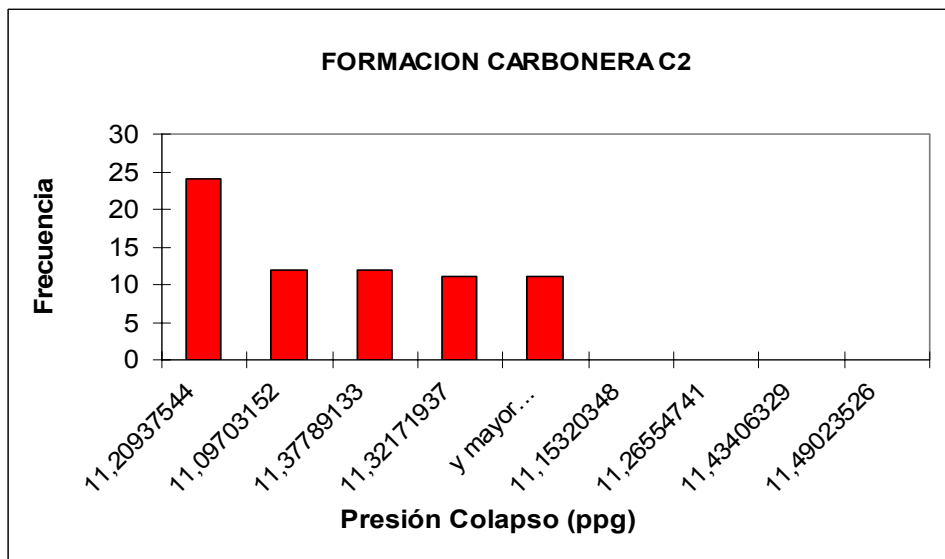
Grafica 41. Histograma de la presión de colapso para la formación Charte en la cual se aprecian los pesos de lodo que con mayor frecuencia genera las fallas de *breakouts*, **9.38 9.45 ppg**, peso de lodo utilizado en el intervalo 9.2 ppg.



Grafica 42. Histograma de la presión de colapso para la formación León en la cual se aprecian los pesos de lodo que con mayor frecuencia genera las fallas de *breakouts*, **9.77- 9.86 ppg**, peso de lodo utilizado en el intervalo 9.67 ppg.



Grafica 43. Histograma de la presión de colapso para la formación Carbonera C1 en la cual se aprecia el peso de lodo que con mayor frecuencia genera las fallas de *breakouts*, **10.58 ppg** y valores mayores, peso de lodo utilizado en el intervalo 11.55 ppg.



Grafica 44. Histograma de la presión de colapso para la formación Carbonera C2 en la cual se aprecia el peso de lodo que con mayor frecuencia genera fallas de *breakouts*: **11.09 - 11.20 ppg**. Peso de lodo utilizado en el intervalo 11.06 ppg.

En las graficas 41 - 44 se presentan histogramas de la presión de lodo con las cuales se generan las fallas de *breakouts* en las paredes del pozo para cada formación analizada. Los valores de presión de colapso obtenidos muestran como el peso de lodo utilizado para los intervalos en los cuales se generaron los

breakouts, es inferior a la presión de lodo utilizada durante la perforación, lo cual indica de alguna manera, la presión de colapso inferior para cada profundidad analizada.

#### 8.4 DETERMINACIÓN DE LA MAGNITUD DEL ESFUERZO MÁXIMO HORIZONTAL EN LA FORMACIÓN MIRADOR POZO CUPIAGUA A1

Para determinar la magnitud del esfuerzo máximo horizontal en la Formación Mirador del pozo Cupiagua A1-Z se utilizó la metodología expuesta en el capítulo 4 y aplicado en el pozo Liria YZ-10. En este pozo a diferencia del pozo Liria YZ-10, se contó con registros caliper de cuatro brazos para la identificación de los *breakouts* y registros de imágenes UBI (Ultrasonic Borehole Imager), los cuales permiten observar en forma más clara la presencia de fallas de *breakouts* en las paredes del pozo debido a que la cobertura que ofrece este registro de las paredes del pozo.

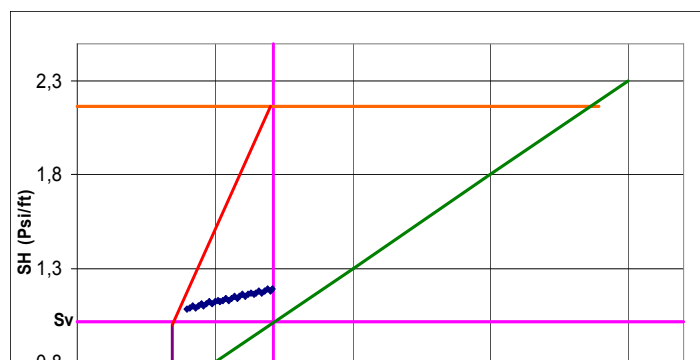
Tabla 30. Intervalos de arenas en los cuales se identificó la presencia de *breakouts*. Pozo Cupiagua A1Z.

Elongaciones Presentes en Arenas		
Formación	MD (pies)	TVD (pies)
Mirador	12532	12348
	12557	12371
	12558	12372
	12582	12394

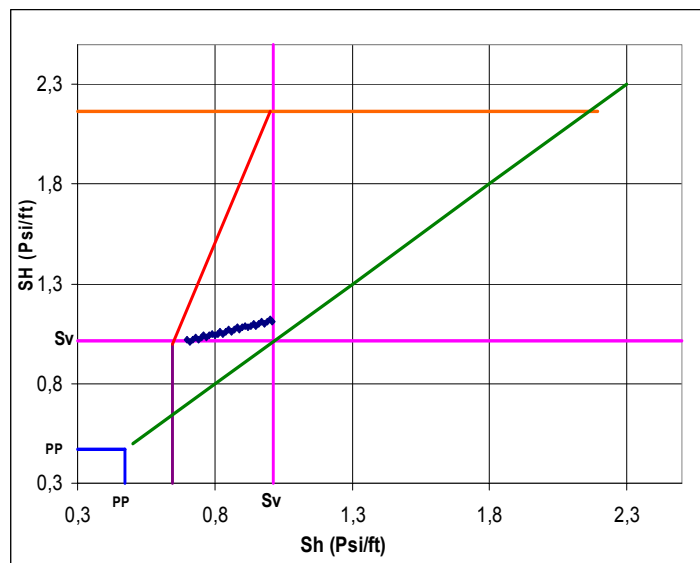
Tabla 31. Intervalos de shales en los cuales se identificó la presencia de *breakouts*. Pozo Cupiagua A1Z.

Elongaciones Presentes en Shales		
Formación	MD (pies)	TVD (pies)
Mirador	12496	12315
	12499	12318
	12500	12319
	12511	12329
	12695	12497

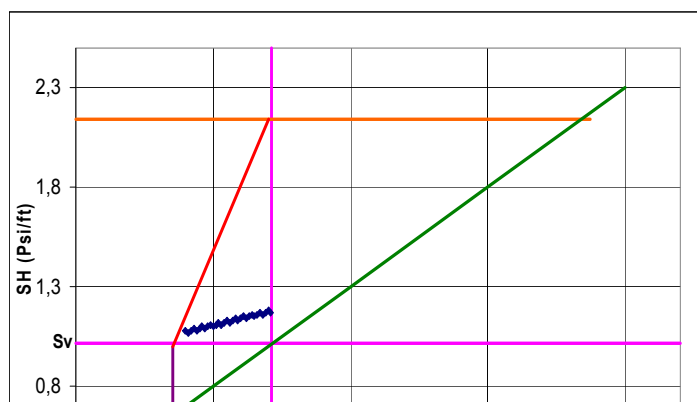
##### 8.4.1 Determinación de la Magnitud del Esfuerzo Máximo Horizontal en Intervalos de Arenas en la Formación Mirador del Pozo Cupiagua A1Z



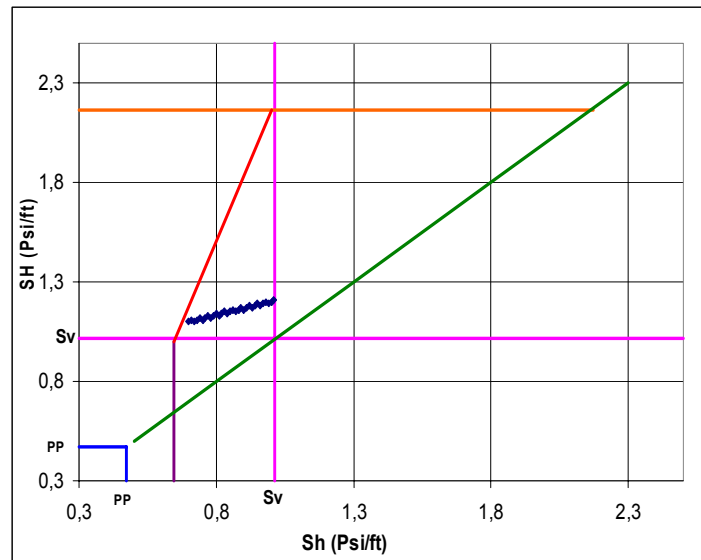
Gráfica 45 a). Polígono de Esfuerzos, Formación Mirador. Prof.= 12372 ft (TVD),  $S_h=0.8$  Psi/ft, UCS = 17866 Psi,  $P_p=0.4712$  Psi/ft,  $S_v=1.01$  Psi/ft,  $E=11.9$  MM Psi,  $\nu=0.05$ , Cupiagua A1Z.



Gráfica 45 b). Polígono de Esfuerzos, Formación Mirador. Prof.= 12371 ft (TVD),  $S_h=0.8$  Psi/ft, UCS = 14924 Psi,  $P_p=0.4712$  Psi/ft,  $S_v=1.01$  Psi/ft,  $E=9.74$  MM Psi,  $\nu=0.15$ ,  $u=0.6$ . Cupiagua A1Z.



Gráfica 45 c). Polígono de Esfuerzos, Formación Mirador. Prof.= 12348 ft (TVD),  $Sh=0.8$  Psi/ft, UCS = 17776 Psi,  $P_p = 0.48$  Psi/ft,  $S_v = 1.01$  Psi/ft,  $E = 11.8$  MM Psi,  $\nu = 0.05$ ,  $u = 0.6$ , Cupiagua A1Z.



Gráfica 45 d). Polígono de Esfuerzos, Formación Mirador. Prof.= 12394 ft (TVD),  $Sh=0.8$  Psi/ft, UCS = 18301.6 Psi,  $P_p = 0.471$  Psi/ft,  $S_v = 1.01$  Psi/ft,  $E = 4.6$  MM Psi,  $\nu = 0.29$ ,  $u = 0.6$ . Cupiagua A1Z.

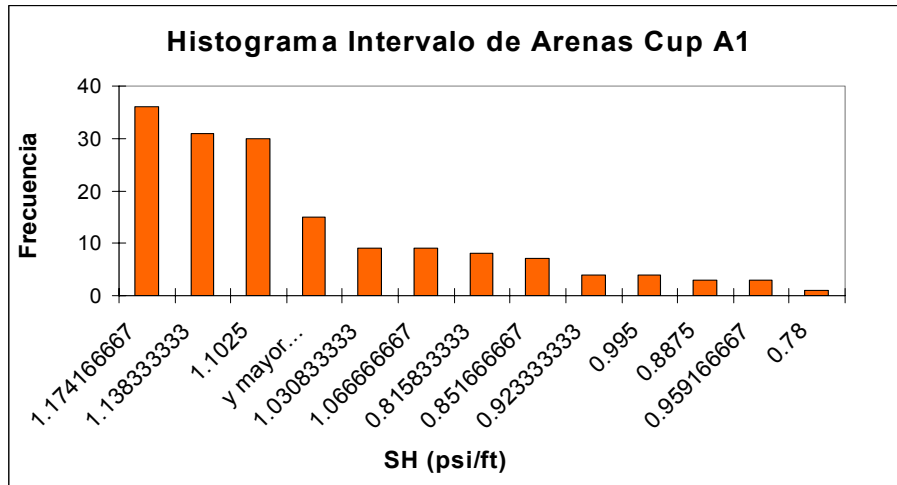
A través de los polígonos de esfuerzos calculados se determinaron los rangos de esfuerzos permisibles para esfuerzos horizontales en el régimen rumbo-

deslizante. Los polígonos se construyeron considerando un coeficiente de fricción de 0.6, el cual se ajusta para la mayoría de rocas sedimentarias y sometidas a grandes esfuerzos. Al igual que en los polígonos construidos para las formaciones del pozo Liria YZ-10, en los polígonos la línea verde corresponde a un límite de presión hidrostática, las líneas fucsias indican el valor del esfuerzo vertical determinado a partir del registro de densidad, la línea superior horizontal de color rojo indica el límite de esfuerzo máximo que se puede tener para las condiciones de presión de poro y esfuerzos presentes, además de delimitar la zona del polígono en la cual se presentaría un régimen de fallamiento inverso, la línea vertical de color morado indica el menor valor de esfuerzo mínimo horizontal (Sh) que puede obtenerse y delimita la zona del polígono donde se presentaría un régimen de fallamiento normal.

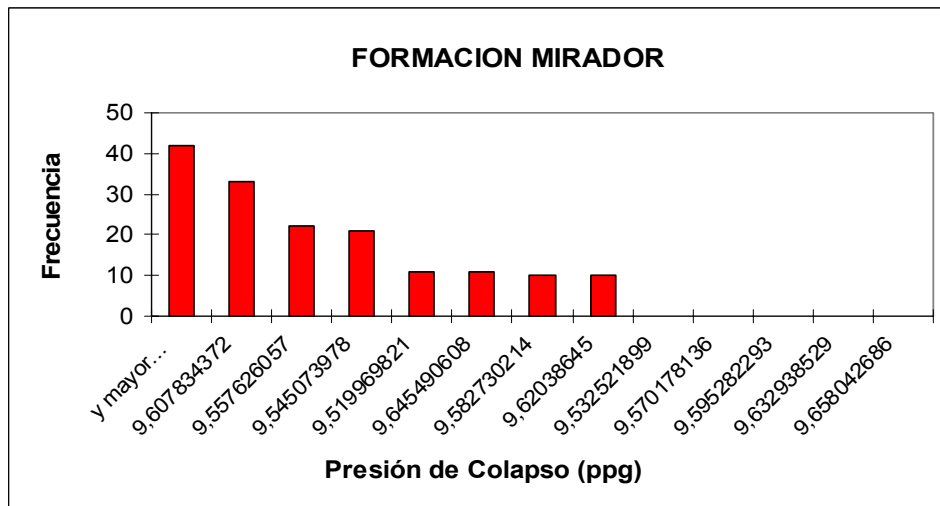
**Tabla 32.** Estados de esfuerzos más probables para el intervalo de arena analizado, en el pozo Cupiagua A1Z.

Sh (Psi/ft)	SH (Psi/ft)	Valor de Sh (Psi/ft) a partir de pruebas LOT <b>0,8 Psi/ft</b>
0,7	1,08	
0,72	1,1	
0,73	1,09	
0,75	1,11	
0,76	1,1	
0,78	1,12	
0,79	1,11	
0,81	1,13	
0,82	1,12	
0,84	1,14	
0,85	1,13	
0,87	1,15	
0,88	1,14	
0,9	1,16	
0,91	1,15	
0,93	1,17	
0,94	1,16	
0,96	1,18	
0,97	1,17	
0,99	1,19	
1	1,18	

A partir de los estados de esfuerzos que se grafican en los polígonos de esfuerzo se observó que la magnitud de SH es mayor Sv, pero no existe una marcada diferencia entre estos dos esfuerzos. Para obtener los estados de esfuerzos que con mayor probabilidad reproducen la presencia de los breakouts en el pozo, se hizo un manejo estadístico de los datos, estos estados de esfuerzos son presentados en la tabla 32.

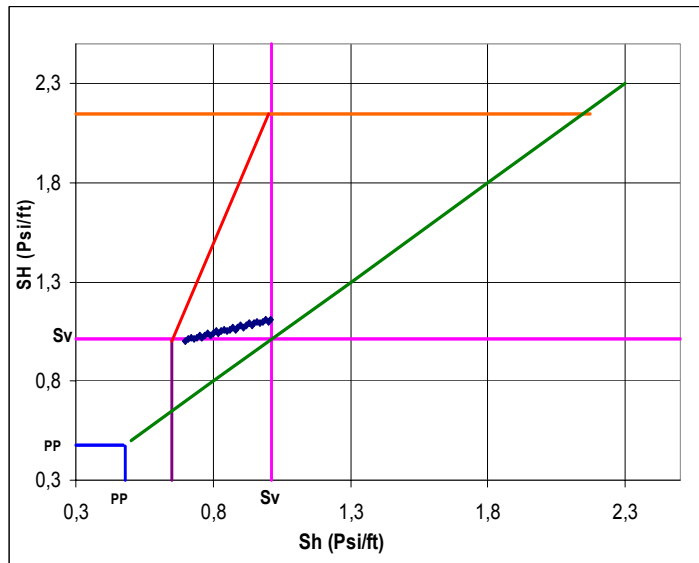


Grafica 46. Histograma de frecuencia de esfuerzo máximo horizontal (Psi/ft). Donde se presenta el rango de esfuerzo máximo horizontal encontrado para la formación Mirador, pozo Cupiagua A1Z en intervalos de arenas, el cual varía entre 1.13-1.17 Psi/ Ft.

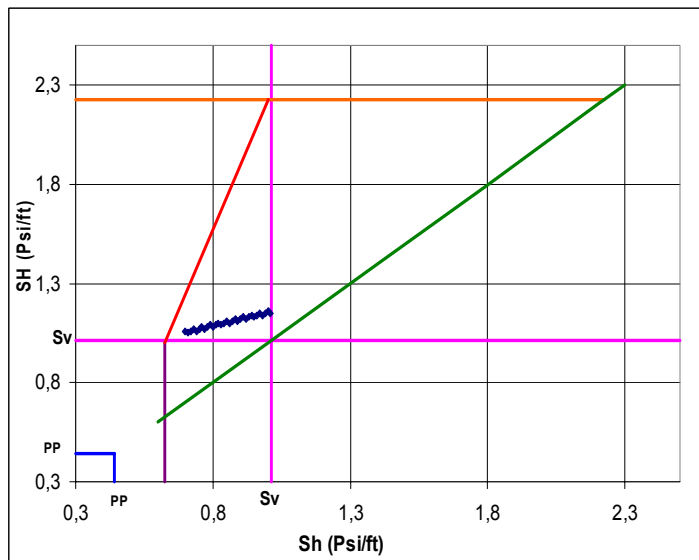


Grafica 47. Histograma de la presión de colapso para la formación Mirador en la cual se aprecia el peso de lodo que con mayor frecuencia genera fallas de breakouts: **9.6 ppg** .  
 Peso de lodo utilizado en el intervalo 9.5 ppg.

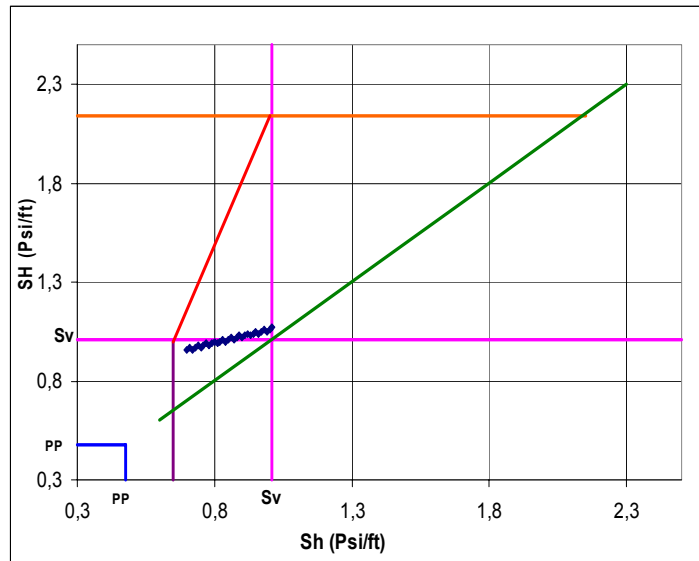
**8.3.2 Determinación de la Magnitud del Esfuerzo Máximo Horizontal en Intervalos de Arcillas en la Formación Mirador del Pozo Cupiagua A1Z**



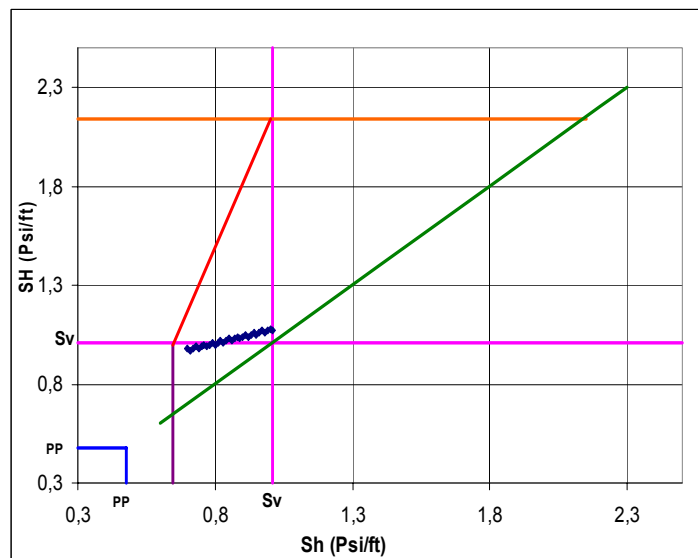
Gráfica 48 a). Polígono de Esfuerzos, formación Mirador. Prof= 12319 ft (TVD),  $Sh=0.8$  Psi/ft, UCS = 15195 Psi,  $Pp = 0.475$  Psi/ft,  $Sv = 1.01$  Psi/ft,  $E = 3.9$  MM Psi,  $\nu = 0.3$ ,  $u = 0.6$ . Cupiagua A1Z.



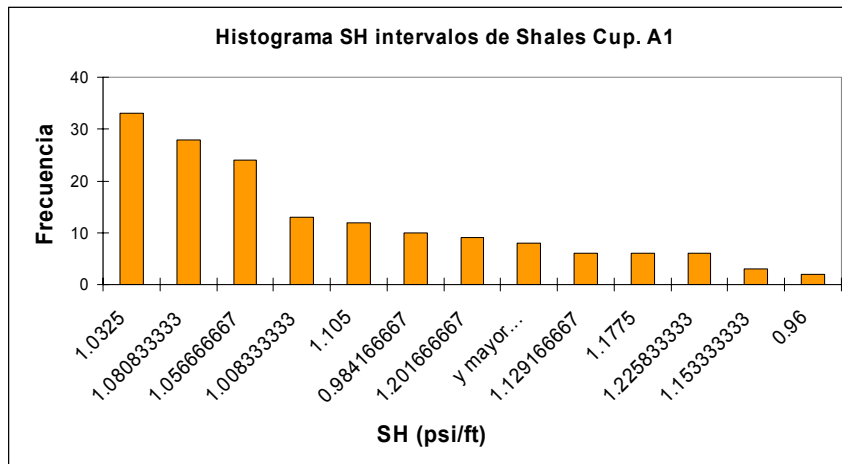
Grafica 48 b). Polígono de Esfuerzos, formación Mirador. Prof.= 12497 ft (TVD),  $Sh=0.8$  Psi/ft, UCS = 15233 Psi,  $P_p = 0.442$  Psi/ft,  $S_v = 1.01$  Psi/ft,  $E = 7.7$  MM Psi,  $\nu = 0.14$ ,  $u = 0.6$ . Cupiagua A1Z.



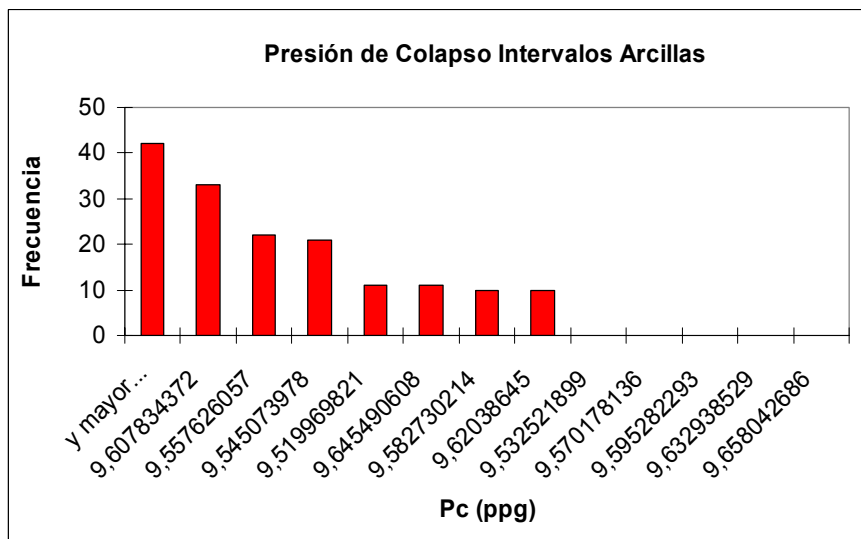
Gráfica 48 c). Polígono de Esfuerzos, formación Mirador Prof.= 12315 ft (TVD),  $Sh=0.8$  Psi/ft, UCS = 13516 Psi,  $P_p = 0.478$  Psi/ft,  $S_v = 1.01$  Psi/ft,  $E = 8.8$  MM Psi,  $\nu = 0.18$ ,  $u = 0.6$ . Cupiagua A1Z.



Grafica 48 d). Polígono de Esfuerzos, formación Mirador Prof.= 12318 ft (TVD), Sh=0.8 Psi/ft, UCS = 13924 Psi, Pp =0.478 Psi/ft, Sv =1.01 Psi/ft, E= 9.3 MM Psi, v=0.17,u=0.6, Cupiagua A1Z.



Grafica 49. Histograma de frecuencia de SH (Psi/ft) donde se presentan los valores de las magnitudes de SH (Psi/ft) que predominan en los intervalos arcillosos de la formación Mirador del pozo Cupiagua A1, se encuentran entre 1.03-1.08 Psi/ft.



Grafica 50. Histograma de la presión de colapso para la formación Mirador (intervalos de arcilla) en la cual se aprecia el peso de lodo que con mayor frecuencia genera fallas de breakouts, **9.6 ppg**. Peso de lodo utilizado en el intervalo 9.5 ppg.

Al determinar la magnitud del esfuerzo máximo horizontal en litologías de arenas y arcillas, en la formación mirador se verifica nuevamente el efecto de determinar magnitudes de esfuerzos en cada una de estas litologías, ver tabla 33. A pesar de que el rango de valores de esfuerzo máximo horizontal en arenas es superior al obtenido en shales, los valores son un poco bajo, en comparación a los obtenidos por otros autores en la zona, utilizando otras metodologías han reportado para el esfuerzo máximo horizontal, 1.2-1.7 psi/ft (Torres M E., 2001), 1.2-1.5 Psi/ft (Plumb, Last et al., 1998).

Tabla 33. Magnitudes de esfuerzos *in situ* en la Formación Mirador, Pozo Cupiagua A1Z

<b>Formación</b>	<b>SH(psi/ft)</b>	<b>Sv(psi/ft)</b>	<b>Sh (psi/ft)</b>
Mirador(arena)	1,138-1,17	1,014	0,8
Mirador(shale)	1,03-1,08	1,014	0,8

## CONCLUSIONES

- Algunas de las ventajas de seleccionar los registros caliper como herramienta para la identificación de los breakouts en la metodología planteada para los pozos de estudio son: los registros caliper son corridos en la mayoría de los pozos y en la mayor parte de la longitud de los mismos, permitiendo así; ampliar el conocimiento de los esfuerzos presentes para formaciones suprayacentes al yacimiento.
- En el momento de calcular la magnitud de SH es indispensable determinar en forma adecuada el valor del UCS, ya que la determinación inadecuada del este parámetro, puede en ocasiones hacer imposible la reproducción de las fallas (UCS demasiado alto) ó por el contrario hacer que la roca falla con un bajo contraste de esfuerzos (UCS muy bajos).
- Otra de los efectos de la determinación inadecuada de UCS, se observa al graficar los estados de esfuerzos posibles en los polígonos de esfuerzos, en los cuales se aprecia como al variar la resistencia de la roca, fácilmente los estados de esfuerzos calculados pueden pasar de un régimen de fallamiento a otro, lo cual implica cambio en la configuración de los esfuerzos y a su vez en el tipo de falla que pueda generarse en el pozo.
- Una manera de determinar la magnitud de SH es realizando un análisis inverso, es decir; a partir de la observación de la falla de corte (breakout), tratar de reproducir las condiciones de esfuerzos en la pared del pozo bajo las cuales se generó dicha falla, debido a que se tiene certeza de las condiciones de esfuerzos que pudieron generar dicho evento en el pozo.
- Para el pozo Liria YZ-10 se obtuvo una orientación preferencial para el esfuerzo mínimo horizontal de **N 20° E ± 5** y **N 75° W ± 5** para el esfuerzo máximo horizontal.

- Al determinar la orientación del esfuerzo máximo horizontal a partir de fracturas de tensión inducidas durante la perforación se obtuvo una orientación **N 75° W ± 5** , la cual coincide con la orientación obtenida a partir de breakouts y ratifica que esta es la tendencia preferencial para la orientación del esfuerzo máximo horizontal en el intervalo del pozo Liria YZ-10 comprendido entre 2900-8600 pies, pues la medición fue realizada por diferentes metodologías y se obtuvieron resultados semejantes.
- Al corregir las orientaciones de los breakouts por efecto de desviación utilizando el software *BorStress®*, no hubo mayor diferencia con los resultados de orientaciones de esfuerzos sin corrección por desviación, con lo cual se comprueba lo dicho por *Mastín*, breakouts generados en régimen rumbo-deslizante (strike-slip) y en pozos con poca desviación respecto a la vertical (desviación < 36°), la orientación de los breakouts respecto al esfuerzo mínimo horizontal no supera los 10°.
- Al determinar las magnitudes del esfuerzo máximo horizontal en el pozo Liria YZ-10, para intervalos arenosos se obtuvo un rango de **1.23 - 1.31** psi/pie y **1.04 - 1.06** psi/pie en intervalos de shale.
- En el pozo Cupiagua A1-Z se observaron orientaciones de esfuerzos horizontales opuestas a las encontradas en el pozo Liria YZ-10, para el esfuerzo mínimo horizontal se presentó una orientación **N 45° W ± 5** y para el esfuerzo máximo horizontal se obtuvo una orientación **N 77° E ± 5**, orientaciones que coinciden en sentido con las reportadas por schlumberger para el intervalo de Mirador utilizando registros de imágenes.
- Para el pozo cupiagua A1-Z se obtuvo un rango de esfuerzo máximo horizontal de **1.138-1.17** psi/pie para intervalos de arenas en la formación Mirador y para intervalos de shales se obtuvo un rango entre **1.03-1.08** psi/pie.

## RECOMENDACIONES

- Para realizar la identificación de breakouts a partir de registros caliper multibrazos, es necesario contar con los registros debidamente orientados, (tener información de P1AZ) para poder descartar la presencia de Keyseat de los breakouts y evitar la obtención de resultados erróneos en la orientación de los esfuerzos.
- Para la identificación de breakouts es preferible la utilización de registros UBI, los cuales permiten tener una cobertura del 100% de las paredes del hueco, facilitando la observación de las fallas en la cara del pozo.
- Para estimar la magnitud de SH es necesario determinar en forma confiable el modelo mecánico de la cuenca, campo o pozo que se desee analizar y de esta forma contar con la información necesaria de presión de poro,  $S_v$  y  $S_h$ , además de la resistencia de la roca que permitan construir los polígonos de esfuerzo en las profundidades en las cuales se presentó la falla de breakout
- No se recomienda la determinación de la magnitud SH en litologías de arcillas; debido a que estas formaciones se caracterizan por la presencia de planos de debilidad y baja resistencia, por tal razón se recomienda realizar los cálculos de magnitud de esfuerzos en litologías de arenas, las cuales son más consolidadas.
- Para obtener resultados satisfactorios con la metodología aplicada a los pozos de estudio, es indispensable la repetitividad de la misma para diferentes profundidades en una misma formación, pues de otra manera, se obtendrían resultados puntuales, los cuales serían poco representativos.

- Al determinar la magnitud de UCS debido a la sensibilidad de los cálculos con este parámetro es necesario calibrar los valores de UCS obtenidos a partir de correlaciones con datos de laboratorio.

## NOMENCLATURA

$S_v, \sigma_v$  : Esfuerzo Vertical *in situ*.

$S_H, \sigma_H$  : Esfuerzo Máximo Horizontal *in situ*.

$S_h, \sigma_h$  : Esfuerzo Mínimo Horizontal *in situ*.

$\tau$  : Esfuerzo de Cizalla.

$\alpha$  : Coeficiente de Biot.

$\beta$  : Angulo de Falla.

$\phi$  : Angulo de Fricción Interna.

$S_o$  : Cohesión

UCS,  $C_o$  : Resistencia a la Compresión Inconfinada.

$A_c$  : Coeficiente de Asimetría.

$S_c$  : Coeficiente de Forma.

NF : Régimen de Fallamiento Normal.

RF : Régimen de Fallamiento Inverso.

SS : Régimen de Fallamiento Rumbo-Deslizante.

$\mu$  : Coeficiente de Fricción en las Rocas.

$P_p$  : Presión de Poro.

$P_w$  : Peso de Lodo.

$T_o$  : Resistencia a la Tracción.

$G$  : Modulo de Cizalla.

$E$  : Modulo de Young.

$K$  : Modulo Bula.

$\nu$  : Relación de Poisson.

R : Factor de Forma del Tensor de Esfuerzo.

Q : Parámetro que reúne el efecto de R y las regímenes de esfuerzo.

### **BIBLIOGRAFIA**

1. Addis M. A., Yassir N., and Enever J. A. Comparison off Leak Off Test and Extended Leak Off Test Data for Stress Estimation, SPE 47235, 1998
2. Amoco, Wellbore Stabiliy Manual.
3. Avasthi, J.M., Nolen-Hoeksema, R.C., El Rabaa, A.W.M., and Wilson, L.E., 1990, In-situ stress evaluation in the McElroy field, west Texas, SPE-20105, in SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference Proceedings: Society of Petroleum Engineers, p. 189-196. Later published in 1991: SPE Formation Evaluation, v. 6, no. 3, p. 301-309.
4. Babcock, E.A., 1978, Measurement of subsurface fractures from dipmeter logs: AAPG Bulletin, v. 62, no. 7, p. 1111-1126. Reprinted in 1990, in Foster, N.H., and Beaumont, E.A., eds., Formation evaluation II--log interpretation: AAPG Treatise of Petroleum Geology Reprint Series No. 17, p. 457-472.
5. Becerra Marta E, Goddyn Xavier, Parra Maria T. DSI & Dual OBMI Reported Liria YZ-10. Schlumberger 2005.
6. Bell, J.S., 1990, Investigating stress regimes in sedimentary basins using information from oil industry Wireline logs and drilling records, in Hurst, A., Lovell, M.A., and Morton, A.C., eds, Geological applications of Wireline logs: Geological Society of London Special Publication No. 48, p. 305-325.
7. Bell, J.S., and Babcock, E.A., 1986, The stress regime of the Western Canadian Basin and implications for hydrocarbon production: Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 34, no. 3, p. 364-378.

8. 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.
9. Bell, J.S., and Gough, D.I., 1981, Intraplate stress orientations from Alberta oil-wells, in O'Connell, R.J., and Fyfe, W.S., eds., *Evolution of the Earth: American Geophysical Union, Geodynamics Series*, v. 5, p. 96-104.
10. Bell, J.S., and Gough, D.I., 1982, The use of borehole breakouts in the study of crustal stress, in M.D. Zoback and B.C. Haimson, eds., *Workshop on hydraulic fracturing stress measurements [December 2-5], proceedings: U.S. Geological Survey Open-file Report 82-1075*, p. 539-557. Also published in 1983, as *Hydraulic fracturing and stress measurements: National Academy Press*, p. 201-209.
11. Bowers G. L. "Pore pressure estimation from velocity data: Accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction". *SPE Drilling and Completions*. Dallas.1995.
12. Brie A., Takeshi E., Hoyle D., Codazzi D., Esmersoy C., Denoo S., Mueller C., *New Direction in sonic Logging*, *Oilfield Review*, spring 1998.
13. BP Exploration (Colombia) Ltda. Informe final de perforación: pozo cupiagua A1-Z. Septiembre 1996 – Enero 1997. Colombia.
14. BP Exploration Company. Reportes de perforación pozo Liria YZ-10 y Cupiagua A1-Z
15. BP Exploration Company. Registros Sonico-Dipolar (DSI) Liria YZ-10.
16. BP Exploration Company. Registros Caliper 6 brazos Liria YZ-10.

17. BP Exploration Company. Registros OBMI Liria YZ-10.
18. BP Exploration Company. Registros Density Liria YZ-10 y y Cupiagua A1Z.
19. BP Exploration Company. Registros Gamma-Ray Liria YZ-10 y y Cupiagua A1-Z.
20. BP Exploration Company. Registros Caliper 4 brazos Cupiagua A1-Z.
21. BP Exploration Company. Registros sonico Cupiagua A1-Z.
22. Blumling, P., Fuchs, K., and Schneider, T., 1983, Orientation of the stress field from breakouts in a crystalline well in a seismic active area: Physics of the Earth and Planetary Interiors, v. 33, p. 250-254.
23. Chandong Chang. Geology and Earth Enviromental Sciences, Chungnam National University, Daejeon. Empirical Rock Strength Logging in Boreholes Penetrating Sedimentary Formations.
24. Cooper M.A., Addison F. T., Alvarez R., Hayward A. B., Howe S., Pulham, Taborda A., BP Exploration (Colombia) Ltda. Bogota.Colombia. Basin of South America.
25. Cox, J.W., 1970, The High Resolution Dipmeter reveals dip-related borehole and formation characteristics, paper D, in 11th Annual Logging Symposium Transactions: Society of Professional Well Log Analysts, 26 p.
26. Eaton, B.A.: "The equation for geopressure prediction from well logs", paper SPE 5544 prepared for the 50th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Texas, September 28 - October 1, 1975.

27. Ewy, R.T., and Cook, N.G.W., 1990b, Deformation and fracture around cylindrical openings in rock--II; initiation, growth, and interaction of fractures: *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, v. 27, no. 5, p. 409-427.
28. Fordjor, C.K., Bell, J.S., and Gough, D.I., 1983, Breakouts in Alberta and stress in the North American plate: *Canadian Journal of Earth Science*, v. 20, p. 1445-1455
29. Fjær, E; Holt, M. R; Horsrud, P; Raaen, I; Risnes, R. Wellbore Images, Earth Stress and rock mechanics, application to wellbore stability” August 1998.
30. Geomechanical International, Inc. Palo Alto California. GMI-Caliper™ User’s Manual. Draft, versión 1.01. July 2000.
31. Geomechanical International, Inc. Palo Alto California. Wellbore Images, Earth Stress, and Rock Strength. Application to Wellbore Stability, Report submitted to BP Exploration, August 1, 1998.
32. Haimson, B.C., 1987, Measurement of in-situ stress, chapter 17, in Sammis, C.G., and Henyey, T.L., eds., *Geophysics--field measurements: Academic Press, Inc., Orlando, Methods of Experimental Physics*, v. 24, part B, p. 377-408.
33. Haimson, B.C., and Herrick, C.G., 1985, In situ stress evaluation from borehole breakouts, experimental studies, in E. Ashworth, ed., *Research and engineering applications in rock masses [26th U.S. symposium on rock mechanics, South Dakota School of Mines and Technology, Rapid City, 26-28 June, proceedings]*, volume 2: A.A. Balkema, Boston, p. 1207-1218.
34. Haimson, B.C., and Herrick, C.G., 1986, Borehole breakouts--A new tool for estimating in situ stress, in Stephansson, O., ed., *Rock stress and rock*

stress measurements [international symposium on rock stress and rock stress measurements [Stockholm, September 1-3], proceedings]: Centek Publishers, Stockholm, p. 271-280.

35. Haimson, B.C., and Herrick, C.G., 1989, Borehole breakouts and in situ stress, in Rowley, J.C., ed., Drilling symposium 1989 [12th annual energy-sources technology conference and exhibition, Houston, January 22-25]: American Society of Mechanical Engineers, New York, PD-Vol. 22, p. 17-22.
36. Hansen, K.S., 1991, Comparison between field observations and theory for stress-induced borehole ellipticity, in Roegiers, J-C., ed., Rock mechanics as a multidisciplinary science; proceedings of the 32nd U.S. symposium: A.A. Balkema, Rotterdam, p. 995-1004.
37. Hottman, C.E., Smith, J.H., and Purcell, W.R., 1979, Relationship among earth stresses, pore pressure, and drilling problems offshore Gulf of Alaska, SPE-7501: Journal of Petroleum Technology, v. 31, no. 11, p. 1477-1484.
38. J. Reinecker, M. Tingay And B, Miller. Borehole breakout analysis from four-arm caliper logs World stress map project, Guidelines: Four-arm caliper logs. 2003.
39. Kaiser, P.K., Guenot, A., and Morgenstern, N.R., 1985, Deformation of small tunnels, part IV--behavior during failure: International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, v. 22, no. 3, p. 141-152.
40. Lacy, L.L., and Smith, M.B., 1989, Fracture azimuth and geometry determination, chapter 16, in Gidley, J.L., Holditch, S.A., Nierode, D.E., and Veatch, R.W., Jr., eds., Recent advances in hydraulic fracturing: Society of Petroleum Engineers, Monograph Series No.

41. Leeman, E.R., 1964, The measurement of stress in rock, part I, the principles of rock stress measurements; part II, borehole rock stress measuring instruments: Journal of the South African Institute of Mining and Metallurgy, v. 65, no. 2, p. 45-114.
42. MARTINEZ J. A. Modelamiento Estructural 3D y Aplicaciones en la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Cinturón de Cabalgamiento del Piedemonte Llanero, Cordillera Oriental, ECOPETROL. Roberto Linares. Colombia, 2003.
43. Mastin Larry. Effect of Borehole Deviation on Breakouts Orientation. Journal of Geophysical Research, Vol. 93, No. B8, Pages 9187-9195, August 10, 1988.
44. Mavko G., Mukerji and Jack, Dvorkin. The Rock Physics Handbook Tools for Seismic Analysis in Porous Media. Pag. 51-52.
45. Maury, V.M., and Sauzay J-M., 1987, Borehole instability; case histories, rock mechanics approach, and results, SPE/IADC-16051, in SPE/IADC Drilling Conference Proceedings: Society of Petroleum Engineers, p. 11-24.
46. M. C. Thiercelin, Schlumberger Dowell, J.-C. Roegiers, University of Oklahoma. Formation Characterization: Rock Mechanics.
47. M. Brudy, H. Kjørholt. Stress orientation on the Norwegian continental shelf derived from borehole failures observed in high-resolution borehole imaging logs.
48. Mouchet J. P. And Mitchell, A. Abnormal pressure while drilling. Manuals Techniques 2, Elf Aquitaine Editions, Boussens, France, 1989.
49. Mora Guerrero I., Villadiego Atencio D., Desarrollo de una herramienta para analizar la inestabilidad de pozo, mediante el uso de las teorías

- elástica y poroelástica: aplicación al piedemonte colombiano. Trabajo de Grado, 2005.
50. Newmark, R.L., Zoback, M.D., and Anderson, R.N., 1984, Orientation of in situ stresses in the oceanic crust: *Nature*, v. 311, October 4, p. 424-429. Also published in 1985, as, Orientation of the in situ stresses near the Coast Rica rift and Peru-Chile trench--Deep Sea Drilling Project Hole 504B, in *Initial reports of the Deep Sea Drilling Project*, v. 83: U.S. Government Printing Office, p. 511-515.
  51. Nielson, D.L., 1989, Stress in geothermal systems: *Geothermal Resources Council Transactions*, v. 13, p. 271-276.
  52. Osorio, Gildardo. Aspectos geomecánicos de la estabilidad de pozos. *Memorias, ICP* (2003).
  53. Papanastasiou, Vardoulakis, I.G., and Santarelli, F.J., 1989, Modeling borehole breakouts, in Rowley, J.C., ed., *Drilling symposium 1989: American Society of Mechanical Engineers, PD-Vol. 22*, p. 49-55.
  54. Plumb R. Spe, Ipm Schlumberger, Papanastasiou P. Spe, Schlumberger Cambridge Res., Last N. Spe, Bp Colombia. *Constraining the Stress in Tectonically Active Settings. SPE/ISRM 47240*, 1996.
  55. Qian, W., And Pedersen, L.B., 1991, Inversion of borehole breakout orientation data: *Journal of Geophysical Research*, v. 96, B12, November 10, p. 20,091-20,107.
  56. Shamir, G., Zoback, M.D., and Cornet, F.H., 1990, Fracture-induced stress heterogeneity--Examples from the Cajon Pass scientific drillhole near the San Andreas fault, California, in Barton, N., and Stephansson, O., eds., *Rock joints [international symposium on rock joints, June 4-6, 1990, Loen Norway, proceedings]: A.A. Balkema, Rotterdam, The Netherlands*,

57. Schlumberger Obmi, Borehole Imagin in oil base mud. Schlumberger, SMP 5806, June 2001.
58. Software BorStress, Geoframe 4.0.2. Schlumberger.
59. Software Georient, Holcombe R, Department of Earth Sciences, University of Queensland, 4072, Australia.
60. Schlumberger Ubi, Advanced borehole imaging independent of Mud type. Schlumberger, SMP 5871, June 2002.
61. Schlumberger, Borehole properties Analysis, Environmental Measurement Sonde., SMP 5883, July 2002.
62. Sugar Land Learning Center. Rock Mechanic Self Learning Course.
63. Torres, M. E. Colombia National University-Schlumberger DCS Bogotá, Colombia, A. J. Gonzalez, Colombia National University, N. C. Last, BP Exploration. *In situ* Stress State Eastern Cordillera (Colombia). SPE 81074.
64. VIRGILIO A., and NARANJO J. Compilación y Síntesis Estratigráfica de los Llanos Orientales, GEOCONSULT LTDA, 2004.
65. Zoback, M.D., Moos, D., Mastin, L., And Anderson, R.N., 1985, Well bore breakouts and *in situ* stress: Journal of Geophysical Research, v. 90, no. B7, p. 5523-5530.
66. Zoback, M.D., Barton C. A., Castillo D. A., Finkbeiner T., Grollimund B. R., Moos P., Wiprut D. J., Peska P., Determination of Stress and Magnitude in Deep Wells. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. July 2003

**ANEXO A**  
**PROPIEDADES MECÁNICAS**

Tabla 1A. Correlaciones publicadas en la literatura para litologías de arenas (Chandong Chang, 2004):

UCS (Mpa)	Región donde fue desarrollada	Comentario	Referencia	Nº Ecu.
$0.035 * V_p - 31.5$	Thuringia, Alemania	-	Freyburg (1972)	1
$1200 \exp(-0.036 \Delta t)$	Cuenca Bowen, Australia	Arenas de grano fino, consolidadas e inconsolidadas con todos los rangos de porosidades	McNally (1987)	2
$1.4138 * 10^7 \Delta t^{-3}$	Costa del Golfo, USA	Arenas frágiles e inconsolidadas	-	3
$3.3 * 10^{-20} \rho^2 V_p^4 \left( \frac{1+\nu}{1-\nu} \right)^2 (1-2\nu)(1+0.78V_{clay})$	Costa del Golfo, USA	Arenas con UCS > 30 MPa	Fjaer et al. (1992)	4
$1.745 * 10^{-9} \rho V_p^2 - 21$	Cook Inlet, Alaska, USA	Arenas consolidadas y conglomeraticas	Moos et al. (1999)	5
$42.1 \exp(1.9 * 10^{-11} \rho V_p^2)$	Australia	Arenas consolidadas con $0.05 < \phi < 0.12$ y UCS > 80 Mpa		6
	Golfo de	-	-	7

$3.87 \exp(1.14 * 10^{-10} \rho V_p^2)$	Mexico, USA				
$46.2 \exp(0.027E)$	-	-	-	-	8
$2.28 + 4.1089E$	A nivel mundial			Bradford et al. (1998)	9
$254(1 - 2.7\phi)^2$	Cuencas sedimentarias alrededor del mundo	Arenas bien consolidadas, bien limpias con $\phi < 0.3$		Vernik et al (1993)	10
$277 \exp(-10\phi)$	-	Arenas con $2 < UCS < 360$ Mpa y $0.002 < \phi < 0.33$		-	11
$9.95 V_p^{1.21}$	-	Arenas, Dolomitas, calizas		Kahraman S. (2001)	12

Donde :  $V_p$  es la velocidad compresional en m/s

$\rho$  es la densidad de la formación  $Kg/m^3$

$\phi$  es la porosidad en fracción

$\Delta t$  es el tiempo de transito de la onda compresional en us/ft

$V_{clay}$  es el volumen de arcilla en fracción

Tabla 2A. Correlaciones publicadas en la literatura para litologías de shales (Chandong Chang, 2004) (Amoco, 1995):

UCS (Mpa)	Región donde fue desarrollada	Comentario	Referencia	Nº Ecu.
$0.77(304.8/\Delta t)^{2.93}$	Mar del Norte	En su mayoría shales Terciarios de alta porosidad	Horsrud (2001)	13
$0.43(304.8/\Delta t)^{3.2}$	Golfo de México, USA	Rocas del plioceno y mas jóvenes	-	14
$1.35(304.8/\Delta t)^{2.6}$	A nivel mundial	-	-	15
$0.5(304.8/\Delta t)^3$	Golfo de México, USA	-	-	16
$10(304.8/\Delta t - 1)$	Mar del Norte	En su mayoría shales Terciarios de alta porosidad	Lal (1999)	17
$7.97E^{0.91}$	Mar del Norte	En su mayoría shales Terciarios de alta porosidad	Horsrud (2001)	18
$7.22E^{0.712}$	-	Shales fuertes y	-	19

		compactados		
$1.001\phi^{-1.143}$	-	Shales con baja porosidad ( $\phi < 0.1$ ), alta resistencia (~79 Mpa)	Lashkaripour and Dusseault (1993)	20
$2.922\phi^{-0.96}$	Mar del Norte	En su mayoría shales Terciarios de alta porosidad	Horsrud (2001)	21
$0.286\phi^{-1.762}$	-	Shales de alta porosidad ( $\phi > 0.27$ )	-	22
$0.72V_p^{3.2}$	Mar del Norte	Shales en un rango de profundidades 4504-15987ft, $3.3 < \phi < 53$	IKU Petroleum Research, of Norway	23
$242.1\phi^{-0.95}$	Mar del Norte	Shales en un rango de profundidades 4504-15987ft, $3.3 < \phi < 53$	IKU Petroleum Research, of Norway	24
$7.9E^{0.92}$	Mar del Norte	Shales en un rango de profundidades 4504-15987ft, $3.3 < \phi < 53$	IKU Petroleum Research, of Norway	25
$17.1G^{0.90}$	Mar del Norte	Shales en un rango de profundidades 4504-15987ft, $3.3$	IKU Petroleum Research, of Norway	26

			< $\phi$ < 53	
			Shales en un	
			rango de	
3.3D <sup>1.99</sup>	Mar del Norte	profundidades	IKU Petroleum	
		4504-15987ft, 3.3	Research, of	27
			Norway	
			< $\phi$ < 53	

Donde :  $V_p$  es la velocidad compresional en m/s

$G$  es el modulo de cizalla Mpa

$\phi$  es la porosidad en fracción

$\Delta t$  es el tiempo de transito de la onda compresional en us/ft

$E$  es el modulo de Young Mpa

$D$  es la profundidad en Km

## ANEXO B

### PRUEBAS DE INTEGRIDAD REALIZADAS EN EL CAMPO CUIAGUA.

**Tabla 1B.** Recopilación de Datos de Pruebas LOT y FIT del bloque Recetor. BP Exploration Company.

Pozo	Tipo de Prueba	Fecha	Volumen	Volumen	EMW ppg	Presión	P. Fondo psi	Prueba	Prueba	Casing OD	MW
			Total	Perdido		Superficie		MD	TVD		ppg
Liria A1	FIT	Julio 27, 1993			11,10	200	965	1673	1673,0	26,00	8,8
Liria YD2	FIT	Septiembre 12, 1999	7,50	0,00	11,90	250	1027,4	1661	1661,0	26,00	9,0
Liria YD2	FIT	Noviembre 17, 1999	17,50	5,00	15,70	2416	11504,5	14115	14095,0	14,75	12,4
Liria YB3	FIT	Diciembre 2, 2000			14,04	350	875,3	1217	1217,0		8,3
Liria YB3	FIT	Abril 9, 2001			16,02	1200	10551,8	13505	12665,0		14,2
Liria YR4	FIT	Abril 19, 2001			16,71	248	1059	1220	1220,0	26,00	12,8
Liria YR4	FIT	Julio 19, 2001	11,20	1,20	15,97	1900	10940	13666	13184,0	14,75	13,2
Liria YR5	FIT	Junio 20, 2001	1,30	0,20	12,86	270	815,6	1220	1219,5	26,00	8,6
Liria YR5	FIT	Agosto 25, 2001	809,00	6,60	14,03	1602	9666,9	13811	13256,0	14,75	11,7
Liria YR5	FIT	Diciembre 21, 2001			14,45	5350	12573	17647	16753,0	10,63	8,3
Liria YR6	FIT	Noviembre 24, 2001			11,38	150	718	1215	1214,0		9,0
Liria YR6	FIT	Marzo 14, 2002	12,70	1,40	14,53	2000	9584	12810	12695,0		11,5
Liria YR7	FIT	Febrero 26, 2002	0,70		12,99	260	806	1195	1195,0		8,8
Liria YR7	FIT	Abril 16, 2002	10,75	1,25	14,59	2050	9992	13460	13179,0		11,6
Liria YR7	FIT	Mayo 30, 2002			15,04	6000	13590	17448	17394,0		8,4
Liria YT8	FIT	Septiembre 8, 2003	21,00	0,00	14,29	2309	7187	10244	9680,0	14,75	9,7
Liria YT9	FIT	Agosto 14, 2004			11,01	150	686,85	1200	1200,0	26,00	8,4
Liria YT9	FIT	Agosto 28, 2004			11,98	700	3531,56	5720	5669,0	18,50	9,1
Liria YT9	FIT	Diciembre 14, 2004			14,90	1157	7179	9338	9274,0	14,75	10,6
Liria YZ10	FIT	Junio 19, 2005	1,75		11,55	350	1721,4	2925	2866,6	20,00	9,2
Liria YZ10	FIT	Agosto 4, 2005			17,95	1800	9488,01	10644	10165,0	14,75	14,5

### Pruebas Realizadas en el Campo Cupiagua.

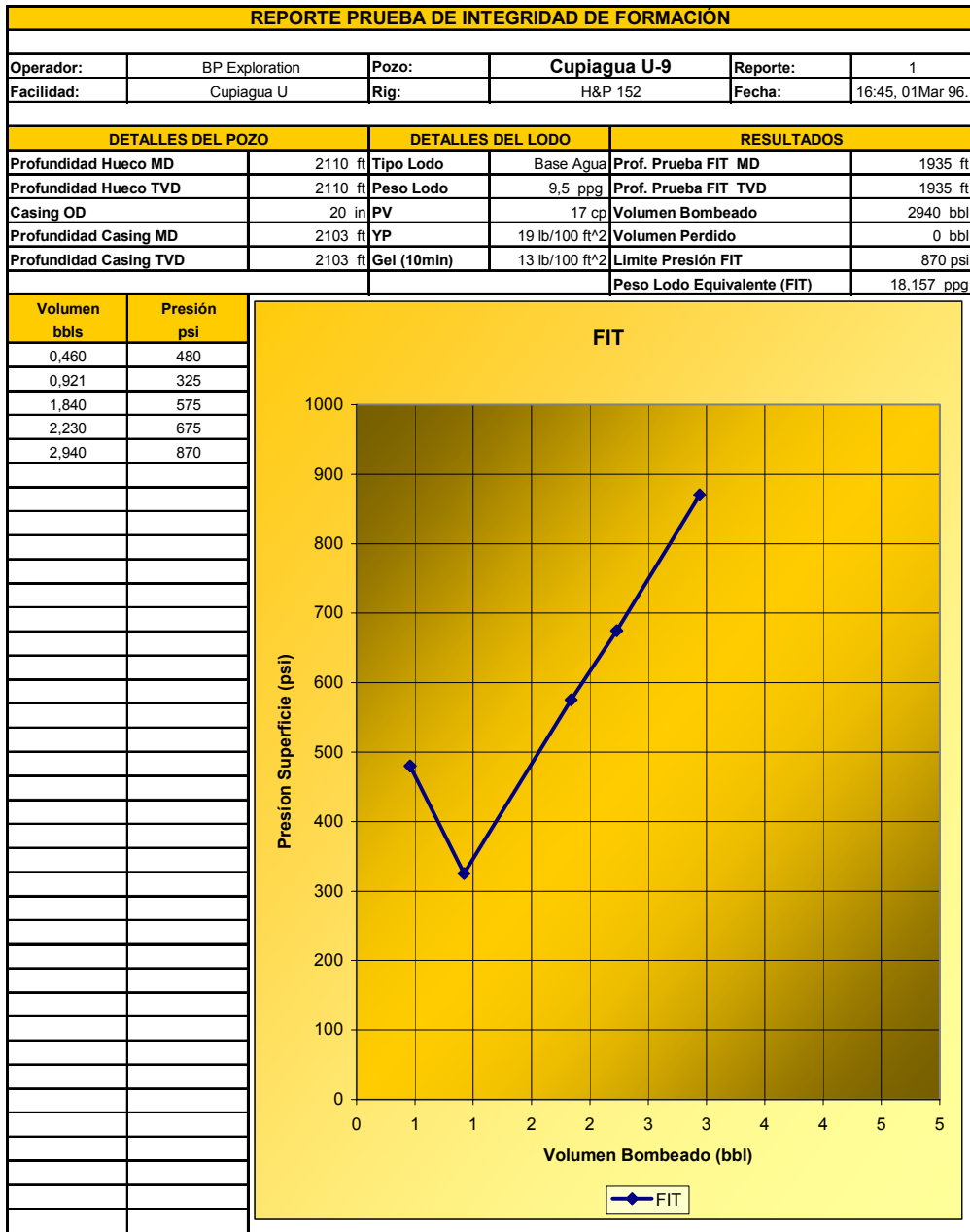
**Tabla 2B.** Recopilación de Datos de pruebas Leak-off y Pruebas FIT realizadas en pozos cercanos al pozo Cupiagua A1Z. BP Exploration Company.

PRUEBAS LEAK-OFF EN CUIAGUA PARA EL CALCULO DEL ESFUERZO MINIMO DEL POZO CUP A1Z														
Estructura	Pozo	Prueba	Volum	Volum	EMW	P. Fractura	Prueba	Prueba	Hueco	Hueco	Casing	Casing	Casing	MW
			Total	Perdido	ppg	psi	MD	TVD	MD	TVD	OD	MD	TVD	ppg
flanco	Q-6	LOT	17,50	6,0	16,27	8968,02	10561	10600	10640	10589	13,38	10637	10586	12,0
flanco	Q-6	FIT	11,00	0,0	16,60	13503,90	15945	15644	16147	15838	7,00	13429	13249	12,4
flanco	Q-6	LOT	7,10	5,5	10,67	7511,98	13735	13539	14150	13933	9,63	13735	13556	9,5
cresta	A-1		11,0	0,0	14,28	1350,72	1819	1819	1820	1820	20,000	1818	1818	9,2
cresta	A-1		3,0	3,5	17,72	6963,32	7550	7557	7555	7562	13,375	7520	7527	11,4
cresta	A-1		5,5	0,0	14,07	9097,94	12640	12435	12650	12445	9,625	12400	12260	10,6
flanco	U-9	LOT	2,94	0,0	18,16	1826,96	1935	1935	2110	2110	20,00	2103	2103	9,5
flanco	U-9	FIT	21,62	0,0	17,07	10118,21	11500	11401	11500	11401	13,38	11472	11373	12,0
flanco	Q-18	FIT	-	-	17,25	1085,37	1213	1210	1213					9,30
flanco	Q-18		-	-	14,27	6281,37	9215	8465	9215					11,20
flanco	U-13		-	-	16,50	1415,70	1654	1650						8,80
flanco	U-13		-	-	16,49	9060,13	11308	10566						11,30
flanco	XB-35		-	-	13,41	835,39	1198	1198						8,30
flanco	XB-35		-	-	19,00	12924,03	13518	13081						8,33
cresta	XD-24				11,07	703,43	1222	1222						9,40
flanco	XH-38	LOT	-	-	12,22	826,96	1302	1301						9,00
flanco	XH-38	FIT	-	-	21,06	14093,10	13533	12869						16,20
flanco	XH-39	FIT	-	-	12,85	884,70	1325	1324						9,00
flanco	XH-39	FIT	-	-	17,26	11595,96	13802	12920						11,60
flanco	XH-31		-	-	14,50	8320,39	11705	11035						12,20
flanco	XH-31		-	-	13,37	9421,89248	14536	13552						7,40
flanco	XH-31		-	-	17,95	12709,1744	14611	13616						13,00
flanco	U-23	FIT	-	-	14,02	7783,96008	11780	10677						11,50





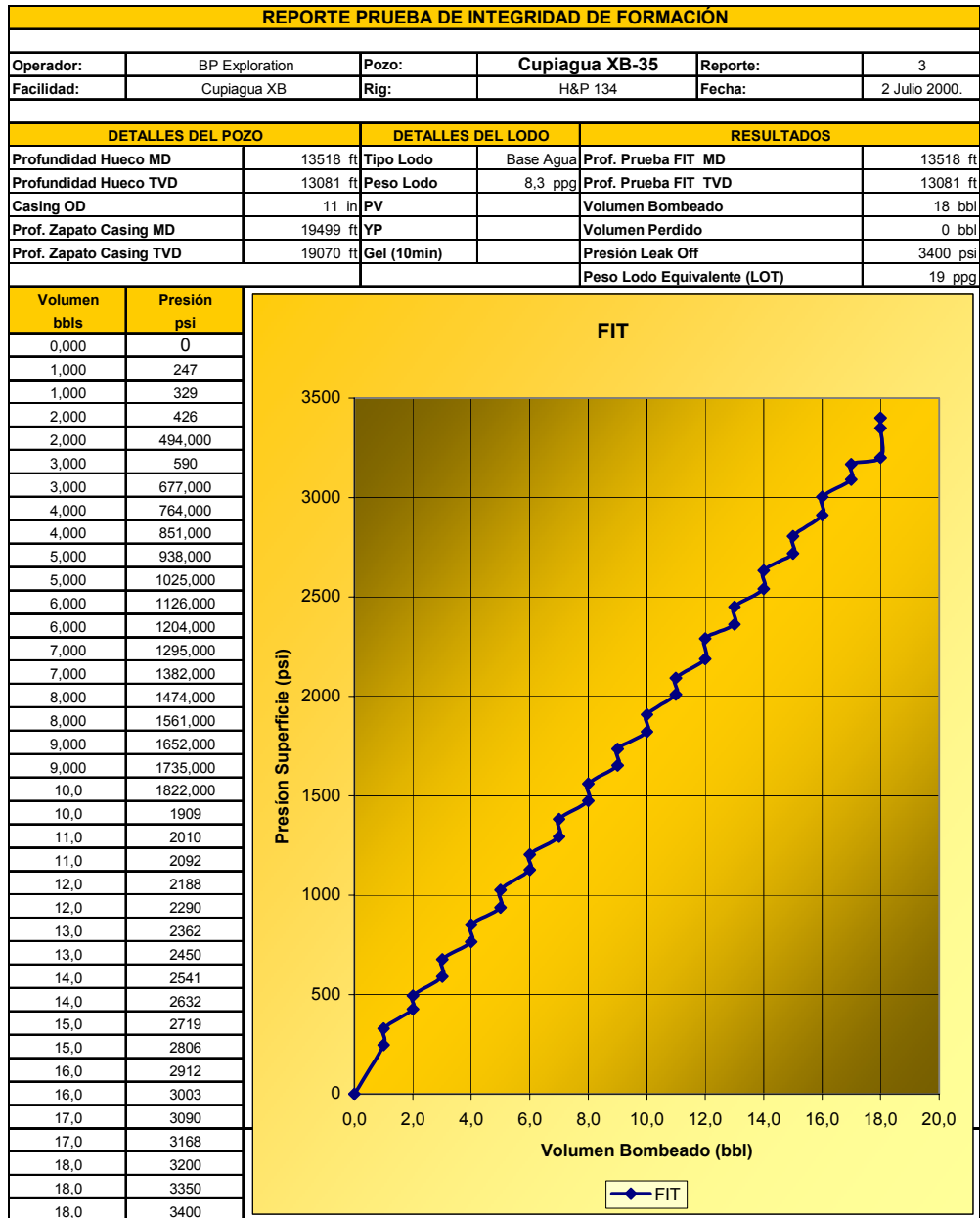




**Grafica 4B.** Prueba FIT realizada en el pozo cupiagua U9. Tomado Final Well Report Cupiagua U9







**Grafica 7B.** Prueba FIT realizada en el pozo cupiagua XB-35. Tomado Final Well Report Cupiagua XB-35







## ANEXO C

### PLAN DIRECCIONAL Y PESO DE LODO UTILIZADO EN LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS DE ESTUDIO.

**Tabla C1:** Peso de lodo utilizado en la perforación del pozo Liria YZ-10

Formación	Topes MD pies	Peso de lodo ppg
Charte	2875	9,2
León	4179	9,71
Carbonera C1	5423	10,76
Carbonera C2	7237	10,33
Carbonera C3	7825	11,79
Carbonera C4	8410	11,89
Carbonera C5	8594	12,34

**Tabla C2:** Plan Direccional del pozo Liria YZ-10.

MD (pies)	TVD (pies)	Inclinación (°)	Azimut (°)
0	0	0	0
318	317,97	1,41	16,88
384	383,91	3,12	18,07
470	469,8	2,74	14,73
561	560,7	2,62	23,77
648	647,58	3,36	18,08
677	676,54	3	12,36
772	771,43	2,42	5,09
865	864,34	2,56	8,66
958	957,24	2,99	9,04
1053	1052,11	3	20,37
1147	1145,98	2,96	21,42
1246	1244,81	3,74	11,74
1339	1337,55	4,87	356,4
1433	1431,12	6,01	356,11
1527	1524,58	7,34	54
1621	1617,56	8,76	352,93
1715	1710,29	10,07	345,86
1809	1802,73	10,82	343,36

MD (pies)	TVD (pies)	Inclinación (°)	Azimut (°)
1904	1895,89	11,79	343,69
1999	1988,64	13,16	342,12
2028	2016,86	13,63	341,64
2094	339,17	14,77	339,17
2188	337,42	16,59	337,42
2282	336,42	17,83	336,32
2376	2350,33	18,92	336,78
2470	2438,99	19,89	337,71
2693	2650,33	19,93	256
2788	2741,26	20,31	342,63
2963	2905,48	20,12	343,57
3017	2956,13	20,45	343,95
3114	3046,6	21,76	343,95
3208	3133,72	22,33	344,4
3302	3220,39	23,23	343,71
3396	3306,44	24,24	341,04
3487	3389,52	23,93	337,43
3585	3479,45	22,93	332,93
3679	3566,08	22,74	332,35
3773	3652,69	23	333,36
3868	3740,22	22,76	333,98
3963	3827,76	22,97	331,88
4053	3915,06	23,06	179
4150	3996,48	23,23	325,79
4244	4082,97	22,88	323,49
4339	4170,81	21,92	322,18
4432	4257,63	20,08	321,49
4526	4346,15	19,23	325,12
4620	4434,73	19,89	327,87
4714	4522,96	20,45	326,35
4808	4611,16	20,03	323,68
4904	4701,34	20,09	320,93
4996	4787,75	20,05	318,78
5091	4877,12	19,63	316,76
5184	4964,84	19,16	314,92
5282	5057,4	19,18	316,91
5373	5143,51	18,57	318,65
5466	5231,54	19,08	139,91
5561	5321,26	19,29	319,25
5654	5408,96	19,59	318,33
5748	5497,45	19,85	317,42
5902	5642,06	20,36	316,92
5994	5728,36	20,21	317,39
6088	5816,62	20,03	317,96
6183	5905,96	19,71	318,33
6277	5994,51	19,52	318,46

MD (pies)	TVD (pies)	Inclinación (°)	Azimut (°)
6371	6083,14	19,39	318,58
6466	6173,18	19,09	216
6560	6262,23	18,82	241
6655	6352,93	18,5	297
6748	6441,71	18,19	346
6842	6529,37	18	320,39
6936	6618,87	17,59	320,91
7030	6708,52	17,42	321,74
7124	6798,3	17,04	322,15
7219	6889,18	16,82	322,81
7313	6979,21	16,63	324,04
7407	7069,39	16,12	325,09
7538	7195,6	14,98	327,98
7633	7287,54	14,2	330,81
7721	7372,93	13,75	334,14
7823	7472,05	13,55	336,24
7916	7562,5	13,34	338,03
8010	7654,03	13,01	340,05
8105	7746,69	12,47	344,31
8199	7838,51	12,28	347,05
8293	7930,41	11,96	349,71
8387	8022,38	11,91	353,62
8481	8114,38	11,81	358,92
8575	8206,43	11,57	3,19
8669	8298,53	11,55	4,4
8753	8380,05	11,38	6,43
8790	8424,82	11,57	6,95
8885	8518,67	12,07	8,02
8978	8608,66	12,4	8,19
9074	8702,34	12,87	8,34
9168	8793,81	13,74	9,13
9262	8884,92	14,77	10,08
9356	8975,77	14,98	11,26
9450	9066,48	15,43	11,84
9544	9156,98	15,9	11,06
9638	9247,31	16,24	11,49
9732	9337,47	16,64	11,26
9826	9427,38	17,28	9,83
9920	9516,87	18,34	9,99
10014	9606	18,74	11,11
10109	9695,82	19,26	12,42
10203	9784,39	19,86	12,47

**Tabla C3:** Peso de lodo utilizado en la perforación del pozo Cupiagua A1Z

Formacion	TVD pies	MD Pies	Peso Lodo ppg
Charte	3024,8055	3026	10,8
León	4284,8	4289	10,79
Carbonera C1	5781,6402	5796	11,08
Carbonera C2	7460,9497	7490	11,31
Carbonera C3	8021,9562	8060	11,66
Carbonera C4	8356,6209	8405	12,06
Carbonera C5	8551,3869	8605	12,61
Carbonera C6	9830,9834	9895	14,09
intra C6 fault	10278,66	10345	14,1
Carbonera C7	10629,392	10698	14,13
yopal fault back to C6	10756,037	10826	14,049
Carbonera C7-1	10929,7624	11002	14,05
Carbonera C8	11672,7637	11783	14,049
Mirador	12264,1733	12439	9,868
Cuervos	12762,431	12983	9,55
Barco	13199,834	13464	9,68

**Tabla C4:** Plan Direccional del Pozo Cupiagua A1Z

MD (pies)	Inclinación (°)	Azimut (°)
34,5	0,00	0,00
50,0	0,14	51,51
75,0	0,37	51,51
100,0	0,60	51,51
125,0	0,56	46,34
150,0	0,52	40,26
175,0	0,49	47,31
200,0	0,47	55,41
225,0	0,42	64,69
250,0	0,38	76,20
275,0	0,36	82,06
300,0	0,35	88,27
325,0	0,37	90,81
350,0	0,40	92,99
375,0	0,35	93,46
400,0	0,30	94,04
425,0	0,35	94,40
450,0	0,40	94,68
475,0	0,42	100,81
500,0	0,45	106,38

<b>MD (pies)</b>	<b>Inclinación (°)</b>	<b>Azimut (°)</b>
525,0	0,47	107,04
575,0	0,51	109,99
600,0	0,52	112,38
625,0	0,52	112,34
650,0	0,53	112,25
675,0	0,56	118,27
700,0	0,60	123,70
725,0	0,65	119,35
750,0	0,70	115,45
775,0	0,68	117,31
800,0	0,67	119,37
825,0	0,75	120,96
850,0	0,83	122,24
875,0	0,88	123,07
900,0	0,93	123,82
925,0	0,96	125,18
950,0	1,00	126,46
975,0	1,04	126,30
1000,0	1,08	126,13
1025,0	1,10	125,59
1050,0	1,12	125,06
1075,0	1,16	124,39
1100,0	1,20	123,76
1125,0	1,29	120,92
1150,0	1,38	118,41
1175,0	1,45	119,52
1200,0	1,53	120,59
1225,0	1,56	122,57
1250,0	1,60	124,49
1275,0	1,64	124,51
1300,0	1,68	124,50
1325,0	1,71	124,03
1350,0	1,75	123,57
1375,0	1,73	123,08
1400,0	1,70	122,57
1425,0	1,75	122,95
1450,0	1,80	123,32
1475,0	1,81	123,46
1500,0	1,82	123,60
1525,0	1,82	123,68
1550,0	1,82	123,76
1575,0	1,85	122,96
1600,0	1,88	122,17
1625,0	1,90	124,36

<b>MD (pies)</b>	<b>Inclinación (°)</b>	<b>Azimut (°)</b>
12650,0	23,96	309,16
12675,0	23,54	307,88
12700,0	23,14	306,56
12725,0	22,87	306,61
12750,0	22,61	306,68
12775,0	22,35	306,77
12800,0	22,09	306,85
12825,0	22,43	305,63
12850,0	22,79	304,42
12875,0	23,16	303,25
12890,0	23,40	302,54
12900,0	23,55	302,09
13000,0	23,05	300,72
13100,0	26,55	306,03
13200,0	25,24	307,11
13300,0	24,27	304,62
13400,0	23,45	302,70
13461,0	23,24	303,79
13500,0	23,11	304,50
13600,0	24,75	306,72
13700,0	25,42	307,89
13800,0	23,15	305,52
13900,0	22,31	304,17
13955,0	21,79	303,87
14000,0	21,36	303,62
14100,0	21,29	301,07
14200,0	20,73	298,37
14299,0	20,30	300,61
14300,0	20,30	300,63
14400,0	18,90	290,44
14500,0	16,30	284,47
14600,0	16,81	286,52
14720,0	16,81	286,52

## ANEXO D

### HERRAMIENTAS UTILIZADAS PARA LA IDENTIFICACIÓN DE BREAKOUTS

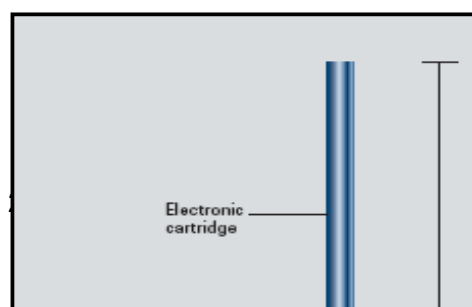
Para evidenciar la presencia de breakouts en el pozo se utilizan diversos tipos de herramientas como son los registros de imágenes UBI (Ultrasonic Borehole Imager), los OBMI (Oil Base Micro Imager), FMI (Fullbore Formation Micro Imager), entre otros. Además de los registros anteriormente nombrados existen otros registros menos sofisticados pero bastante útiles para identificar la presencia de los breakouts, estos son los registros caliper de cuatro y de seis brazos.

#### 1. ULTRASONIC BOREHOLE IMAGER (UBI)

El borehole imager fue introducido en la industria por Schlumberger en 1990 y desde entonces a tenido una amplia aplicación en los pozos donde era necesario un amplio conocimiento de las paredes y del diámetro del pozo. Las imágenes pueden ser producidas por tres técnicas comunes: cámaras de video, imágenes micro eléctricas y escáner ultrasónicos. El método ultrasónico trabaja bien en lodos base agua y lodos base aceite y es la única técnica que mejora los estudios de geometría del pozo.(Schlumberger SMP-5871).

##### 1.1 Principio de Funcionamiento de la Herramienta

Un transductor ultrasónico inmerso en el fluido del pozo emite pulsos y detecta los ecos del hueco. Dos medidas son hechas: el tiempo de viaje convertido a radio del hueco usando la medida de la velocidad acústica en el fluido del pozo, y la amplitud del eco. Ambas medidas son extendidas como imágenes del hueco (Schlumberger SMP-5871).





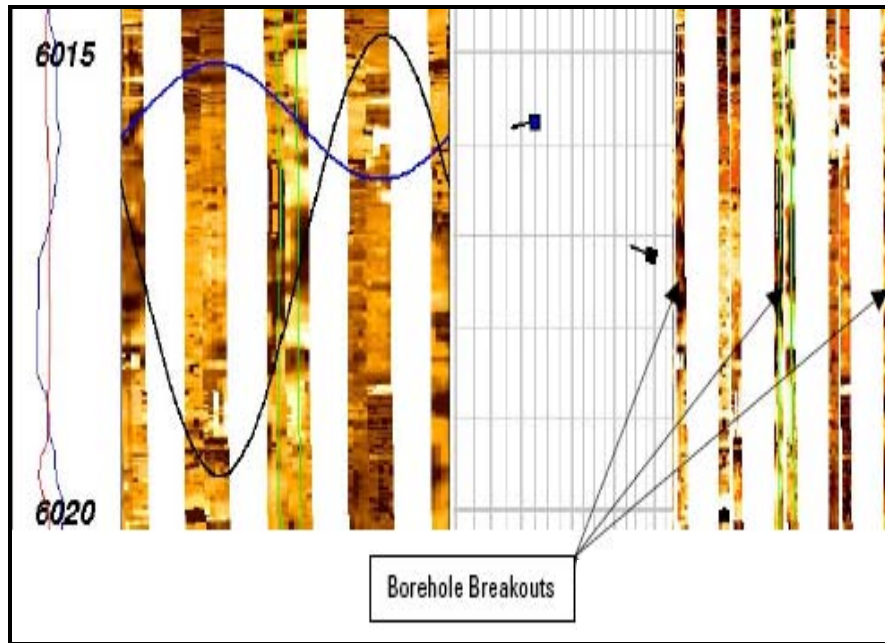
**Figura 2D.** Imágenes donde se presenta el análisis de la forma del hueco y las deformaciones presentes. Tomado: Schlumberger SMP-5871.

En este tipo de registros como se aprecia en la Figura. 2D, los breakouts se presentan como franjas oscuras, con una separación de 180 grados entre sí, lo cual es de esperarse pues estas fallas se presentan a lado y lado del pozo, en la dirección del esfuerzo mínimo horizontal. Estos colores oscuros indican que hubo pérdida de la señal, debido a los derrumbes a cada lado del pozo.

## **2. OIL BASE MICROIMAGER (OBMI)**

Esta herramienta fue desarrollada por Schlumberger en el 2001 para estudiar y analizar las características estratigráficas y estructurales de la formación durante operaciones de perforación, utiliza lodos no conductivos (base aceite-sintéticos) los cuales son usados en operaciones críticas donde los costos y los riesgos son altos, Schlumberger SMP-5806.

Las de las imágenes del registro OBMI se presentan de la siguiente forma:



**Figura 3D.** Imagen de un registro OBMI para un intervalo en el pozo Liria YZ-10. Tomado DSI & Dual OBMI Interpretation Report, pozo Liria YZ-10.Schlumberger.

Al igual que los registros UBI, en el registro OBMI los breakouts se pueden visualizar como franjas oscuras (ver figura 3D), sin embargo, con las imágenes suministradas por este último registro se hace más difícil observar las fallas presentes en la cara del pozo debido a que como se mencionaba en las especificaciones de la herramienta, esta solo tiene una cobertura del 32% en pozos de 8 pulgadas, por tanto a medida que se aumente el diámetro del hueco serán menores las imágenes que pueda registrar la herramienta, dificultando el análisis.

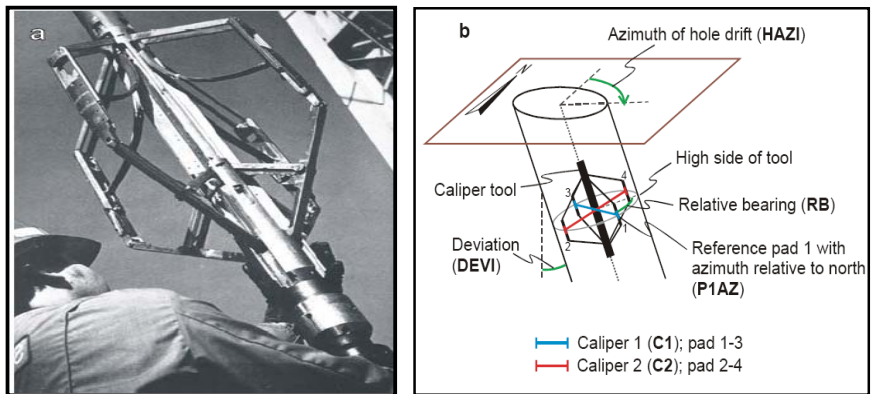
### 3. REGISTRO CALIPER DE CUATRO BRAZOS.

El registro caliper es una herramienta que permite tener una representación de las medidas del diámetro del pozo a lo largo de la profundidad registrada. Debido al tipo de datos que registra esta herramienta, cuando se tienen pozos irregulares (rugosidad en las paredes del pozo), es importante tener una herramienta que mida diámetros en diferentes puntos simultáneamente. Tales herramientas son llamados calipers multibrazos (4-brazos, 6 brazos), los ingenieros de perforación o personal del rigsite utilizan estas medidas como un indicador cualitativo de la condición del pozo y el grado en el cual el sistema de lodo mantuvo la estabilidad del pozo. Además de esto el caliper permite determinar el volumen del pozo para posteriores operaciones de cementación. Sin embargo para este trabajo el caliper se ha utilizado como

herramienta clave para determinar el estado del hueco, específicamente identificar las zonas en las cuales el registro caliper mostrara la presencia de breakouts en las paredes del pozo.

Los breakouts fueron primero identificados usando registros Caliper de cuatro brazos orientados magnéticamente asociados con dipmeter de Schlumberger (Gough and Bell, 1981). La herramienta Caliper reporta la siguiente información (Figura 4D) Word Stress Map:

- Azimut del patín 1 (P1AZ) relativo al norte magnético.
- Diámetro del hueco en dos direcciones ortogonales, Caliper 1 (C1) entre el patín 1 y 3 y Caliper 2 (C2) entre el patín 2 y 4.
- Desviación del pozo desde la vertical (DEVI).
- Azimut de la trayectoria del pozo (HAZI).
- Rumbo del patín 1 relativo a la parte alta del hueco (RB).



**Figura 4D.** Herramienta Dipmeter de alta Resolución (HDT, Plumb y Hickman, 1985) observar los cuatro brazos octogonales (Izq.) y Geometría de la herramienta dipmeter en el pozo y los datos utilizados para determinación de breakouts. Tomado: Word Stress Map Project.

La profundidad, C1, C2 y DEVI deben estar disponibles para la interpretación de los breakouts. Pero, solamente 2 variables de P1AZ, RB y HAZI son necesarios para la interpretación, ya que se puede utilizar la ecuación 1D para hallar uno de ellos cuando (Word Stress Map Project):

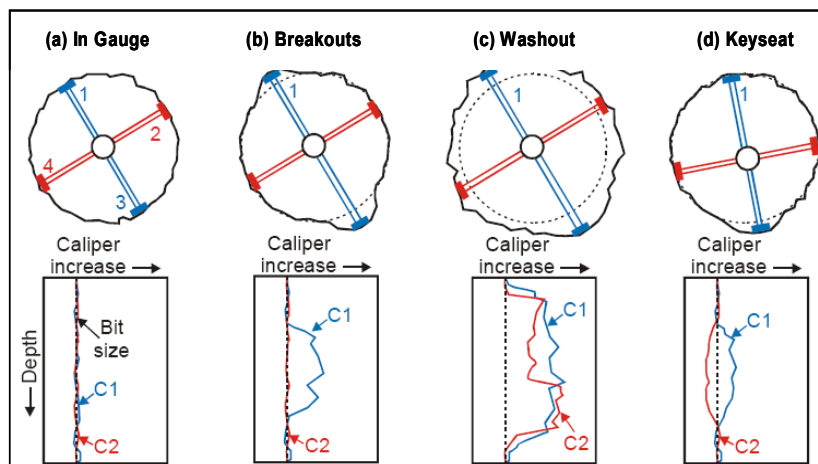
$$P1AZ = HAZI + ATAN \frac{TANRB}{COSDEVI} \quad (1D)$$

### 3.1 Criterios para la Identificación de Breakouts a Partir de Caliper de Cuatro Brazos

Los criterios que se mencionaran a continuación están basados en observaciones de Plumb y Hickman, 1985; Bell, 1990; Zajak y Stock, 1997:

- La herramienta debe disminuir o cesar la rotación en la zona de ensanchamiento.
- Debe ser claro el cese de la rotación de la herramienta dentro de la zona de ensanchamiento.
- La lectura del caliper más pequeño es cercano al Bit Size. El tope y la base del breakout debe estar bien marcado en las curvas del caliper.
- La diferencia entre los diámetros registrados por los calipers no debe exceder el 10 % del tamaño del Bit Size.
- La dirección del ensanchamiento no debe coincidir con el lado alto del pozo, en pozos que se desvían más de 5 grados de la vertical.
- La longitud de la zona de ensanchamiento debe ser mayor a 1 metro. Para que sea más confiable.

Para la determinación de los breakouts es necesario además de los criterios antes mencionados, reconocer en el comportamiento de las curvas (diámetros registrados por el registro caliper) la presencia de otros tipo de ensanchamientos como los washouts y los keyseat como se observa en la figura 5D debido a que estas elongaciones no son generados por efectos de esfuerzos tectónicos.



**Figura 5D.** Tipos comunes de ensanchamiento en el hueco y respuesta del caliper a dichas deformaciones. (Adaptado de Plumb y Hickman, 1985).

#### **4.4 CALIPER DE SEIS BRAZOS**

Significativas diferencias en la construcción de la herramienta dipmeter de seis brazos comparada a la herramienta de cuatro brazos requiere una nueva metodología para el análisis de breakouts (Jarosinski and Zoback; 1998). La herramienta dipmeter de cuatro brazos tiene acoplado brazos conjugados, tal

que la longitud del Caliper es medida por la suma de la longitud de los brazos opuestos y la herramienta mantiene una posición centralizada con respecto a los patines (Figura (6D)-C-F-I). Sin embargo, la independencia en el punto de unión del dipmeter de seis brazos no garantiza la centralización de la herramienta; es decir, el eje de la herramienta puede que no coincida con el eje del pozo, como se observa en la figura (6D) B-D-G. La herramienta rota fácilmente y no detiene necesariamente su rotación dentro de un ensanchamiento somero. La distancia angular de  $60^\circ$  entre los brazos permite frecuentemente que dos patines se ubiquen en un breakout amplio, en tal caso la orientación del Caliper máximo no puede ser tomada como la elongación del pozo (Figura (6D)-E). De otra manera, la independencia del punto de unión permite diferenciar entre elongaciones simétricas (breakouts) y elongaciones asimétricas del pozo (keyseat), haciendo posible identificar breakouts que correlacionan con el azimut de pozos desviados, ( Manual Draft, GMI caliper) .

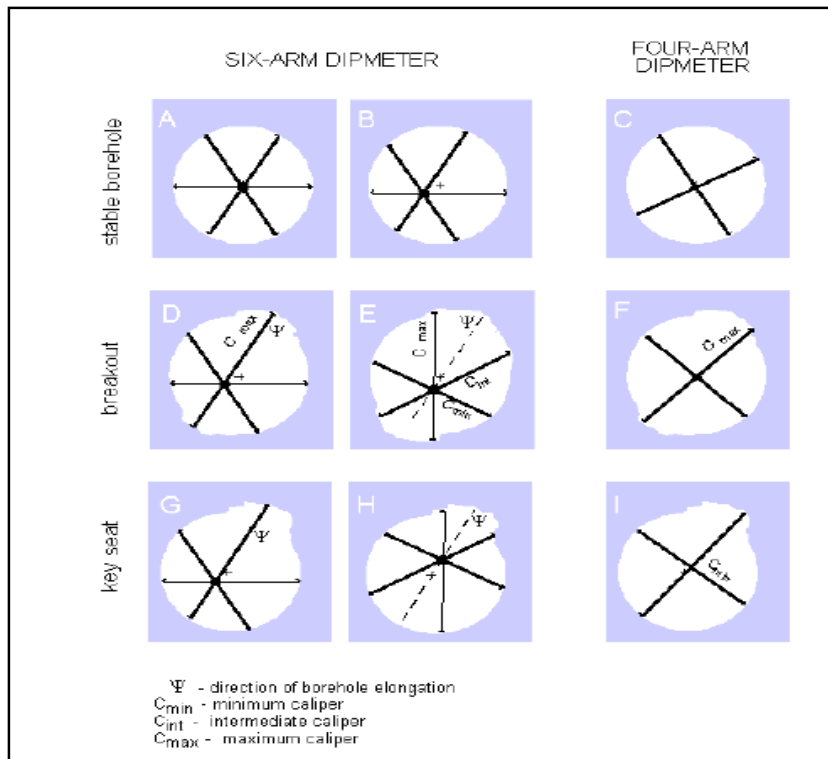
Debido a las diferencias en la configuración y en el funcionamiento de la herramienta caliper de seis brazos con el caliper de 4 brazos es necesario plantear un manejo de los datos muy diferente para poder diferenciar los breakout de los otros tipos de deformaciones como los keyseat y los washouts. Como se indicara a continuación:

#### **4.1 Centralización de la Herramienta y Correcciones de las Longitudes del Caliper de Seis Brazos**

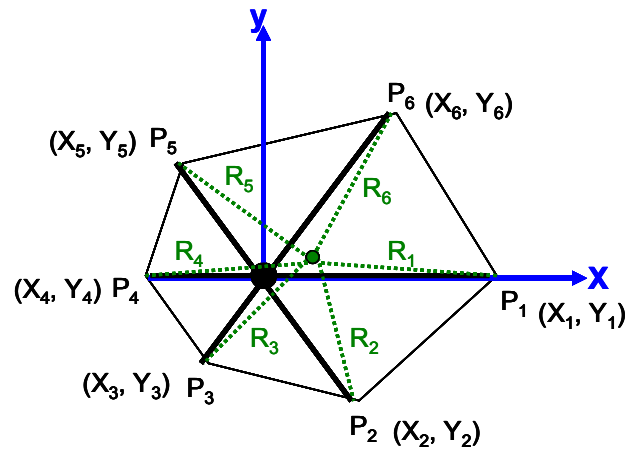
Debido a la descentralización de la herramienta Caliper de seis brazos las distancias entre patines opuestos ( $P_1$ - $P_4$ ,  $P_2$ - $P_5$ ,  $P_3$ - $P_6$ ) dan longitudes de acuerdo a un círculo en lugar del diámetro del pozo, aun en un pozo intacto (sin deformaciones) como se observa en la figura 28. Por consiguiente, un proceso matemático de centralización deber ser realizado. Por simplicidad, el eje de la herramienta se ubica en el Centro del sistema cartesiano y la dirección del primer brazo coincide con el eje X positivo (Figura

7D). Los patines de la herramienta se describen en términos de sus coordenadas polares así:

$$\begin{aligned}
 X_1 &= P_1 * \cos 0^\circ = P_1 & Y_1 &= P_1 * \sen 0^\circ = 0 \\
 X_2 &= P_2 * \cos 300^\circ = \frac{1}{2}P_2 & Y_2 &= P_2 * \sen 300^\circ = -\frac{\sqrt{3}}{2}P_2 \\
 X_3 &= P_3 * \cos 240^\circ = -\frac{1}{2}P_3 & Y_3 &= P_3 * \sen 240^\circ = -\frac{\sqrt{3}}{2}P_3 & (2D) \\
 X_4 &= P_4 * \cos 180^\circ = -P_4 & Y_4 &= P_4 * \sen 180^\circ = 0 \\
 X_5 &= P_5 * \cos 120^\circ = -\frac{1}{2}P_5 & Y_5 &= P_5 * \sen 120^\circ = \frac{\sqrt{3}}{2}P_5 \\
 X_6 &= P_6 * \cos 60^\circ = \frac{1}{2}P_6 & Y_6 &= P_6 * \sen 60^\circ = \frac{\sqrt{3}}{2}P_6
 \end{aligned}$$



**Figura 6D.** Comportamiento de la herramienta ante diferentes deformaciones. Tomado Manual Draft GMI Caliper.



$P_i$  posición de los patines

$R_i$  Longitud corregida de los brazos

**Figura 7D** Posición de los patines y longitudes corregidas en un caliper de seis brazos. Modificado de Manual Draft GMI caliper.

En el proceso de centralización se asume que el centro de masa del hexágono con los vértices en los seis patines de la herramienta es cercano al centro del pozo circular. Las coordenadas del centro del hexágono  $(X_0, Y_0)$  están dadas por la media de las seis coordenadas:

$$\begin{aligned}
 X_0 &= \frac{1}{6}(X_1 + X_2 + X_3 + X_4 + X_5 + X_6) \\
 Y_0 &= \frac{1}{6}(Y_1 + Y_2 + Y_3 + Y_4 + Y_5 + Y_6)
 \end{aligned}
 \tag{3D}$$

La longitud corregida de cada brazo  $R_1, R_2, R_3, R_4, R_5$  y  $R_6$  son las distancias desde el centro del hexágono hasta un patín correspondiente.

$$\begin{aligned}
R_1 &= \left[ (X_1 - X_0)^2 + (Y_1 - Y_0)^2 \right]^{1/2} \\
R_2 &= \left[ (X_2 - X_0)^2 + (Y_2 - Y_0)^2 \right]^{1/2} \\
R_3 &= \left[ (X_3 - X_0)^2 + (Y_3 - Y_0)^2 \right]^{1/2} \\
R_4 &= \left[ (X_4 - X_0)^2 + (Y_4 - Y_0)^2 \right]^{1/2} \\
R_5 &= \left[ (X_5 - X_0)^2 + (Y_5 - Y_0)^2 \right]^{1/2} \\
R_6 &= \left[ (X_6 - X_0)^2 + (Y_6 - Y_0)^2 \right]^{1/2}
\end{aligned}
\tag{4D}$$

La suma de las longitudes corregidas de los brazos opuestos es una medida de la sección transversal del pozo (en lugar de  $P_1+ P_4$ ,  $P_2+ P_5$ ,  $P_3+ P_6$ ) y son llamados "calipers "  $C_1, C_2, C_3$ :

$$\begin{aligned}
C_1 &= R_1 + R_4 \\
C_2 &= R_2 + R_5 \\
C_3 &= R_3 + R_6
\end{aligned}
\tag{5D}$$

#### 4.2 Coeficiente de Forma para Medir las Elongaciones del Pozo Y Determinar la Orientación de los Breakouts

En el caso del dipmeter de cuatro brazos, la dirección del Caliper más grande ( $C_{max}$ ) es tomada como la dirección de la elongación del pozo (Figura 28-F-I). Para la herramienta de seis brazos, sin embargo, dos calipers pueden estar dentro de un ensanchamiento, y la dirección del Caliper más grande no coincide con la dirección de la elongación del pozo (Figura (7D)-E-H). En este caso, la dirección real del breakout es alguna entre el Caliper más grande y el intermedio ( $C_{max}$  y  $C_{int}$ ).

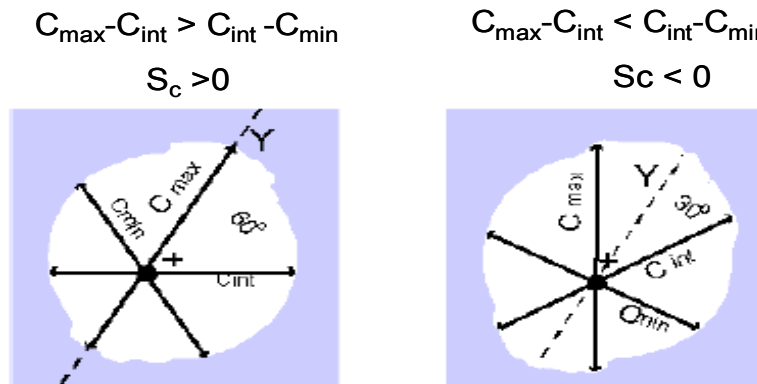
El coeficiente de forma ( $Sc$ ) permite minimizar esos errores para la evaluación de la posición relativa de los calipers versus la forma de la sección transversal del pozo. Este coeficiente es definido así:

$$\begin{aligned}
Sc &= \left[ (C_{max} - C_{int}) - (C_{int} - C_{min}) \right] / C_{min} \\
&= (C_{max} + C_{min} - 2 * C_{int}) / C_{min}
\end{aligned}
\tag{6D}$$

Para  $Sc > 0$ ,  $C_{max}-C_{int}$  debería ser mayor que  $C_{int}-C_{min}$ , lo cual implica que un Caliper cayó en un ensanchamiento (Figura 8D Izq.) y el azimut de  $C_{max}$  es tomado como la dirección de elongación del pozo.

Si  $S_c < 0$ ,  $C_{max}-C_{int}$  es menor que  $C_{int}-C_{min}$ , lo cual indica que dos calipers están dentro del ensanchamiento (Figura 8D Der.) Por consiguiente la dirección de la elongación del pozo se asume perpendicular al azimut de  $C_{min}$ .

El coeficiente de forma ayuda no solo a la determinación de la dirección del breakout sino que también como una medida de las elongaciones del pozo en el filtrado de datos



**Figura 8D.** Significado del coeficiente de forma en la determinación de la orientación de los breakouts. Tomado: Manual Draft. GMI Caliper.

#### 4.3 Coeficiente de Simetría para Diferenciar Breakouts de Keyseat

Debido al movimiento independiente de cada uno de los brazos en la herramienta de seis brazos, es posible separar las elongaciones simétricas y asimétricas (breakouts y keyseat) mediante el uso del coeficiente de simetría ( $A_c$ ). Este coeficiente se basa en una regla de la geometría de planos la cual afirma que bisectrices perpendiculares de acuerdo a un círculo interceptan en el centro del círculo. Si la sección transversal del hueco no es circular las bisectrices de acuerdo a  $S_1$ ,  $S_2$  y  $S_3$  no se interceptan en un punto pero forman un triángulo, el cual es una medida de la asimetría del hueco. Jarosinki y Zoback (1998) derivaron que el doble de la altura de este triángulo es igual al coeficiente de asimetría definido como:

$$A_c = |P_1 - P_2 + P_3 - P_4 + P_5 - P_6| \quad (7D)$$

Donde  $P_1$ ,  $P_2$ ,  $P_3$ ,  $P_4$ ,  $P_5$  y  $P_6$  son las longitudes sin las correcciones (Figura 7D)

Para el propósito de filtrar los datos el coeficiente de asimetría es normalizado mediante la diferencia entre el Caliper máximo y mínimo y es dado como un porcentaje:

$$A_{CN} = 100 * Ac / (C_{max} - C_{min}) \quad (8D)$$

Cuando el coeficiente de asimetría,  $A_{CN}$ , es alto, la sección transversal del hueco es siempre asimétrica. En el caso opuesto, cuando  $A_{CN}$  es cercano a cero, el pozo no es necesariamente simétrico. Esto puede pasar cuando dos brazos del Caliper se pegan en un Keyseat, lo cual es indicado por un valor negativo de  $Sc$  (ver Figura 8D-H). Los resultados de este filtro a profundidades donde los valores negativos del coeficiente de forma pueden coexistir con bajos valores de coeficiente de asimetría pueden ser tratados cuidadosamente e independientemente revisados mirando las posiciones de los patines en la sección transversal del hueco.

#### 4.4 Criterio de Diferenciación de Breakouts

Para el Caliper de seis brazos, los parámetros de filtro para la identificación de breakouts por defecto son siguientes:

1. Coeficiente de forma:  $|Sc| > 5\%$ .

Esto a grandes rasgos corresponde a que la profundidad del breakout es mayor que 5% del diámetro mínimo del pozo. Eludir el valor absoluto podría descartar breakouts detectados por dos brazos del Caliper.

2. Coeficiente de asimetría:  $A_{CN} < 50\%$ .

Esto significa que menos de la mitad de la elongación total es simétrica al eje del pozo.

3. Washouts:  $C_{min}$ -Bit Size  $< 0.5\%$ .

4. Filtro de elongaciones  $C_{max}$ - $C_{min}$  tienen un efecto similar al parámetro de filtro 1 para  $Sc$  (equivalente solo en caso de  $C_{int}=C_{min}$  o  $C_{int}=C_{max}$ ).

5. El filtro de lado alto/bajo usualmente no es necesario como el filtro  $A_{CN}$  el cual puede distinguir elongaciones asimétricas desarrolladas durante procesos de perforación en el tope/base de un pozo desviado.

Por supuesto, los filtros por defecto para la identificación automática de breakouts en el hueco no son aplicables para todos los casos, entonces cada filtro puede ser modificado para condiciones individuales del hueco. Por ejemplo, cuando un pozo esta severamente dañado, el coeficiente de forma puede ser mas restrictivo ( $|Sc| > 10\%$ ). Cuando un breakout coexiste con un keyseat a la misma profundidad, el coeficiente de asimetría puede necesariamente ser menos restrictivo ( $|Sc| < 70\%$ ). Si la dirección de máxima elongación en un washout de pozo corresponde a la dirección de breakouts en el mismo pozo, es posible que un aparente washout es realmente un muy amplio breakout el cual abarca la totalidad de la circunferencia del pozo. En este caso el filtro de washout puede necesitar ser menos restrictivo (1 pulgada por ejemplo). En cada caso, el resultado del procesamiento de los breakouts puede ser comparado con la proyección de los patines en la sección transversal del correspondiente intervalo de profundidad.

En algunas ocasiones los registros de imágenes no son suficientes para validar las observaciones de los registros mecánicos como el caliper ya sea por que no se dispone de estos o por que los eventos no son visibles a través de las imágenes, y en estos casos si se dispone de otros registros como el sonico bipolar (DSI), el cual permite identificar zonas en las cuales se presenta anisotropía en la roca puede ayudar en el momento de validar las observaciones de breakouts o fracturas en las paredes del pozo.

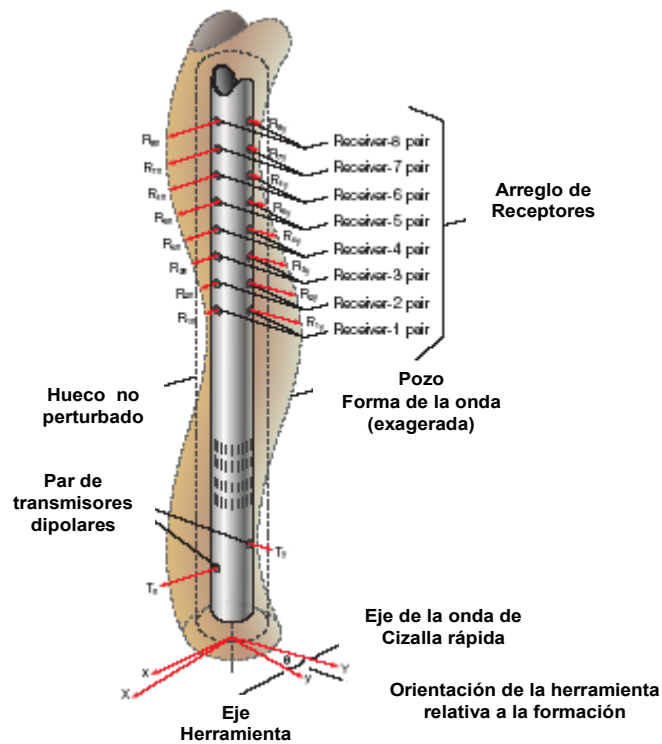
#### **4.5 REGISTRO SONICO DIPOLAR (DSI)**

El registro sonico dipolar (DSI) llamado así en la compañía Schlumberger, es un registro sonico que tiene diversas aplicaciones dependiendo del uso que se le quiera dar a los datos, algunas de las aplicaciones son:

- Extracción del tiempo de transito de la onda compresional, la onda de cizalla y la stoneley.
- Reconocimiento de fracturas abiertas a partir de la onda Stoneley.
- Análisis de anisotropía a partir del modo DSI-BCR.

- Determinación de propiedades mecánicas a partir de las ondas compresional y de cizalla.

La herramienta DSI combina la tecnología basada en dipolos con los últimos desarrollos de la herramienta monopolar en un sistema, suministrando el mejor desarrollo disponible actualmente para obtener tiempos de transito de la onda compresional, de cizalla y Stoneley. La tecnología dipolar permite hacer mediciones de la onda de cizalla en formaciones consolidadas e inconsolidadas.



**Figura 9D.** Las flexiones de la onda inducida por los transmisores bipolares. Durante el registro las ondas son inducidas por los transmisores bipolares disparados secuencialmente en dos direcciones perpendiculares, primero a lo largo del eje X y posteriormente en el eje Y. Tomado New Direction in sonic Logging, Oilfield Review, Spring 1998.

Las herramientas monopolares pueden detectar las ondas de cizalla solo en formaciones duras, a diferencia de la herramienta DSI la cual es una herramienta que posee múltiples receptores con un arreglo lineal de ocho estaciones de receptores, un

transmisor monopolar y dos transmisores bipolares. El arreglo de los receptores provee mejor información sobre la propagación del campo de ondas para un análisis más completo de las ondas, en la figura 9D se puede observar la disposición de los receptores y (DSI & Dual OBMI, Interpretation Report Liria YZ-10)

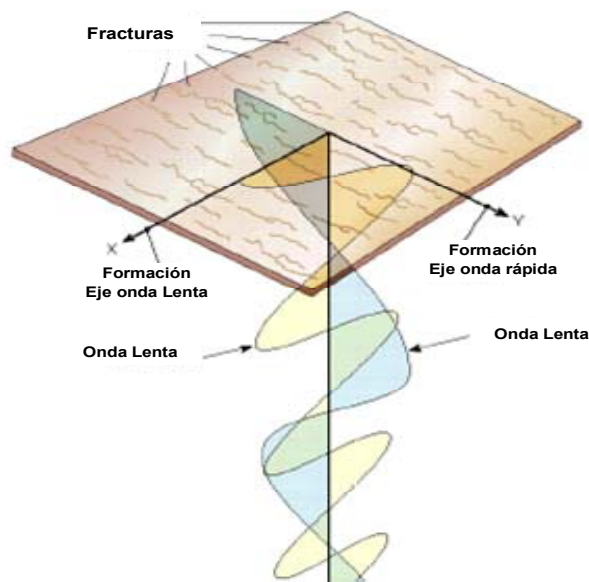
Para los objetivos de este trabajo el análisis de la anisotropía tiene gran utilidad razón por la cual se hará énfasis en esta aplicación de la herramienta.

#### 4.5.1 Anisotropía de la Onda de Cizalla.

El efecto de la anisotropía azimutal sobre los datos sísmicos de cizalla es un fenómeno bien conocido. Las medidas de la onda cizalla del DSI, ayudan a tener una idea de la anisotropía de esta onda, entender la orientación de las fracturas, la dirección de los esfuerzos en las formaciones y predecir la mejor dirección de las perforaciones.

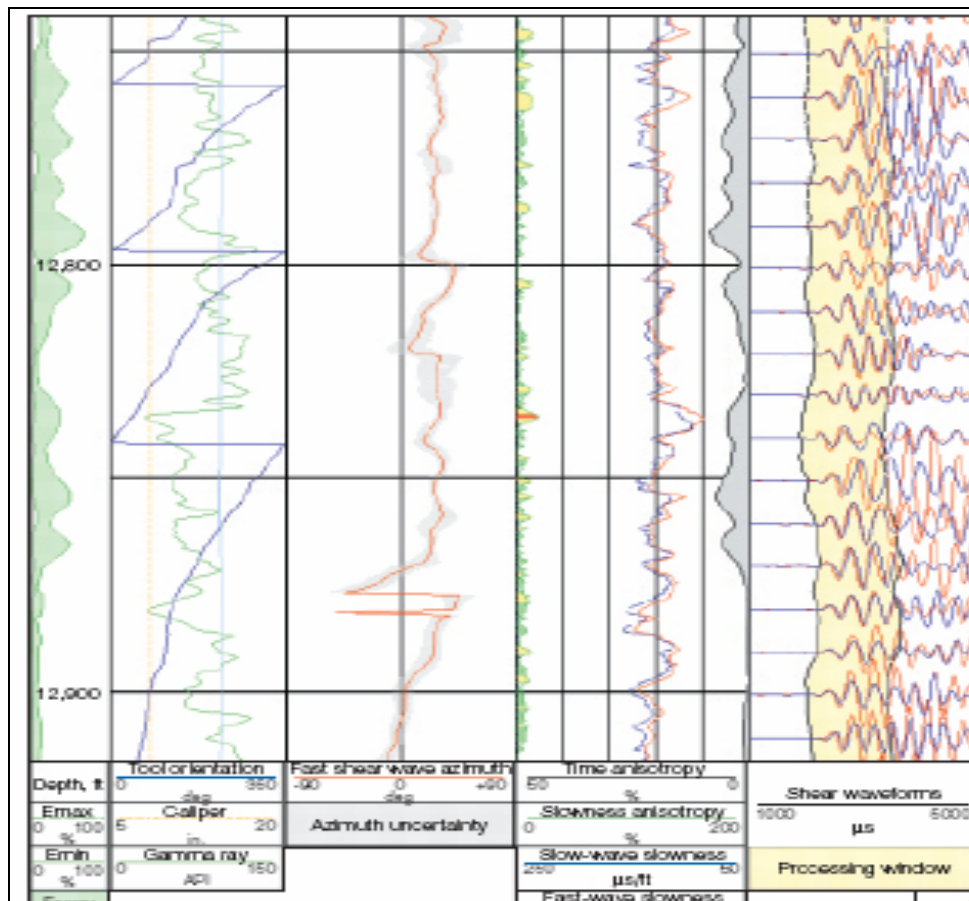
El tiempo de tránsito de la onda de cizalla será más rápido cuando el movimiento de la partícula durante la polarización, está alineado con la dirección de mayor rigidez del material. Si la formación es anisotrópica en un plano la polarización de la onda de cizalla alineada en la dirección de mayor rigidez viajará más rápido que una alineada en otra dirección.

En cualquier dirección subvertical de propagación a través de una capa anisotrópica, la onda de cizalla se divide en dos componentes separados, la onda rápida y la lenta. Las partículas tienen propiedades de movimiento perpendicular y paralelo a la dirección del máximo y el mínimo esfuerzo horizontal. Como se observa en la figura 10D.



**Figura 10D.** Dispersión de la onda de cizalla. Tomado: New Direction in sonic Logging, Oilfield Review, Spring 1998.

Un ejemplo de la forma en la cual se visualizan los datos del registro DSI (Dipole Shear Imager) es mostrado en la figura 11D.



**Figura 11D .**Registro DSI. En el cual se aprecia la evaluación de la anisotropía. La diferencia entre la mínima y máxima energía de la onda de cizalla, mostrado en el track de profanidad, es un indicador de la anisotropía (franja de color verde). Orientación de la herramienta (línea azul) segundo usado para determinar la dirección azimutal de la onda rápida de color rojo, tercer track, la cual viajará en la dirección de las fracturas en caso de que estas últimas existan. Tomado: New Direction in sonic Logging, Oilfield Review, Spring 1998.