

**MEDICIÓN Y EVALUACIÓN DE LA MAGNITUD Y DIRECCIÓN DE LOS
ESFUERZOS IN-SITU EN CAMPO**

**REINEL CORZO RUEDA
CLAUDIO OMAR RINCÓN PABÓN**

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

Director

Ph.D. Marco Alvarez Bastos

Msc. Nestor Fernando Saavedra

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

2004

**MEDICIÓN Y EVALUACIÓN DE LA MAGNITUD Y DIRECCIÓN DE LOS
ESFUERZOS IN-SITU EN CAMPO**

**REINEL CORZO RUEDA
CLAUDIO OMAR RINCÓN PABON**

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

2004

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander que siempre llevaremos en nuestro corazón porque a través de ella tuvimos la oportunidad de crecer y cumplir nuestro sueño, “ser unos profesionales”.

A la escuela de ingeniería de petróleos y geología, encargadas directamente de nuestra formación, por su profesionalismo y la excelente calidad humana.

A la Doctora Zuly Calderón, por el gran tema que puso en nuestras manos y por la confianza brindada.

Al Doctor Marco I. Alvarez por todas sus sugerencias y ayuda durante el desarrollo de este libro.

Al ingeniero Néstor Saavedra, por su gran espíritu de colaboración y confianza brindada en el desarrollo de este proyecto.

Al Doctor José Gildardo Osorio por esos valiosos conocimientos y ayuda incondicional en la etapa del proyecto

A los Ingenieros Jenny Mabel Carvajal, Mayra J. Lagos, Mauricio Meneses, Roberto Peralta y al Geólogo Danilo Molina por su paciencia y aporte incondicional en el proyecto.

Al Instituto Colombiano del Petróleo, ICP, por abrirnos las puertas y facilitarnos el desarrollo de este libro.

DEDICATORIA

A Dios por haber permitido mi existencia y haberme brindado la oportunidad de culminar esta etapa de mi vida con éxito.

A mis padres Gerardo y Beatriz por su amor, entrega y enseñanza de que nada en la vida se consigue sin esfuerzo y dedicación.

A mis hermanos Ahylen y Ervin por su apoyo incondicional y ser quienes me motivaron a no desistir para alcanzar este sueño.

A mi novia Jennifer Duarte, por brindarme las palabras de aliento en mis momentos de flaqueza y por demostrarme su amor, comprensión y paciencia

A mi familia por ser parte incondicional en mi desarrollo personal.

Y a todos mis amigos y compañeros que de una u otra forma contribuyeron para el logro de esta meta: Mauricio Carvajal, William A. Fernández, Ricardo Dorado, Ivan Coronel, Eduard Pabón, ustedes son lo mejor.

REINEL

DEDICATORIA

A Dios por permitirme escalar una etapa más de mi vida y lograr mis metas.

A mis PADRES por brindarme el apoyo necesario para alcanzar y cumplir cada uno de mis objetivos.

A mis hermanos que quienes con su confianza, soporte y amor me ayudaron a superar mis dificultades durante el camino.

A mis sobrinos que con su alegría y ternura llenaron mi vida de esperanza y amor.

A mi hermana CLAUDIA, la persona que sufrió conmigo, me impulsó, aconsejó y acompañó durante estos años para lograr mis metas.

Al ángel de mi guarda "CARLITOS" que desde el cielo ilumina cada día de mi vida.

A mi Cuñados que siempre han estado a mi lado y han sido apoyo durante estos años.

Y a todos mis amigos que me han acompañado estos años y que de alguna manera se convirtieron en apoyo para lograr mis sueños.

CLAUDIO

**TITULO: MEDICIÓN Y EVALUACIÓN DE LA MAGNITUD Y DIRECCIÓN DE LOS
ESFUERZOS IN-SITU EN CAMPO*.**

AUTORES: CLAUDIO OMAR RINCÓN PABON **

REINEL CORZO RUEDA ***

Palabras claves: Estabilidad de pozo, Elasticidad, Poroelasticidad, Criterio de falla, Esfuerzos in situ, Régimen de esfuerzos, Breakouts, fracturas por tensión, fracturamiento hidráulico, leak-off test.

RESUMEN

Los problemas de inestabilidad de pozos en el piedemonte llanero han representado grandes pérdidas de tiempo, periodos de baja productividad y aumento en los costos de operación. Por esta razón es necesario conocer la magnitud y orientación de los esfuerzos in-situ como herramienta primordial en la mitigación de estos problemas. Conociendo el estado de esfuerzos es posible planear tanto la trayectoria óptima de perforación así como la determinación del umbral de densidad de lodo. Para el cálculo de estos parámetros es necesario tener claro los conceptos básicos de geomecánica además de un sinnúmero de factores los cuales intervienen directamente en la estabilidad del pozo como presión de poro, resistencia de la formación, peso del lodo, y tiempo. La evaluación de los esfuerzos en la cuenca fue posible gracias a la existencia de datos tanto de fallas de pozo (Breakouts y fracturas por tensión inducidas durante la perforación) así como pruebas de campo (leak-off y fracturamiento hidráulico). A partir de estas fallas de pozo y pruebas de campo fue posible determinar la magnitud y dirección de los esfuerzos horizontales mientras que el esfuerzo vertical fue calculado en base a la columna litostática. Con las fallas de pozo obtenidas a partir de registros UBI (Ultrasonic Borehole Imagen) y Caliper fue posible estimar la dirección de los esfuerzos horizontales y la magnitud del esfuerzo horizontal máximo. En cambio las pruebas de campo obtenidas a partir de pruebas leak-off es la base para el cálculo del esfuerzo mínimo, además del cálculo del esfuerzo horizontal máximo a partir del uso de correlaciones. Finalmente la información obtenida por estas técnicas fue corroborada con estudios previos realizados en la zona.

* TRABAJO DE GRADO.

** FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS; ESCUELA DE GEOLOGÍA.

*** FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS; ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS.

TITLE: MEASUREMENT AND EVALUATION OF IN SITU STRESS MAGNITUDE AND ORIENTATION.

AUTHORS: CLAUDIO OMAR RINCÓN PABON **

REINEL CORZO RUEDA ***

Keywords: Wellbore stability, elasticity, poroelasticity, failure criteria, in situ stresses, stress magnitude, Breakouts, tensile failure, hydraulic fracture, leak-off test.

ABSTRACT

Wellbore instability in the foothills of the Andes proved a driller's nightmare with mechanical stability problems causing stuck pipe, damaged casings and sidetracks. These problems represent BP expending 10% of the borehole cost in doping with bad holes, increased average rig time and lower productivity levels. The key parameters for evaluating stability are simple the three principal stresses and the rock strength parameters defining tensile and compressional failure. Once these are known, computer programs speedily calculate the principal stresses at the borehole wall, and predictions of failure can be analyzed for different mud weights and wellbore deviations. This helps to find an optimum or safe mud weight window for trouble-free drilling. Thus, in situ stresses must be assessed accurately by using an integration of all available methods of obtaining them. In order to evaluate these parameters a deep understanding of wellbore geomechanics was needed, this included the identification of the main factors influencing borehole stability; among them we can mention pore pressure, formation strength properties, mud weight and time. Horizontal in situ stresses magnitude and orientation was evaluated from available wellbore breakout orientation logs and field test data (leak off). Vertical stress was assumed to be caused by the weight of the overburden and it was estimated deriving the cumulative density of overlying sediments. Stress orientation was determined from breakout orientation and Ultrasonic Borehole Image (UBI) logs. Leak off test data was used to calculate the minimum horizontal stress and by means of basic borehole stability expression, an estimate of the maximum horizontal stress was provided. Parameters calculated were compared against previous studies showing a good correlation.

* PROJECT DEGREE.

** FACULTY OF PHYSIC-CHEMICAL ENGINEERING; GEOLOGY SCHOOL.

***FACULTY OF PHYSIC-CHEMICAL ENGINEERING; PETROLEUM ENGINEERING SCHOOL.

TABLA DE CONTENIDO

1.GENERALIDADES DE LA GEOMECÁNICA APLICADA A LA ESTABILIDAD DE POZOS.....	21
1.1 LA GEOMECANICA EN LA ESTABILIDAD DE POZOS.....	21
1.1.2 Problemas Asociados a la Inestabilidad de Pozos y sus Causas	23
1.1.3 Impacto (costos)	25
1.1.4 Soluciones	26
2. TEORIAS Y CONCEPTOS FUNDAMENTALES EN EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	28
2.1 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA	28
2.2 PARÁMETROS ELÁSTICOS	29
2.2.1 Elasticidad lineal y elasticidad no lineal	29
2.2.2. Definición de Esfuerzo	31
2.2.3 Definición de deformación.....	41
2.2.4 Módulos elásticos	46
2.3 POROELASTICIDAD	50
2.3.1. Suspensión partículas sólidas en un fluido :	50
2.3.2 Teoría poroelástica de Biot	52
2.3.3 Constante Poroelástica de Biot	55
2.3.4 Presión de poro (P_o)	55
2.3.5 Esfuerzo Efectivo	57
2.3.6 Tensor de esfuerzos efectivos.....	58
2.4 RELACION ESFUERZO – DEFORMACIÓN	59
2.4.1 Ecuaciones constitutivas	59
2.4.2 Esfuerzos alrededor del pozo	64
2.5 PROPIEDADES MECANICAS A PARTIR DE PRUEBAS DE LABORATORIO . 70	
2.5.1 Generalidades	71
2.5.2 Tipos de pruebas de laboratorio	72
2.5.3 Pruebas de resistencia a la compresión.....	72
2.5.4 Pruebas de resistencia a la tensión	80

2.6 CRITERIOS DE FALLA	82
2.6.1 Círculo de esfuerzos de Mohr	82
2.6.2 Envolvente de Mohr	85
2.6.3 Falla de cizalladura – hipótesis de Mohr	85
2.6.4 El criterio de Mohr-Coulomb	86
3. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL PIEDEMONTE LLANERO	92
3.1 LOCALIZACIÓN.....	92
3.2 GENERALIDADES DE LA CUENCA	93
3.3 ESTRATIGRAFÍA	95
3.3.1 Formación Une.....	97
3.3.2 Formación Gachetá.....	98
3.3.3 Formación Guadalupe	99
3.3.4 Formación Barco.....	100
3.3.5 Formación los cuervos	102
3.3.6 Formación Mirador	103
3.3.7 Formación Carbonera	104
3.3.8 Formación León	107
3.3.9 Formación Guayabo	108
3.4 GEOLOGIA ESTRUCTURAL	109
3.5 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA DE LA CUENCA LLANOS	115
3.5.1 Falla de Guaicáramo	117
3.5.2 Falla de Yopal	118
3.5.3 Falla del Borde llanero	118
3.5.4 Anticlinal de Monterralo	118
3.6 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL DE CUIAGUA.....	118
4. TENSOR DE ESFUERZOS IN-SITU.....	121
4.1 ANTECEDENTES.....	122
4.2 ESFUERZOS TECTÓNICOS	124
4.3 ESFUERZOS IN-SITU.....	128
4.3.1 Componentes de los esfuerzos in-situ	129
4.3.2 Determinación de los esfuerzos según (Peska y Zoback)	134

4.4 ALGUNAS TÉCNICAS PARA MEDIR LA MAGNITUD Y DIRECCIÓN DE LOS ESFUERZOS EN LA INDUSTRIA.....	136
4.4.1 Técnicas utilizadas en el proyecto de investigación	136
5. ANALISIS DE LAS FALLAS DE POZO.....	138
5.1 ELONGACIONES TECTÓNICAS (BREAKOUTS).....	139
5.1.1 Antecedentes	141
5.1.2 Los Breakouts como un indicador de esfuerzos	142
5.1.3 Identificación de Breakouts	142
5.1.4 Medición de la magnitud del Esfuerzo Máximo	143
5.1.5 Desarrollos recientes.....	147
5.2 FRACTURAS DE TENSIÓN INDUCIDAS DURANTE LA PERFORACIÓN	147
5.2.1 Determinación de la magnitud del esfuerzo máximo.....	150
5.3 HERRAMIENTAS PARA IDENTIFICAR BREAKOUTS Y FRACTURAS DE TENSIÓN	151
5.3.1 Registro Caliper o Dipmeter	151
5.3.2 Registros ultrasónicos	153
5.3.3 Registros resistivos	158
6. PRUEBAS DE CAMPO	161
6.1 PRUEBAS DE INTEGRIDAD DE FORMACION: FIT, LOT, Y ELOT	161
6.1.1 Presión de fractura de la formación	162
6.1.2 Clasificación de las pruebas PIF según Addis.	163
6.1.3 Pruebas FIT	163
6.1.4 Prueba estándar leak-off (LOT)	164
6.1.5 Pruebas Extendida leak-off (ELOT)	171
6.1.6 Métodos de Graficación Especial.....	175
6.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	176
6.2.1 Fluido de Fracturamiento.....	177
6.2.2 Procedimiento de la prueba	177
6.2.3 Gradientes de fractura	178
6.2.4 Determinación de los esfuerzos horizontales (σ_h y σ_H)	179
6.2.5 Prueba Microfrac	181
6.2.6 Prueba Step Rate (prueba de rata escalonada)	1812

7. CALCULO DEL TENSOR DE ESFUERZOS EN POZOS DE CUIAGUA	183
7.1 RESUMEN DE PERFORACIÓN DEL POZO B-2ST	183
7.2 RESUMEN DE PERFORACIÓN DEL POZO Q-6.....	185
7.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL DE LOS POZOS B-2ST Y Q-6.....	185
7.4 TENSOR DE ESFUERZOS.....	185
7.4.1 Cálculo de la magnitud del esfuerzo vertical	186
7.4.2 Cálculo de la magnitud del esfuerzo mínimo horizontal	190
7.4.3 Cálculo de la magnitud del esfuerzo máximo horizontal.	192
7.4.4 Dirección de los esfuerzos horizontales	204
8. CONCLUSIONES.....	209
RECOMENDACIONES	211
NOMENCLATURA	212
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	215
ANEXOS	222

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Equivalencia entre los módulos E, G, K, λ y ν de un sólido isotrópico.	50
Tabla 2 Carta de Correlación Estratigráfica.....	96
Tabla 3. Mapa Mundial de Esfuerzos (WSM), 2003.....	127
Tabla 4. Clasificación de las pruebas de presión.	163
Tabla 5. Cálculo de esfuerzo vertical para el pozo B-2ST	189
Tabla 6. Cálculo de esfuerzo vertical para el pozo Q-6	190
Tabla 7. Calculo de Esfuerzo Mínimo por Leak – Off para el pozo B-2ST	193
Tabla 8. Calculo de Esfuerzo Mínimo por Leak – Off para el pozo Q-6.....	194
Tabla 9. Calculo del esfuerzo Máximo Horizontal para el pozo B2ST, por LEAK_OFF	198
Tabla 10. Calculo del esfuerzo Máximo Horizontal para el pozo B2ST, utilizando la presión de fractura a partir de la correlación de Hebbert y Wyllis.....	198
Tabla 11. Calculo del esfuerzo máximo horizontal para el pozo Q-6, por LEAK-OFF.	199
Tabla 12. Calculo del esfuerzo máximo horizontal para el pozo Q-6, utilizando la presión de fractura a partir de la correlación de Hebbert y Wyllis.....	199
Tabla 13. Calculo de magnitud del esfuerzo máximo para el pozo B-2ST	201
Tabla 14. Calculo de magnitud del esfuerzo máximo para el pozo Q-6.....	201
Tabla 15. Magnitud del esfuerzo máximo horizontal para el pozo B-2ST.	203
Tabla 16. Magnitud del esfuerzo máximo horizontal para el pozo Q-6.	203
Tabla 17. Dirección de las fracturas inducidas en el pozo B-2ST	204
Tabla 18. Dirección de las fracturas inducidas en el pozo Q-6	205
Tabla 19. Calculo del azimut del esfuerzo máximo horizontal para el pozo B-2ST.	206
Tabla 20. Calculo del azimut del esfuerzo máximo horizontal para el pozo Q-6.	207

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Relaciones esfuerzo – deformación.....	30
Figura 2. Definición de esfuerzo.....	32
Figura 3. Esfuerzo local en un punto.	34
Figura 4. Fuerzas de cuerpo	34
Figura 5. Fuerzas de superficie	35
Figura 6. Fuerzas compresivas y tensivas.	35
Figura 7. Fuerzas normales y de cizalladura.....	35
Figura 8. Fuerzas uniformes y no uniformes.....	36
Figura 9. Plano perpendicular al eje X.	36
Figura 10. Plano perpendicular al eje Y.	37
Figura 11. Plano perpendicular al eje Z.....	37
Figura 12. Tensor de esfuerzos en dos dimensiones.....	38
Figura 13. Esfuerzos principales en equilibrio.....	39
Figura 14. Deformación longitudinal.....	42
Figura 15. Deformación de cizalladura.....	43
Figura 16. a) Deformación longitudinal en X. b) Deformación de corte X.	43
Figura 17. a) Deformación longitudinal en Y. b) Deformación de corte Y.....	44
Figura 18. a) Deformación longitudinal en Z. b) Deformación de corte Z.....	45
Figura 19. Aplicación para el módulo de Young y la relación de Poisson.....	47
Figura 20. Métodos para calcular módulo de Young y relación Poisson.....	49
Figura 21. Método para calcular módulo de Bulk o volumétrico.....	49
Figura 22. a) Prueba enchaquetada. b) Prueba sin enchaquetar.	54
Figura 23. Representación del esfuerzo efectivo y del esfuerzo total.....	59
Figura 24. Esfuerzos actuando en una masa de roca.....	60
Figura 25. Tensor de esfuerzos en 3D.....	64
Figura 26. Esfuerzos en coordenadas cilíndricas.	66
Figura 27. Sistema de coordenadas para un pozo desviado.	68
Figura 28. Efecto relación longitud/diámetro en el cálculo de la UCS.....	72
Figura 29. Tipos de pruebas de compresión en rocas.	73
Figura 30. Prueba de compresión sin confinar.....	74

Figura 31. Características de una muestra de roca.	74
Figura 32. Curva esfuerzo Vs. Deformación en una prueba uniaxial.	76
Figura 33. Dibujo esquemático del laboratorio de mecánica de rocas.	76
Figura 34. Bosquejo del principio de la celda triaxial. 1996	77
Figura 35. Prueba de compresión triaxial.	77
Figura 36. Típica prueba de la presión de confinamiento	78
Figura 37. Comportamiento típico frágil.	79
Figura 38. Comportamiento frágil a dúctil.	79
Figura 39. Comportamiento dúctil típico de una roca	80
Figura 40. Prueba brasilera.	81
Figura 41. Prueba de punto de carga.	82
Figura 42. Diagrama del círculo de Mohr.	83
Figura 43. a) Esfuerzo de compresión. b) Esfuerzo tensión en el círculo de Mohr.	85
Figura 44. Hipótesis de Mohr	86
Figura 45. Relación del esfuerzo normal Vs el esfuerzo de corte.	87
Figura 46. Diagrama de esfuerzo de corte Vs esfuerzo normal. 2003.	88
Figura 47. Diagrama del criterio de Mohr- Coulomb	88
Figura 48. Orientación de la fractura de cizalladura.	89
Figura 49. Máxima inclinación de los planos de falla según Mohr-Coulomb.	89
Figura 50. Criterio de Mohr Coulomb en el plano (σ_1, σ_3).	91
Figura 51. Mapa de ubicación de la cuenca del piedemonte llanero.	93
Figura 52. Esquema tectónico regional del Nor-occidente de Suramérica.	94
Figura 53. Columna Estratigráfica Generalizada.	97
Figura 54. Ambiente de depositación de la Formación Une base.	98
Figura 55. Ambientes de depositación de la Formación Gacheta.	98
Figura 56. Ambiente de depositación de la formación Guadalupe.	99
Figura 57. Interpretación Ambiental y Estratigráfica de la Formación Guadalupe.	100
Figura 58. Modelo de ambiente de depositación Formación Barco techo	101
Figura 59. Interpretación Ambiental y Estratigráfica de la Formación Barco.	102
Figura 60. Modelo de depositación de la formación cuervos.	102
Figura 61. Modelo de ambiente depositación de la Formación Mirador inferior.	103
Figura 62. Interpretación Ambiental y Estratigráfica de la Formación Mirador.	104
Figura 63. Ambiente de depositación de la Formación Carbonera.	105

Figura 64. Modelo de ambiente de depositación Formación León Base.	108
Figura 65. Modelo de ambiente de depositación Formación Guayabo.	109
Figura 66. Sección estructural del Piedemonte Llanero.	110
Figura 67. Mapa estructural del tren de algunos campos en el piedemonte.	111
Figura 68. Restauración esquemática de los diferentes tipos de estructuras.	112
Figura 69. Sección estructural y línea sísmica de Cusiana.	113
Figura 70. Sección estructural y línea sísmica de Cupiagua.	114
Figura 71. Sección estructural y línea sísmica del Piedemonte.	115
Figura 72. Plano Inclinado de Tiempo y Rumbo.	119
Figura 73. Línea Sísmica 1864 en Cupiagua y Recetor.	121
Figura 74. Mapa Mundial de esfuerzos del 2003.	126
Figura 75. Clasificación de las fallas según Anderson.	128
Figura 76. The Integrated Stress Measurement Strategy.	130
Figura 77. Esfuerzo tangencial que puede originar una falla por compresión.	131
Figura 78. Esfuerzo tangencial que se puede originar una falla por tensión.	131
Figura 79. Registro de densidad para calcular el σ_v	133
Figura 80. Secciones del pozo con un Breakouts y fractura por tensión.	139
Figura 81. Corte transversal del Breakouts.	146
Figura 82. Registros de imágenes con Breakouts y fracturas de tensión.	149
Figura 83. Imágenes de pozo de rocas fracturadas a partir de FMI, ARI y UBI.	149
Figura 84. Configuración de la herramienta UBI.	154
Figura 85. Principio Físico que utiliza el transductor.	155
Figura 86. Visualización de la amplitud y el radio del pozo.	155
Figura 87. Corte transversal del radio del pozo.	156
Figura 88. Imagen BHTV mostrando una sección de Breakout.	158
Figura 89. Configuración de la herramienta FMI.	160
Figura 90. Comportamiento típico leak-off.	166
Figura 91. Etapas de una prueba LOT.	168
Figura 92. Diagrama típico de una prueba ELOT.	172
Figura 93. Dirección de los esfuerzo en relación a la fractura creada.	173
Figura 94. Gráfica de presión de fondo versus tiempo de cierre.	175
Figura 95. Diagrama clásico de fracturamiento hidráulico.	179
Figura 96. El diagrama muestra la dirección de propagación de la fractura.	180

Figura 97. Prueba de rata escalonada.	182
Figura 98. Mapa de ubicación de los pozos del campo Cupiagua.	184
Figura 99. Interpretación estructural del pozo B-2 st1.....	186
Figura100. Interpretación estructural del pozo Cupiagua Q-6.....	187
Figura 101. Gradiente de esfuerzo mínimo por regresión lineal en el pozo B-2ST.	195
Figura 102. Gradiente de esfuerzo mínimo pozos flanco.....	195
Figura 103. Gradiente de esfuerzo mínimo pozos cresta.....	196
Figura 104. Calculo del gradiente de esfuerzo Mínimo pozo Q-6.	196
Figura 105. Lectura de las fracturas inducidas por tensión para el pozo B-2ST....	205
Figura 106. Lectura de las fracturas inducidas por tensión para el pozo Q-6	206
Figura 107. Lectura de Breakout del registro UBI del pozo B-2ST	207
Figura 108. Orientación de los Breakouts del registro UBI del pozo Q - 6.....	208
Figura 109. Comparación entre las direcciones de los esfuerzos para los pozos B-2st y Q- 6.....	209

INTRODUCCIÓN

Ante las actuales condiciones de recesión y coyuntura económica es necesario contribuir desde los diferentes estamentos educativos a la generación de proyectos de investigación que contribuyan al desarrollo tecnológico y científico de la industria colombiana. La situación de la industria petrolera en particular no ha sido ajena a estos problemas y desde que la producción petrolera colombiana ha estado disminuyendo desde el año 1999 se ha venido incentivando a las empresas colombianas y extranjeras a intervenir en diferentes paquetes exploratorios los cuales comprenden 32 cuencas sedimentarias colombianas y un potencial de 47 billones de barriles de petróleo equivalente.

Cuando se examina los diferentes criterios que tienen las empresas multinacionales en la adquisición de tales paquetes vemos que entran a jugar aspectos como, potencial petrolero, aspectos jurídicos-contractuales, seguridad, ambiente político-económico, reglamentaciones ambientales, infraestructura de transporte, posición geográfica, e información técnica-geológica basada en trabajos exploratorios previos hechos en el área de interés. Este último tópico tiene gran importancia en la zona del bloque Recetor donde las configuraciones geológicas del subsuelo son afectadas por la alta actividad tectónica asociada al piedemonte. Esto hace que el periodo de perforación/producción sea crítico presentando diferentes problemas relacionados con la estabilidad de pozo. Por esta razón se ha creado el grupo de estabilidad de pozos en un convenio entre la Universidad Industrial de Santander y el Instituto Colombiano de Petróleo - Ecopetrol con el ánimo de abordar el problema y crear herramientas de análisis así como prácticas ingenieriles para minimizarlo.

La meta del grupo de investigación es que las compañías nacionales o extranjeras que estén interesadas en contratar con ECOPETROL la adjudicación de áreas de operación para el desarrollo de proyectos de exploración, producción, Enhanced Oil Recovery EOR o reactivación de campos descubiertos no desarrollados e inactivos, así como zonas nuevas para la exploración, tengan a su disposición información muy confiable acerca del estado regional de esfuerzos in-situ. Con esta información podrán ser minimizados o eliminados, la gran mayoría de los problemas causados por la inestabilidad de pozo en el periodo perforación / producción; especialmente en la zona tectónicamente activa de gran complejidad y variabilidad estructural del piedemonte llanero (campos Cusiana y Cupiagua).

Uno de los objetivos del presente proyecto es el de evaluar en forma técnica y analítica las mejores prácticas modernas de la industria petrolera y los diferentes modelos teórico-matemáticos para la determinación mas representativa de las interacciones entre los esfuerzos in-situ (magnitud y orientación), presión de poro, propiedades mecánicas de la roca y otros factores como la litología de la formación, propiedades del lodo, efectos térmicos, aspectos operacionales y tiempo (subsistencia y compactación); todo esto con fin de dar una completa evaluación del problema.

El conocimiento de los esfuerzos in-situ es importante para conocer el régimen tectónico actual en el área y para predecir cual es el comportamiento de la roca frente a tensiones causadas o inducidas por perforaciones realizadas en ella. Esto debido a que cuando se abre un hueco en la roca el campo de esfuerzo local es perturbado y un nuevo campo de esfuerzos es inducido en los alrededores del hueco, por lo tanto se debe conocer el nuevo campo de esfuerzos para los procesos de diseño.

Estudiar el campo de esfuerzos in-situ en el campo Cupiagua constituye el objetivo central del actual proyecto de investigación en el cual se describen los procesos y técnicas por los cuales los esfuerzos in-situ son medidos y cómo estos resultados son utilizados para solucionar los problemas de inestabilidad de pozos en la zona tectónicamente activa del piedemonte llanero. Dentro de las técnicas de medición de

esfuerzos que son utilizadas están las fracturas por tensión inducidas en la perforación, los breakouts, y las pruebas de campo (leak-off y fracturamiento hidráulico), de tal forma que con criterios adecuados se pueda elaborar un mapa del campo de esfuerzos de la zona para la descripción de la magnitud y orientación de los esfuerzos in-situ.

Muchos problemas asociados con la inestabilidad del pozo pueden ser evitados o controlados una vez el tensor de esfuerzos in-situ es definido. Medidas como el adecuado peso del lodo y trayectoria optima del pozo pueden ser tomadas a tiempo, así como la composición química del lodo, la ubicación de los tramos de casing, zonas específicas de cañoneo, todo esto con el fin de evitar perdidas de tiempo y dinero. Por lo tanto como resultado final de esta investigación se espera que los costos efectivos en el periodo de perforación en estos campos puedan ser reducidos y de esta forma incentivar nuevos proyectos exploratorios en la zona.

Como los esfuerzos terrestres in-situ juegan un papel crucial en procesos geológicos y problemas ingenieriles. En esta tesis específicamente se esbozan las metodologías de las técnicas ingenieriles y geologicas en un marco teórico por las cuales estos esfuerzos in-situ son medidos y como estos resultados pueden ser aplicados a la solución de problemas en la perforación y producción petrolera.

1. GENERALIDADES DE LA GEOMECÁNICA APLICADA A LA ESTABILIDAD DE POZOS

La geomecánica de yacimientos es una ciencia que estudia la respuesta mecánica de los materiales geológicos ante cambios del entorno físico entre los que se encuentran los esfuerzos, las presiones, la temperatura, que influyen en la exploración, desarrollo y producción en un campo petrolero. La geomecánica nos ayuda a comprender los diversos problemas asociados con la deformación de la roca por producción de fluidos, el fenómeno de fracturamiento, lutitas problemáticas, compactación y subsidencia y en general lo relacionado con la estabilidad de pozos, entre otros problemas geológicos.

La geomecánica tiene su origen en la ingeniería civil, principalmente por el uso de suelos y rocas como material de construcción en obras de gran envergadura como: presas, túneles, vías, etc. Posteriormente se usó la geomecánica para fines mineros en la construcción de túneles en minería subterránea y estabilidad de taludes en minería a cielo abierto. En la década de los 50's a los 60's se comienza a implementar la geomecánica en las actividades petroleras, siendo usada para dar explicación acerca del fracturamiento hidráulico, estabilidad de pozos y subsidencia/compactación; pero solo llega a tomar un papel protagónico hasta la década de los 70 – 80⁴⁴.

1.1 LA GEOMECANICA EN LA ESTABILIDAD DE POZOS

Debido a que es herramienta útil, es usada para evaluar la estabilidad de un pozo petrolero, es necesario conocer cuales han sido sus antecedentes, los costos que implica y las posibles soluciones que proporciona, con el fin evaluar la utilidad que esta ofrece a la industria.

1.1.1 Antecedentes - Contexto Histórico Desde el comienzo de las investigaciones realizadas en el campo geológico en el siglo XIX con eminentes científicos como Charles - Augustin de Coulomb 1760, Otto Mohr 1900, Terzaghi, Kirsch, Gubert y Willis 1957, se han elaborado diferentes teorías para describir el comportamiento mecánico de las rocas. Como resultado de estas investigaciones se ha podido dar explicación a diferentes fenómenos en la industria entre los que se encuentran: Inestabilidad del pozo (Colapso, pega diferencial, pérdida de circulación), estimación del régimen de esfuerzos, arenamiento, fracturamiento hidráulico, modelaje de compactación/subsidencia y geopresiones.

Entre las áreas específicas en la industria petrolera donde la geomecánica es aplicada para dar solución a los problemas de estabilidad de pozo se encuentran:

- ◆ Mediciones de los esfuerzos in-situ: esfuerzos horizontales y verticales causados por el peso de los estratos supra-yacentes y la actividad tectónica.
- ◆ Análisis de la distribución de los esfuerzos alrededor de la pared del pozo sobre una roca elástica lineal alrededor de un hueco cilíndrico, incluyendo el efecto de la presión de poro.
- ◆ Fracturamiento del pozo el cual se ha venido utilizando desde los años 50's como un proceso para romper y fallar la roca.
- ◆ Problemas asociados a la perforación donde pueden ocurrir inestabilidades durante o ligeramente después de la perforación, o se pueden desarrollar luego durante la operación del campo. El modelamiento predictivo de la inestabilidad del pozo se hace bajo la disponibilidad de datos de resistencia confiables y por la selección de un criterio de falla el cual pueda describir la máxima resistencia de los materiales.

En sus comienzos la geomecánica aplicada a la ingeniería de petróleo estaba principalmente enfocada en los temas del fracturamiento hidráulico o el rendimiento de la broca de perforación. Con el paso del tiempo la industria se ha dado cuenta de

que el estado de esfuerzos bajo tierra y su modificación debido a trabajos de perforación y producción tienen un gran efecto en los rendimientos de estas operaciones.

1.1.2 Problemas Asociados a la Inestabilidad de Pozos y sus Causas En el diseño de un programa de perforación y completamiento, así como en el periodo de producción, es necesario eliminar o minimizar las inestabilidades mecánicas en el pozo, para esto es necesario entender la interacción entre:

- ◆ Campo de esfuerzos in-situ
- ◆ Presiones de poro
- ◆ Fracturas naturales
- ◆ Resistencia de la roca
- ◆ Peso del lodo
- ◆ Trayectoria del pozo
- ◆ Litología de la formación
- ◆ Propiedades físico-químicas del lodo
- ◆ Tiempo
- ◆ Temperatura
- ◆ Aspectos operacionales
- ◆ Fenómenos de compactación y subsidencia

La interacción entre todos los anteriores factores genera problemas de estabilidad durante la perforación y producción que son encontrados en todas las áreas del mundo, incluso en pozos verticales. La evaluación del problema de estabilidad de pozos representa el clásico problema de mecánica de rocas en la predicción de la respuesta de la roca a una carga mecánica.

Algunas circunstancias especiales hacen que la evaluación de la estabilidad sea particularmente problemática, por ejemplo:

- ◆ La broca de perforación está varios cientos de metros abajo y no hay métodos disponibles para la observación directa de lo que está pasando.

- ◆ Pueden haber grandes variaciones en los esfuerzos de formación y los esfuerzos in-situ no son medidos sistemáticamente.
- ◆ Hay grandes variaciones en las propiedades mecánicas de la formación, pero los costos de corazonamiento son tan altos que solo pequeñas cantidades de material están disponibles para pruebas mecánicas de roca.
- ◆ Muchas fuerzas actúan en la formación alrededor del pozo: química del lodo, redistribución de esfuerzos, cambios de temperatura.

Todas estas condiciones ilustran que la realidad no puede ser descrita exactamente por un modelo matemático, sin importar que tan complicado sea este. Basados en algunas suposiciones ideales el análisis de la estabilidad puede dar alguna guía, de cómo están relacionadas las condiciones prácticas.

Como se comentó anteriormente, los problemas de estabilidad pueden aparecer tanto en pozos inclinados como en verticales y son generalmente más acentuados en pozos desviados, una vez que la distribución de esfuerzos es menos favorable. Muchos son los problemas asociados con la estabilidad de pozos, entre ellos se encuentran:

- ◆ Ensanchamiento del pozo
- ◆ Reducción del tamaño del pozo debido al flujo plástico de la roca dentro del pozo (flujo de shale y sal)
- ◆ Pérdida de circulación
- ◆ Exceso de torques y altas presiones de bombeo en la perforación
- ◆ Daño del pozo inducidos por los esfuerzos
- ◆ Fallas de pozo inducidas por la perforación
- ◆ Deterioro del casing debido a los esfuerzos de corte (deformaciones en el revestimiento y en la tubería de producción)
- ◆ Pega de tubería
- ◆ Consolidación
- ◆ Subsistencia

- ◆ Producción de arena
- ◆ Dificultades en la toma de registros.
- ◆ Side-tracking inadvertidos (poco control direccional).
- ◆ Problemas en los viajes: Washouts o zonas de lavado (que generan deformación del pozo en todas las direcciones) y Reaming
- ◆ Pobre cementación con sus respectivos problemas

Estos problemas de estabilidad se ven mas acentuados y pasan a un primer plano cuando:

- ◆ La Perforación bajo condiciones de HP/HT (Alta Presión / Alta Temperatura), considera los efectos que tiene una adecuada presión del lodo y los efectos de la temperatura sobre la estabilidad del pozo.
- ◆ Existe una interacción química entre el fluido de pozo y la roca de formación
- ◆ Se implementa el desarrollo de pozos profundos.
- ◆ Exploración y desarrollo en yacimientos pobremente consolidados y zonas tectónicamente activas.

1.1.3 Impacto (costos) Los problemas de inestabilidad de pozo producen elevados costos y pérdidas de tiempo asociadas a operaciones. Uno de los problemas asociados a estas zonas del piedemonte es la inestabilidad del pozo, que le cuesta a la industria más de 6000 millones de dólares anuales solo durante operaciones de operación (Jody Powers) ⁵⁰. Además si se presentan problemas en la fase de producción el tiempo perdido se traduce en un tiempo equivalente de no producción.

Entender las relaciones entre esfuerzo, deformación, propiedades mecánicas, y mecanismos de falla de diferentes rocas y su respuesta a los diferentes esfuerzos terrestres pueden conducir a grandes beneficios económicos en todas las fases de desarrollo de un proyecto petrolero.

Por ejemplo, los problemas asociados con lutitas pueden llegar a costar US\$400 – US\$500 Millones/año, (Bol et al. 1992); problemas de compactación y subsidencia

superan el billón de dólares en el Campo Ekofisk; y problemas de estabilidad de pozos llegan hasta US\$80 – US\$100 Millones/año, (Bali, 1994).

Por lo menos el 10% de los costos de perforación pueden verse afectados normalmente por problemas de inestabilidad mecánica de la roca alrededor del pozo. Perdidas por el mismo orden pueden ser generados si la producción de sólidos se vuelve incontrolable.

Mucho tiempo es perdido como resultado de un pozo inestable, difícil empaquetamiento del pozo, excesiva tensión en la sarta, tiempo extra necesitado para el reaming del pozo o circular lodo para limpiar los ripios desde el fondo. Un tiempo que se traduce en dólares por hora.

1.1.4 Soluciones El objetivo de un proyecto petrolero es ser lo mas rentable posible, para esto se debe perforar lo mas rápido y eliminar los tiempos no productivos asociados a problemas de inestabilidad. Para reducir los problemas relacionados con la estabilidad de pozo se debe implementar un adecuado plan de perforación usando un adecuado modelo geomecánico de la zona así como la optimización de las prácticas de perforación en la fase de planeación y perforación para el éxito del proyecto.

En general para controlar los problemas de estabilidad se debe establecer un balance entre los esfuerzos y la resistencia de la formación, el cual debe ser mantenido durante la fase de perforación y producción a través del control de las siguientes variables:

- Selección adecuada del peso del lodo: una de las formas de hacer el pozo mas estable es incrementar la presión del pozo aumentando el peso del lodo lo que hace decrecer el esfuerzo tangencial de la roca alrededor del pozo. Este incremento no debe ser tan alto ya que el esfuerzo tangencial puede volverse en tensión y originar una fractura. Por esta razón se debe mantener un rango adecuado del peso del lodo.

- ◆ Control de la trayectoria de perforación.
- ◆ Composición química del lodo: esta relacionado con los shales problemáticos que contienen arcillas las cuales reaccionan con lodos base agua para inducir esfuerzos en el pozo por hinchamiento del shale.
- ◆ Control térmico del pozo: la temperatura del pozo influye en la resistencia al fracturamiento por tensión, así como en el flujo de formaciones de sal dentro del pozo.
- ◆ Ubicar casing en tramos cortos es una solución pero no sería económicamente rentable.
- ◆ Control de las prácticas de perforación/viajes que afectan la densidad de circulación efectiva (ECD - Effective Circulation Density).

Dentro del programa para prevenir y mitigar los problemas de inestabilidad de pozo se pueden señalar:

- ◆ Selección del modelo geomecánico para el análisis de estabilidad.
- ◆ Estimación de los parámetros de entrada para el modelo seleccionado (esfuerzos in-situ, presión de poro, parámetros de resistencia, interacciones químicas).
- ◆ Aplicación de herramientas modernas para el análisis de estabilidad.
- ◆ Implementación del monitoreo en tiempo real de los parámetros de perforación controlables durante la perforación.

2. TEORIAS Y CONCEPTOS FUNDAMENTALES EN EL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

La geomecánica tiene como objetivo la comprensión del comportamiento esfuerzo-deformación de las rocas y el manejo de teorías para determinar su influencia en los diferentes procesos abarcados por la industria petrolera. En este capítulo se introducen los conceptos básicos de las teorías utilizadas para modelar el comportamiento mecánico de las rocas como elasticidad, plasticidad, mecánica de fracturas y poroelasticidad. Además se describen pruebas de laboratorio usadas en la industria para determinar propiedades mecánicas estáticas.

2.1 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA

El objetivo de aplicar el conocimiento de la mecánica de rocas a los problemas ingenieriles de la estabilidad de pozos es el de predecir la respuesta de la roca a las cargas impuestas en ella, de tal forma que la roca puede tener resistencia en tensión, compresión y cizalladura. La respuesta de la roca tiene importantes implicaciones en el diseño de la perforación de un pozo petrolero así como su manejo en la etapa de producción.

Según Fjaer²³ los parámetros mecánicos de una formación pueden ser divididos en tres principales grupos.

- ◆ Parámetros elásticos
- ◆ Parámetros de resistencia (dependientes del nivel de esfuerzos)
- ◆ Esfuerzos in-situ: técnicamente los esfuerzos in-situ no son propiedades mecánicas de las rocas de las formaciones del subsuelo pero influyen tanto en los parámetros elásticos como en los parámetros de resistencia.

2.2 PARÁMETROS ELÁSTICOS

Muchos materiales en la ingeniería tienen la habilidad para resistir y recuperarse de las deformaciones producidas por fuerzas externas. Esta propiedad es llamada elasticidad y es el principio inicial bajo el cual se estudia las propiedades mecánicas de las rocas. Muchas veces la teoría elástica para materiales sólidos no es capaz de describir completamente el comportamiento de las rocas haciendo necesario incluir el concepto de poro-elasticidad.

Las deformaciones elásticas que un material puede soportar antes de que ocurra la deformación plástica y la subsecuente fractura del material son descritas en el presente capítulo.

2.2.1 Elasticidad lineal y elasticidad no lineal Una roca al ser sometida a un campo de esfuerzos experimenta cambios en su estructura. Esos cambios han sido estudiados cuidadosamente con el fin de conocer cual es la reacción o comportamiento de la muestra a diferentes valores de esfuerzos viéndose reflejados en teorías como la elasticidad lineal y no lineal.

 **Teoría de la Elasticidad Lineal** Es el tipo de respuesta mas simple de un material, donde existe una relación lineal entre las fuerzas externas y las deformaciones correspondientes. Este comportamiento se da generalmente cuando los cambios en las fuerzas son pequeños. 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, σ es el esfuerzo aplicado, E es el módulo de Young y ε es la deformación producida.

✚ **Teoría de elasticidad no lineal** Para un material elástico lineal siempre se tendrá una relación constante entre el esfuerzo aplicado y la deformación resultante, sin tener en cuenta la magnitud del esfuerzo y la deformación, por lo tanto la relación esfuerzo - deformación para cualquier material será una línea recta como se muestra en la figura 1a.

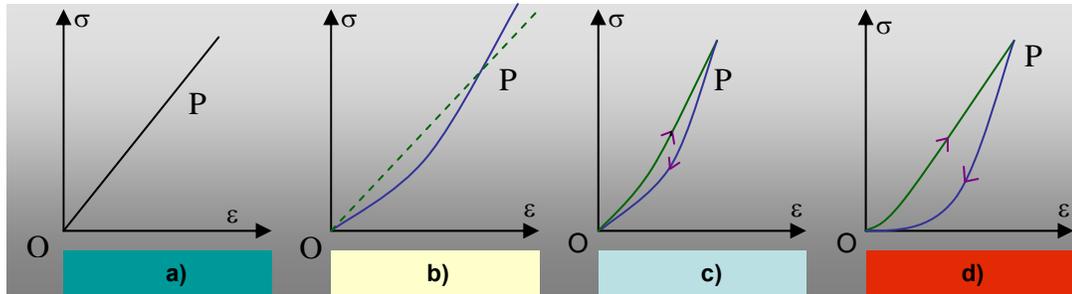


Figura 1. Relaciones esfuerzo – deformación para: a) Material elástico lineal, b) Material perfectamente elástico, c) Material elástico con histéresis, d) Material que ha sufrido deformación permanente.

Si el material no obedece a una línea recta en la relación esfuerzo – deformación su comportamiento será de una manera no lineal. Para un material elástico no lineal, la relación esfuerzo – deformación puede ser escrita como:

$$\sigma = E_1\varepsilon + E_2\varepsilon^2 + E_3\varepsilon^3 + \dots \quad (2)$$

Recordando que σ y ε generalmente son tensores, es claro que un comportamiento elástico no lineal puede ser muy complicado analizarlo matemáticamente.

El comportamiento no lineal puede tener varias causas y al parecer en diferentes formas. Por ejemplo, la figura 1b es idéntica para el proceso de carga y descarga; por lo tanto de tal material se dice que es perfectamente elástico y como se muestra el módulo relacionado al punto P en la curva puede ser identificado por la inclinación de la línea OP (módulo secante), o por la inclinación de la tangente PT (módulo

tangente). Si la definición correcta para el módulo es usada, según la ley de Hooke puede ser escrita como:

$$\sigma = E_{\text{sec}}(\varepsilon)\varepsilon \quad (3)$$

En una forma alternativa la ecuación (3) puede ser escrita de una manera diferencial como:

$$\Delta\sigma = E_{\text{tan}}(\varepsilon)\Delta\varepsilon \quad (4)$$

Donde $E_{\text{sec}}(\varepsilon)$ y $E_{\text{tan}}(\varepsilon)$ dependen de la deformación ε , lo cual complica el uso de las Ec (3) y (4). Por comparación entre estas ecuaciones se puede observar que la relación entre los módulos secante y tangente es:

$$E_{\text{sec}}(\varepsilon) = \frac{1}{\varepsilon} \int_0^{\varepsilon} E_{\text{tan}}(\varepsilon') d\varepsilon' \quad (5)$$

La relación esfuerzo - deformación observada en la figura 1c (material elástico) es observada comúnmente en las rocas. La ruta de carga es diferente a la ruta de descarga, este efecto es llamado histéresis; esto quiere decir que el trabajo hecho durante el proceso de carga no es completamente liberado durante la descarga, de tal forma que parte de la energía de deformación se disipa en el material. El módulo elástico relacionado con la etapa de descarga es llamado módulo de descarga. Ya en la figura 1d el material ha sufrido una deformación permanente durante el ciclo carga / descarga (Material dúctil)

2.2.2. Definición de Esfuerzo El esfuerzo es definido por una fuerza y una sección transversal o superficie a través del cual una fuerza está actuando. En mecánica de rocas la convención de signos establece que los esfuerzos compresivos son positivos; la razón histórica para esto es que los esfuerzos relacionados en geología

son en su mayoría compresivos. En la figura 2, se puede ver que las fuerzas que se están aplicando a lo largo del eje del material son iguales. Ahora 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:

$$\sigma_a = \frac{F}{A_a} \quad (6)$$

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

$$\sigma_b = \frac{F}{A_b} \quad (7)$$

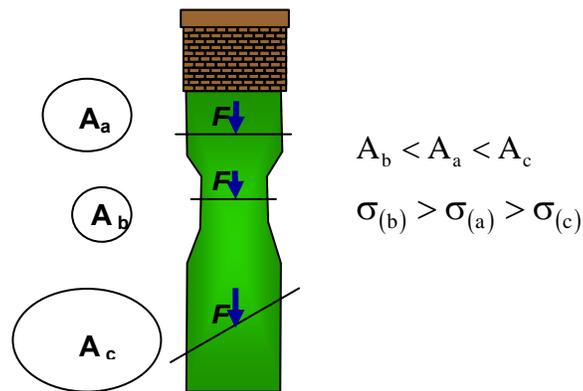


Figura 2. Definición de esfuerzo. Fuente: Fjaer 1996

La fuerza actuando a través de la sección transversal A_b es igual a la fuerza actuando a través de la sección transversal A_a (despreciando el peso del pilar), donde el área A_b es más pequeña que A_a, 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_c donde la fuerza no es normal a dicha sección; se puede descomponer la fuerza F en una componente Normal F_N y una componente paralela F_P a la sección, definiendo:

$$\sigma_N = \frac{F_N}{A} \quad (8)$$

$$\tau_s = \frac{F_P}{A} \quad (9)$$

Donde σ_N es el esfuerzo normal y τ_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 tienden a cambiar el volumen del material (por ejemplo la presión hidrostática) y son soportados por el módulo de bulk el cual a su vez depende del módulo de Young y la relación de Poisson; mientras que los esfuerzos de corte tienden a deformar el material pero sin cambiar su volumen y están soportados por el módulo de corte.

 **Definición del esfuerzo local en un punto** Dividiendo la sección transversal (a) en la figura 2 dentro de un número infinito de sub-secciones ΔA_i en la cual una parte infinitesimal ΔF de la fuerza total F que está actuando puede variar de una sub-sección a otra 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 ΔA_i tiende a cero.

$$\sigma_i = \lim_{\Delta A_i \rightarrow 0} \frac{\Delta F_i}{\Delta A_i} \quad (10)$$

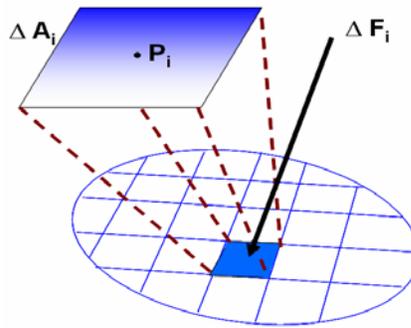


Figura 3. Esfuerzo local en un punto. Fuente: Cabrera 2003

✚ **Tipos de Fuerzas** Se pueden considerar dos tipos de fuerzas a las cuales están sometidas las rocas en las formaciones⁴⁴:

💧 **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, como se puede ver en la figura 4.

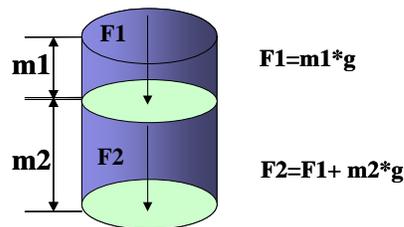


Figura 4. Fuerzas de cuerpo

💧 **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. Ver figura 5.

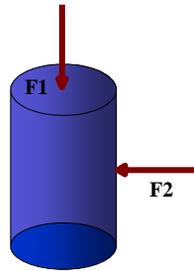


Figura 5. Fuerzas de superficie

♦ **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. Ver figura 6.

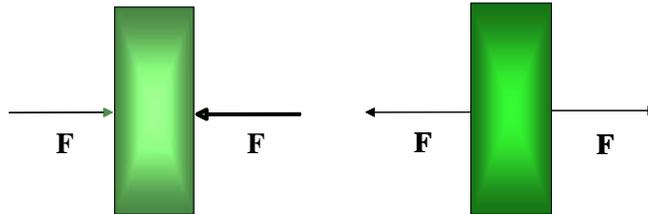


Figura 6. Fuerzas compresivas y tensivas.

♦ **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. Figura 7.

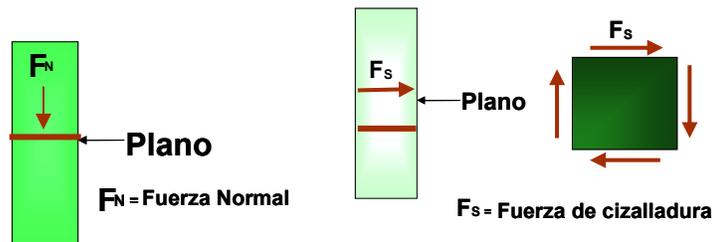


Figura 7. Fuerzas normales y de cizalladura

♦ **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. En las fuerzas anisotrópicas la intensidad de la fuerza en un punto determinado depende de la orientación del plano. Figura 8.

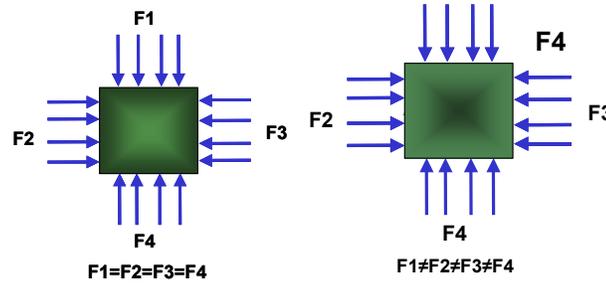


Figura 8. Fuerzas uniformes y no uniformes

✚ **Tensor de esfuerzos** Así como un escalar es definido a través de una magnitud; y un vector a partir de magnitud y dirección; un tensor es completamente definido por magnitud, dirección y por el plano en el cual este actúa. El tensor de esfuerzos da una completa descripción del estado de esfuerzos en un punto P dentro de una muestra, de tal forma que es necesario identificar los esfuerzos relacionados a las superficies orientadas en las tres direcciones ortogonales, así³²:

Plano perpendicular al eje X: El esfuerzo σ_x actúa en la dirección del eje X, mientras los esfuerzos τ_{xy} (esfuerzo de cizalladura sobre la superficie normal al eje X ocasionada por una fuerza en la dirección Y) y τ_{xz} actúan en el plano perpendicular al eje X. Figura 9.

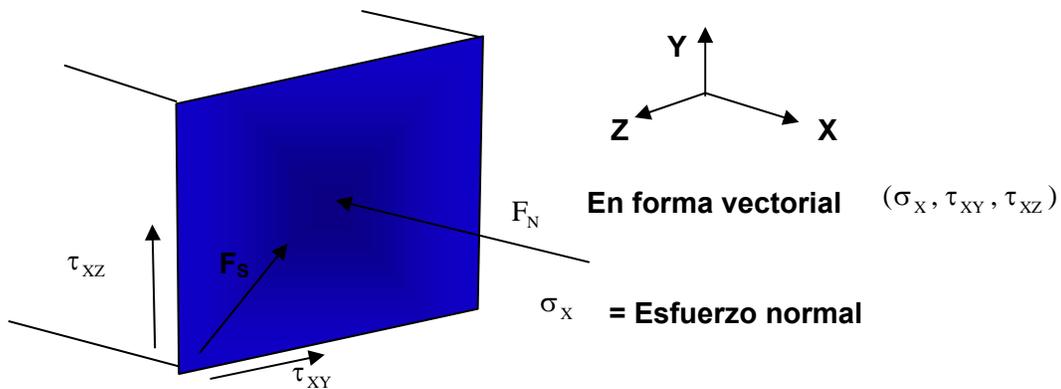


Figura 9. Plano perpendicular al eje X. Fuente: Osorio 2003.

Plano perpendicular al eje Y: Sobre este plano el esfuerzo normal esta en la dirección Y y los esfuerzos de cizalladura que actúan sobre el plano son τ_{yx} y τ_{yz} .
 Figura 10.

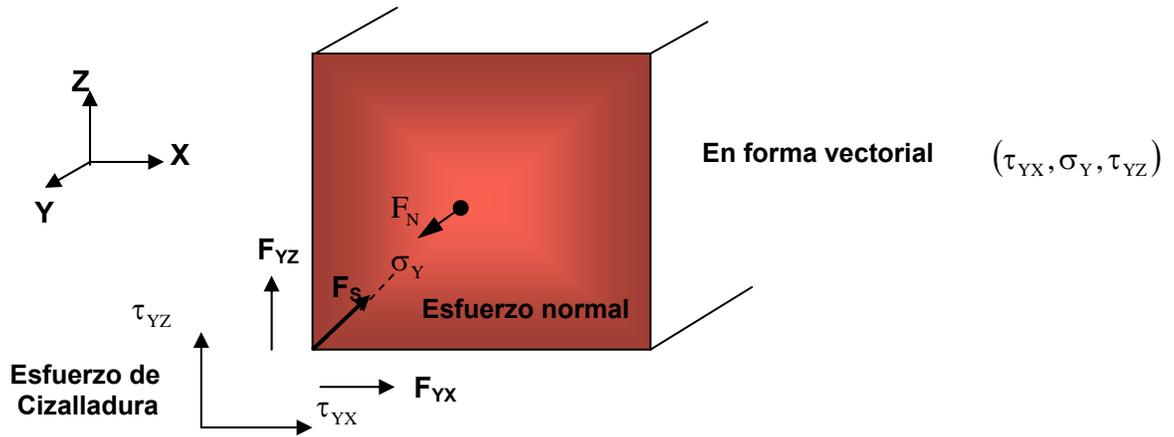


Figura 10. Plano perpendicular al eje Y. Fuente: Osorio 2003.

Plano perpendicular al eje Z (figura 11): Los esfuerzos de cizalladura son τ_{zy} y τ_{zx} actuando sobre el plano XY.

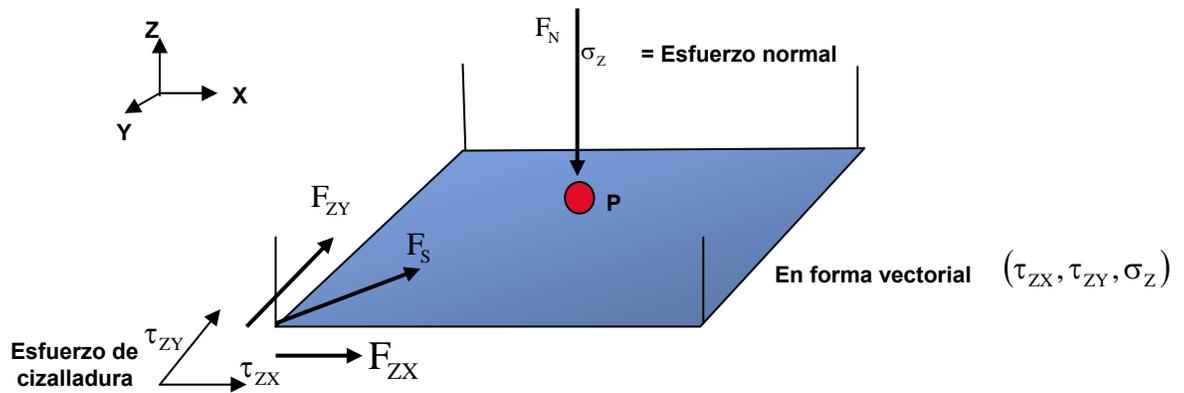


Figura 11. Plano perpendicular al eje Z. Fuente: Osorio 2003.

Agrupando los tres vectores en un solo arreglo se tiene:

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

La representación gráfica del tensor de esfuerzos en dos dimensiones (figura 12) será:

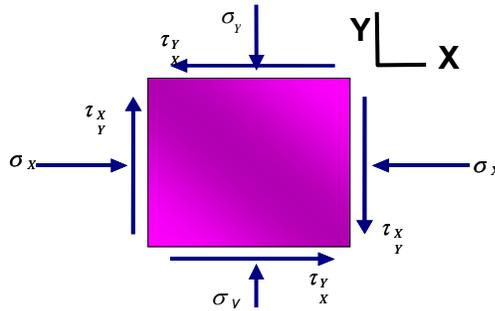


Figura 12. Tensor de esfuerzos en dos dimensiones. Fuente: Fjaer 1996.

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:

$$\tau_{xy} = \tau_{yx} \quad (11)$$

$$\tau_{xz} = \tau_{zx} \quad (12)$$

$$\tau_{yz} = \tau_{zy} \quad (13)$$

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 σ_{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.

✚ **Esfuerzos principales** Se analizará únicamente los esfuerzos en dos dimensiones, puesto que muchos de los problemas de interés en geomecánica de rocas son efectivamente considerados en dos dimensiones. El elemento ABCD en la figura 13 muestra una roca a la cual se le están aplicando esfuerzos perpendiculares a sus caras y está en equilibrio, así que ninguna fuerza neta actúa sobre él. Por lo tanto en la dirección σ_N y τ_S también debe haber equilibrio³².

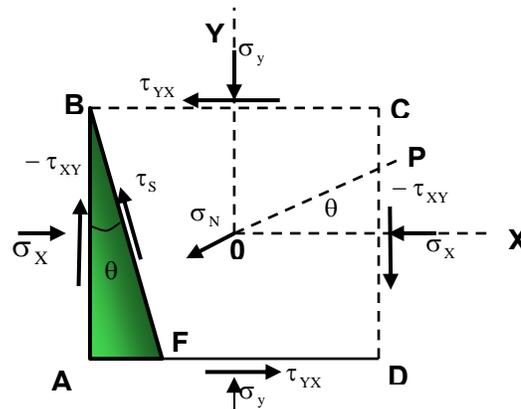


Figura 13. Esfuerzos principales en equilibrio. Fuente: Jaeger 1969.

Se analiza el equilibrio en el plano BF cuya línea normal OP hace un ángulo θ con respecto al eje 'y', donde los vectores de fuerzas (esfuerzos por área) en la dirección paralela y perpendicular al plano, dados por las direcciones σ_N y τ_S están en equilibrio como se denotará en las siguientes ecuaciones:

Ecuaciones para el σ_N :

$$a \cdot \sigma_N = (a \cdot \text{sen}\theta \cdot \sigma_y) \text{sen}\theta + (a \cdot \text{cos}\theta \cdot \sigma_x) \text{cos}\theta + (a \cdot \text{sen}\theta \cdot \tau_{yx}) \text{cos}\theta + (a \cdot \text{cos}\theta (-\tau_{xy})) \text{sen}\theta \quad (14)$$

Organizando y haciendo $\tau_{xy} = -\tau_{yx}$, de tal forma que no haya momento rotacional, se tiene:

$$\sigma_N = \sigma_x \cdot \text{cos}^2 \theta + \sigma_y \cdot \text{sen}^2 \theta + 2\tau_{xy} \text{sen}\theta \cdot \text{cos}\theta \quad (15)$$

Ecuaciones para el τ_S :

$$a \cdot \tau_s = -(a \cdot \text{sen}\theta \cdot \sigma_y) \cos \theta + (a \cdot \cos \theta \cdot \sigma_x) \text{sen}\theta + (a \cdot \text{sen}\theta \cdot \tau_{yx}) \text{sen}\theta - (a \cdot \cos \theta (-\tau_{xy})) \cos \theta \quad (16)$$

$$\tau_s = -\sigma_y \cdot \text{sen}\theta \cdot \cos \theta + \sigma_x \cdot \text{sen}\theta \cdot \cos \theta + \tau_{yx} \cdot \text{sen}^2 \theta - \tau_{xy} \cdot \cos^2 \theta \quad (17)$$

Para simplificar la ecuación (17) se necesitan las siguientes identidades trigonométricas:

$$\text{sen}2\theta = 2 \cdot \text{sen}\theta \cdot \cos \theta \quad (18)$$

$$\text{sen}^2 \theta = \frac{1}{2} [1 - \cos 2\theta] \quad (19)$$

$$\cos^2 \theta = \frac{1}{2} [1 + \cos 2\theta] \quad (20)$$

Aplicando las anteriores identidades, se tiene:

$$\tau_s = \frac{1}{2} (\sigma_x - \sigma_y) \text{sen}2\theta + \frac{\tau_{yx}}{2} (1 - \cos 2\theta) - \frac{\tau_{yx}}{2} (1 + \cos 2\theta) \quad (21)$$

$$\tau_s = \frac{1}{2} (\sigma_x - \sigma_y) \text{sen}2\theta - \tau_{yx} \cos 2\theta \quad (22)$$

Por lo tanto, en un punto dado del cuerpo, bajo un estado de esfuerzos conocidos, la magnitud de los esfuerzos diferirá de acuerdo a la dirección en el plano en el cual ellos son calculados.

Hay un valor dado para θ en el cual los esfuerzos de corte τ se desprecian. Haciendo $\tau_s = 0$ en la ecuación (22) y reordenando se tiene:

$$\tan 2\theta = \frac{2 \cdot \tau_{yx}}{\sigma_x - \sigma_y} \quad (23)$$

La ecuación (23) tiene 2 soluciones, θ_1 y θ_3 . Estas direcciones son referidas como los ejes de los esfuerzos principales. El componente del σ_N en esta dirección

particular es máximo o mínimo, de tal forma que los dos esfuerzos principales serán denotados como σ_1 y σ_3 :

$$\sigma_1 = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) + \sqrt{\tau_{yx}^2 + \frac{1}{4}(\sigma_x - \sigma_y)^2} \quad (24)$$

En la dirección θ_1 (la cual identifica un eje principal) el esfuerzo normal es σ_1 y el esfuerzo de corte es cero.

$$\sigma_3 = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) - \sqrt{\tau_{yx}^2 + \frac{1}{4}(\sigma_x - \sigma_y)^2} \quad (25)$$

En la dirección θ_3 , la cual identifica el otro eje principal, el esfuerzo normal es σ_3 y el esfuerzo de corte es cero (los ejes principales son ortogonales)

Los correspondientes esfuerzos normales σ_1 y σ_3 son llamados los esfuerzos principales, donde σ_1 es el máximo y σ_3 es el mínimo los cuales son encontrados reemplazando los ángulos θ_1 y θ_3 en las ecuaciones (15) y (22), así:

$$\sigma_N = \sigma_1 \cdot \cos^2 \theta + \sigma_3 \cdot \sin^2 \theta = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} + \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \cos 2\theta \quad (26)$$

$$\tau_s = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \sin 2\theta \quad (27)$$

Las ecuaciones (26) y (27) son los esfuerzos normales y de corte expresados en términos de las componentes de los esfuerzos principales donde $\tau_{yx} = 0$.

2.2.3 Definición de deformación Es la compresión o extensión de un cuerpo que resulta de la aplicación de fuerzas externas. La cantidad de deformación se incrementa con la magnitud de los esfuerzos y también con el tiempo⁴⁴.

♦ **Deformación longitudinal (elongación)** Se define como el límite de la elongación cuando la longitud L tiende a cero.

$$\varepsilon = \lim_{L \rightarrow 0} \frac{\Delta L}{L} \quad (28)$$

Las figuras 14 y 15 muestra un ejemplo de una muestra deformada, donde los desplazamientos en relación a las posiciones O y P no son iguales. La cantidad definida como:

$$\varepsilon = (L_i - L_f) / L_i \quad (29)$$

Es llamada la elongación correspondiente al punto en la dirección OP donde la fuerza aplicada fue por compresión. Para estar de acuerdo con la convención de signos para los esfuerzos, se requiere que la elongación se tome como positiva cuando la deformación es el resultado de la aplicación de una fuerza compresiva o se tome como negativa cuando la deformación es a partir de una fuerza tensiva.

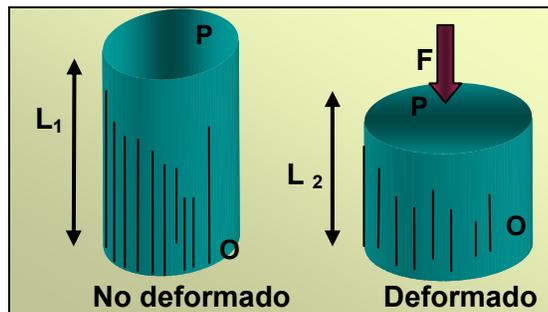


Figura 14. Deformación longitudinal. Fuente: Cabrera 2003.

♦ **Deformación de cizalladura (cambio angular)** Es expresada por el cambio (Ψ) del ángulo entre dos direcciones inicialmente ortogonales como se muestra en la figura 15.

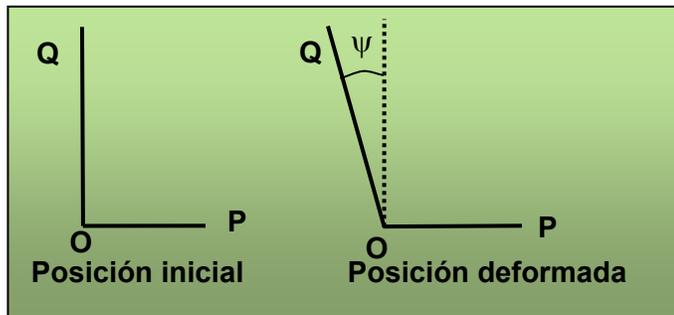


Figura 15. Deformación de cizalladura. Fuente: Fjaer 1996

Donde la cantidad:

$$\Gamma = (1/2)\Psi \tag{30}$$

Es llamado el esfuerzo de corte correspondiente al punto O en la dirección OP. La deformación por cizalladura es positiva cuando es el resultado de una fuerza compresiva (ángulo ψ aumenta); y es negativa cuando resulta a partir de una fuerza tensiva (ángulo ψ disminuye).

✚ **El tensor de deformaciones** Para dar una completa descripción del estado de esfuerzos dentro de un cuerpo tridimensional, las deformaciones longitudinales y por cizalladura serán⁴⁴:

💧 Deformación longitudinal y de corte en X (figura16) :

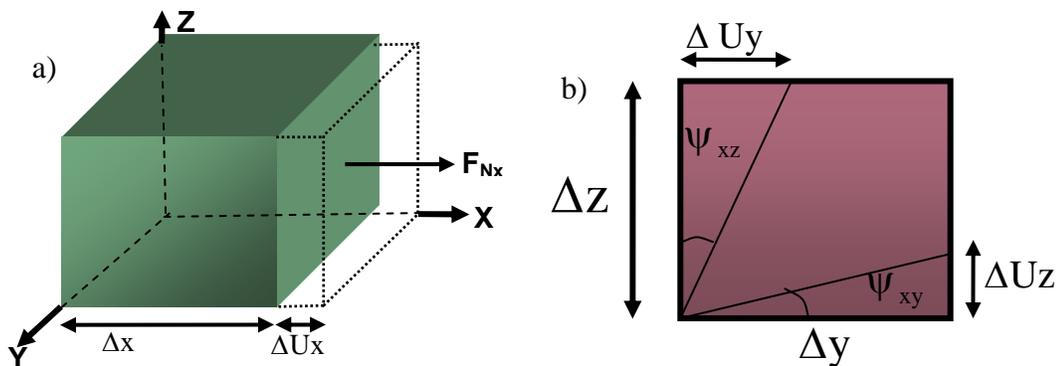


Figura 16. a) Deformación longitudinal en X. b) Deformación de corte en X. Fuente: Osorio 2003.

La deformación longitudinal sería:

$$\varepsilon = \frac{L_f - L_i}{L} \quad (31)$$

$$\varepsilon_x = \frac{\Delta x + \Delta U_x - \Delta x}{\Delta x} \quad (32)$$

$$\varepsilon_x = \frac{\Delta U_x}{\Delta x} \quad (33)$$

$$\varepsilon_x = \frac{\partial U_x}{\partial x} \quad (34)$$

y la deformación de corte es:

$$\Gamma = \frac{1}{2} \Psi \quad (35)$$

$$\tan \Psi_{xz} \cong \frac{\Delta U_y}{\Delta z} \quad (36)$$

$$\tan \Psi_{xy} \cong \frac{\Delta U_z}{\Delta y} \quad (37)$$

$$\Gamma_{yz} = \frac{1}{2} (\tan \Psi_{xz} + \tan \Psi_{xy}) \cong \frac{1}{2} \left(\frac{\partial U_y}{\partial z} + \frac{\partial U_z}{\partial y} \right) \quad (38)$$

• La deformación longitudinal y de corte en Y (figura 17):

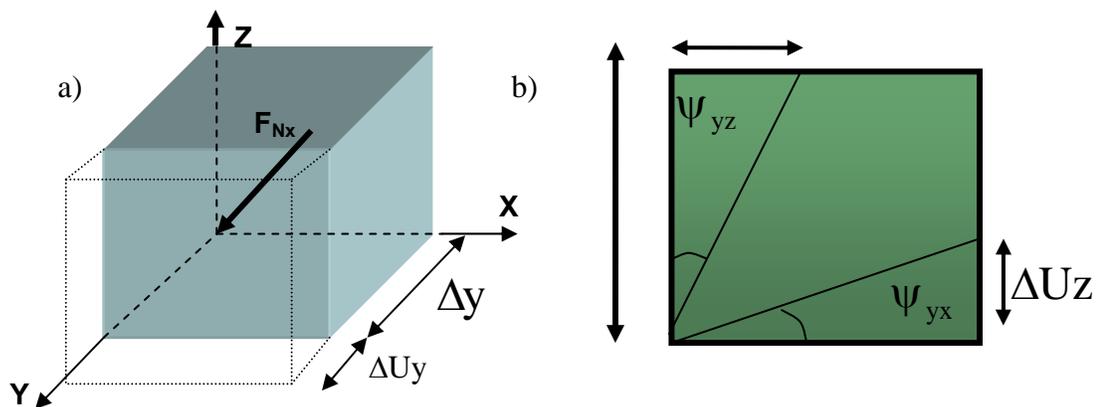


Figura 17. a) Deformación longitudinal en Y. b) Deformación de corte en Y. Fuente: Osorio 2003.

La deformación longitudinal sería:

$$\varepsilon_y = \frac{\Delta y + \Delta U_y - \Delta y}{\Delta y} \quad (39)$$

$$\varepsilon_y = \frac{\Delta U_y}{\Delta y} \quad (40)$$

y la deformación de corte es:

$$\tan \Psi_{yz} \cong \frac{\Delta U_x}{\Delta z} \quad (41)$$

$$\tan \Psi_{yx} \cong \frac{\Delta U_z}{\Delta x} \quad (42)$$

Entonces:

$$\Gamma_{xz} = \frac{1}{2}(\tan \Psi_{yz} + \tan \Psi_{yx}) \cong \frac{1}{2} \left(\frac{\partial U_x}{\partial z} + \frac{\partial U_z}{\partial x} \right) \quad (43)$$

♦ Deformación longitudinal y de corte en Z (figura 18):

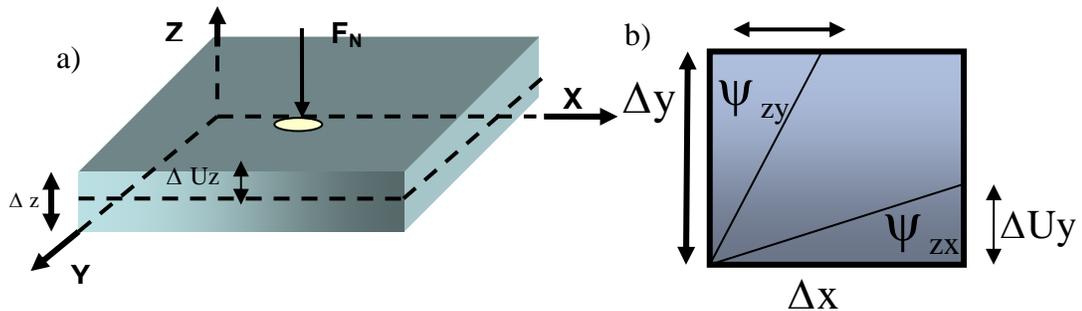


Figura 18. a) Deformación longitudinal en Z. b) Deformación de corte en Z. Fuente: Osorio 2003.

La deformación longitudinal sería:

$$\varepsilon_z = \frac{\Delta z + \Delta U_z - \Delta z}{\Delta z} \quad (44)$$

$$\varepsilon_z = \frac{\Delta U_z}{\Delta z} \quad (45)$$

$$\varepsilon_z = \frac{\partial U_z}{\partial z} \quad (46)$$

y la deformación de corte es:

$$\tan \Psi_{zy} \cong \frac{\Delta U_x}{\Delta y} \quad (47)$$

$$\tan \Psi_{zx} \cong \frac{\Delta U_y}{\Delta x} \quad (48)$$

$$\Gamma_{xy} = \frac{1}{2}(\tan \Psi_{zy} + \tan \Psi_{zx}) \cong \frac{1}{2} \left(\frac{\partial U_x}{\partial y} + \frac{\partial U_y}{\partial x} \right) \quad (49)$$

Conocidas las deformaciones tanto longitudinales como de cizalla se procede a organizarlas en el tensor de deformaciones así:

$$\varepsilon = \begin{pmatrix} \varepsilon_x & \Gamma_{xy} & \Gamma_{xz} \\ \Gamma_{yx} & \varepsilon_y & \Gamma_{yz} \\ \Gamma_{zx} & \Gamma_{zy} & \varepsilon_z \end{pmatrix}$$

2.2.4 Módulos elásticos La mayoría de las rocas tienen un comportamiento no lineal cuando están sujetas a grandes esfuerzos, pero su comportamiento puede ser descrito normalmente por relaciones lineales para cambios en los esfuerzos suficientemente pequeños²³.

🚧 **Modulo de Young (E)** Es la capacidad que tiene un material de deformarse bajo esfuerzos (rigidez del material). Considere la muestra de longitud L y área de sección transversal $A=D^2$ como se observa en la figura 19. Cuando una fuerza F es aplicada, la longitud de la muestra es reducida a L_f . Por lo tanto el esfuerzo aplicado y su correspondiente elongación son:

$$\sigma_x = F/A \quad (50)$$

$$\varepsilon_x = (L_i - L_f)/L_i \quad (51)$$

Si la muestra se deforma uniformemente, hay una relación lineal entre σ_x y ε_x que puede ser escrita así:

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} \sigma_x \Rightarrow E = \frac{\sigma_x}{\varepsilon_x} \quad (52)$$

El modulo de young puede ser calculado de diversas maneras, y las más comunes son²⁴: (figura 20)

- Modulo tangente de young, E_T : es la inclinación de la curva esfuerzo-axial/deformación-axial a algún porcentaje fijo, generalmente 50% del pico de la resistencia en una prueba de compresión uniaxial.
- Modulo de young promedio, E_p : es el promedio de inclinación de la porción aproximadamente lineal de la curva esfuerzo-axial / deformación-axial.
- Modulo de young secante, E_s : inclinación de la línea que une el origen de la curva esfuerzo-axial / deformación-axial al punto en la curva de algún porcentaje fijo de la resistencia pico.

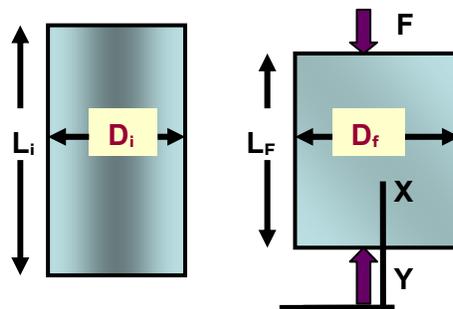


Figura 19. Aplicación para el módulo de Young y la relación de Poisson. Fuente: Fjaer 1996.

🔗 **Relación de Poisson (ν)** Es la capacidad que tiene un material de expandirse lateralmente bajo esfuerzos efectivos. Si $\nu = 0$ quiere decir que no hay expansión

en el material, por ejemplo una esponja, mientras un máximo valor de Poisson oscila en 0.5 (expansión completa). Valores típicos de ν para rocas de yacimiento está entre $0.15 \leq \nu \leq 0.25$. Al aplicar el esfuerzo σ_x en la figura 19 hay un incremento en el ancho D de la muestra; así que la elongación lateral es²³:

$$\varepsilon_y = \varepsilon_z = (D - D') / D \quad (53)$$

Donde $D' > D$, así que ε_y y ε_z se vuelven negativos. La relación experimental de proporcionalidad entre ε_y y ε_x es definida como:

$$\nu = \frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \quad (54)$$

Las relaciones entre esfuerzos/deformaciones en las ecuaciones (60), (61) están definidas por un estado específico de esfuerzos, donde $\sigma_x \neq 0$, $\sigma_y = \sigma_z = 0$. En general, cada componente de deformación es una función lineal de todos los componentes de esfuerzos.

✚ Métodos para calcular el módulo de Young y la Relación de Poisson Si el material es linealmente elástico, la curva esfuerzo contra deformación (figura 20) es una línea recta donde¹³:

$$E_{\text{tang}} = E_{\text{sec}} = E_{\text{promed}} = \frac{\Delta\sigma_a}{\Delta\varepsilon_a} \quad (55)$$

$$\nu = -\frac{\varepsilon_r}{\varepsilon_a} \quad (56)$$

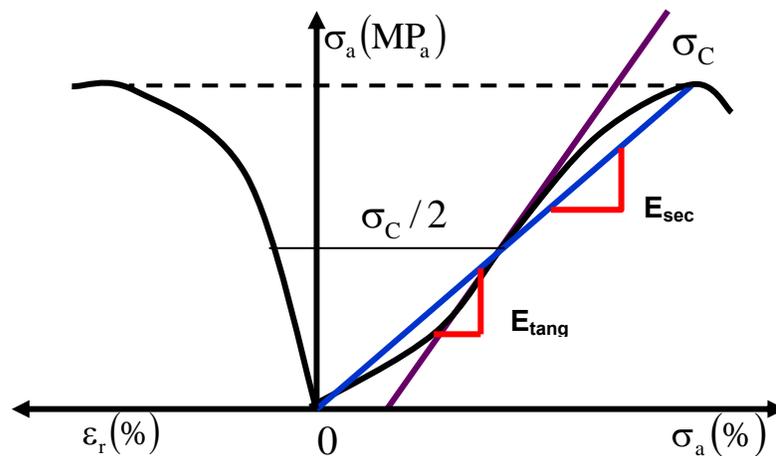


Figura 20. Métodos para calcular módulo de Young y relación de Poisson. Fuente: Cabrera 2003.

✚ **Módulo elástico de Bulk (volumétrico)** Es la relación del esfuerzo hidrostático σ_p relativo a la deformación volumétrica ε_v . (figura 21), donde³²:

$$K = \frac{d\sigma}{d\varepsilon_v} \quad (57)$$

O en términos de los módulos elásticos sería:

$$K = \frac{E}{3(1-2\nu)} \quad (58)$$

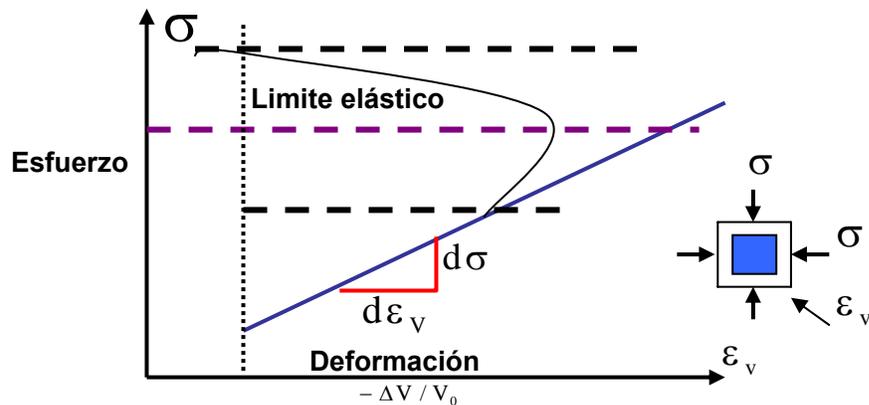


Figura 21. Método para calcular módulo de Bulk o volumétrico. Fuente: Cabrera 2003.

✚ **Tabla 1 Equivalencia entre los módulos E, G, K, λ y ν de un sólido isotrópico⁴⁴.**

	E, ν	G, ν	K, ν	λ , ν	E, G	E, K	G, K	G, λ	K, λ
E	-	$2G(1+\nu)$	$3K(1-2\nu)$	$\lambda \frac{(1+\nu)(1-2\nu)}{\nu}$	-	-	$\frac{9GK}{G+3K}$	$\frac{G(3\lambda+2G)}{\lambda+G}$	$\frac{9K(K-\lambda)}{3K-\lambda}$
G	$\frac{E}{2(1+\nu)}$	-	$K \frac{3(1-2\nu)}{2(1+\nu)}$	$\lambda \frac{1-2\nu}{2\nu}$	-	$\frac{3KE}{9K-E}$	-	-	$\frac{3}{2}(K-\lambda)$
K	$\frac{E}{3(1-2\nu)}$	$G \frac{2(1+\nu)}{3(1-2\nu)}$	-	$\lambda \frac{1+\nu}{3\nu}$	$\frac{GE}{3(3G-E)}$	-	-	$\lambda + \frac{2}{3}G$	-
λ	$\frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)}$	$\frac{2G\nu}{1-2\nu}$	$\frac{3K\nu}{1+\nu}$	-	$\frac{G(E-2G)}{3G-E}$	$\frac{3K(3K-E)}{9K-E}$	$K - \frac{2}{3}G$	-	-
ν	-	-	-	-	$\frac{E}{2G} - 1$	$\frac{1}{2} - \frac{E}{6K}$	$\frac{3K-2G}{2(3K+G)}$	$\frac{\lambda}{2(\lambda+G)}$	$\frac{\lambda}{3K-\lambda}$

2.3 POROELASTICIDAD

En la mecánica de rocas aplicada a la ingeniería de yacimientos se deben tener en cuenta parámetros muy importantes como la porosidad y la permeabilidad; es así como un concepto adicional, que no era tenido en cuenta en la teoría elástica de los materiales sólidos (la poroelasticidad) debe ser analizado. Hasta ahora solamente se han considerado las rocas como homogéneas y materiales sólidos; pero es el punto de partida para analizar las propiedades mecánicas teniendo en cuenta que el material rocoso es permeable y poroso, como lo explica la teoría de A. Biot (1962)

2.3.1. Suspensión partículas sólidas en un fluido Este es un medio poroso muy simple, en donde la parte sólida y fluida son deformadas independientemente la una de la otra. Si se coloca esta mezcla en un contenedor, la deformación volumétrica debido a una presión externa σ_p es²³:

$$\varepsilon_v = \frac{\sigma_p}{K_{\text{eff}}} \quad (59)$$

Se puede escribir que la deformación total es igual a la suma de las deformaciones de cada componente:

$$\varepsilon_v = \frac{V_s \varepsilon_{v,s}}{V_{tot}} + \frac{V_f \varepsilon_{v,f}}{V_{tot}} \quad (60)$$

Definiendo la porosidad como:

$$\phi = \frac{V_f}{V_{tot}} \quad (61)$$

y teniendo en cuenta que:

$$V_{tot} = V_f + V_s \quad (62)$$

Entonces el volumen relativo ocupado por el sólido es:

$$\frac{V_s}{V_{tot}} = 1 - \phi \quad (63)$$

Las deformaciones $\varepsilon_{v,s}$ y $\varepsilon_{v,f}$ están dadas por el modulo Bulk del sólido y del fluido por:

$$K_s = \frac{\sigma_p}{\varepsilon_{v,s}} \quad (64)$$

$$K_f = \frac{\sigma_p}{\varepsilon_{v,f}} \quad (65)$$

Por lo tanto la ecuación (60) puede ser escrita como:

$$\varepsilon_v = \frac{(1-\phi)\sigma_p}{K_s} + \frac{\phi\sigma_p}{k_f} \quad (66)$$

De tal forma que el modulo efectivo de la suspensión es:

$$\frac{1}{K_{eff}} = \frac{1-\phi}{K_s} + \frac{\phi}{K_f} \quad (67)$$

Con el análisis de la suspensión de partículas sólidas en un fluido se quiso demostrar que las rocas no solo consisten de un armazón sólido sino también de un fluido de poro, los cuales no pueden ser tratados independientemente

2.3.2 Teoría poroelástica de Biot Considerar un medio isotrópico, poroso y permeable que consiste de dos componentes: parte sólida y fluida; donde el tensor de esfuerzos representa los esfuerzos externos totales en un elemento de volumen adjunto al armazón sólido²³. El elemento de volumen balancea este esfuerzo parcialmente por los esfuerzos en el armazón sólido y parcialmente por la presión hidrostática en el fluido (presión de poro, P_0). Para un elemento de volumen adjunto al sólido, las deformaciones están dadas como las derivadas de los componentes de \vec{u}_s :

$$\varepsilon_v = \vec{\nabla} \cdot \vec{u}_s \quad (68)$$

Y para la deformación volumétrica de la parte fluida sería:

$$\zeta = \phi \cdot \vec{\nabla} \cdot (\vec{u}_s - \vec{u}_f) \quad (69)$$

(Biot 1962) mostró como las relaciones lineales esfuerzo – deformación para este sistema de dos fases puede ser expresado en términos de los parámetros de deformación ε_v y ζ , que son los elementos del tensor de esfuerzos y la presión de poro:

$$\sigma_x = \lambda \varepsilon_v + 2G \varepsilon_x - C \zeta \quad (70)$$

$$\sigma_y = \lambda \varepsilon_v + 2G \varepsilon_y - C \zeta \quad (71)$$

$$\sigma_z = \lambda \varepsilon_v + 2G \varepsilon_z - C \zeta \quad (72)$$

$$\tau_{yz} = 2G \Gamma_{yz} \quad (73)$$

$$\tau_{xz} = 2G \Gamma_{xz} \quad (74)$$

$$\tau_{xy} = 2G\Gamma_{xy} \quad (75)$$

$$P_o = C\varepsilon_v - M\zeta \quad (76)$$

En las anteriores ecuaciones C juega el papel de acoplar las deformaciones del sólido y del fluido, mientras M caracteriza las propiedades elásticas del fluido de poro. Sumando las ecuaciones (70), (71) y (72) se tiene:

$$\bar{\sigma} = K\varepsilon_v - C\zeta \quad (77)$$

Donde:

$$K = \lambda + 2G/3 \quad (78)$$

K es el modulo de Bulk de la roca porosa en una condición de no-desagüe, es decir, en una condición donde el fluido de poro no se le permite escapar. Ahora, es necesario relacionar los módulos elásticos K, C, M, con los módulos constituyentes de la roca. Esto se logra a través de la realización de pruebas tanto enchaquetadas como sin enchaquetar.

🚧 Prueba enchaquetada La prueba es realizada a través de la confinación de un medio poroso dentro de una chaqueta impermeable y sujeta a una presión hidrostática externa σ_p , donde el fluido de poro puede escapar durante la carga, así que P_o es mantenida constante y el esfuerzo es completamente soportado por el armazón sólido (figura 22a). De la ecuación (76) y (77) se obtiene:

$$\frac{\sigma_p}{\varepsilon_v} = K - \frac{C^2}{M} \equiv K_{fr} \quad (79)$$

🚧 Prueba sin enchaquetar En esta prueba la presión hidrostática en la muestra es balanceada por la presión en los poros, es decir, $P_o = \sigma_p$, como se muestra en la figura 22b. De tal forma que:

$$\frac{\sigma_p}{\varepsilon_v} = \frac{K_{fr}}{1 - C/M} \quad (80)$$

En este caso la respuesta esfuerzo – deformación del sólido esta dada por las propiedades elásticas intrínsecas del material sólido,

$$\sigma_p = K_s \cdot \varepsilon_v \quad (81)$$

Así:

$$K_s = \frac{K_{fr}}{1 - C/M} \quad (82)$$

De tal forma que las constantes elásticas K, C, M, en función de los módulos elásticos de los constituyentes de la roca (K_s y K_f), la porosidad (ϕ) y el modulo del armazón (K_{fr}) son:

$$K = K_{fr} + \frac{K_f}{\phi} \cdot \frac{(1 - K_{fr}/K_s)^2}{1 + \frac{K_f}{\phi K_s} \left(1 - \phi - \frac{K_{fr}}{K_s}\right)} \quad (83)$$

$$C = \frac{K_f}{\phi} \cdot \frac{1 - K_{fr}/K_s}{1 + \frac{K_f}{\phi K_s} \left(1 - \phi - \frac{K_{fr}}{K_s}\right)} \quad (84)$$

$$M = \frac{CK_s}{K_s - K_{fr}} \quad (85)$$

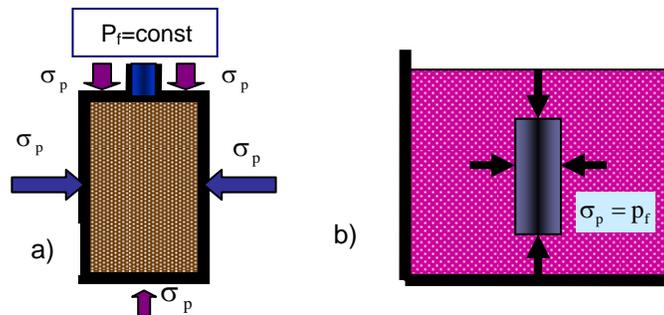


Figura 22. a) Prueba enchaquetada. b) Prueba sin enchaquetar. Fuente: Fjaer 1996

2.3.3 Constante Poroelástica de Biot Esta constante está dada en términos de C y M los cuales son los módulos elásticos requeridos para describir un medio de dos fases; donde C juega el rol de tener en cuenta la deformación del sólido y del fluido, mientras M caracteriza las propiedades elásticas del fluido de poro²³.

$$\alpha = \frac{C}{M} = 1 - \frac{C_m}{C_{bc}} \quad (86)$$

Además, se puede dar en términos de C_m que es la compresibilidad de la matriz en la roca o módulo total del esqueleto sólido y C_{bc} que es la compresibilidad total de la roca o módulo total del sólido.

Siempre se va a cumplir que $C_m < C_{bc}$, donde teóricamente el límite superior para C_m es: $(1 - \phi) \cdot C_{bc}$ y el límite inferior es "0". Por otro lado α está restringido a la región $1 \geq \alpha > \phi$ y en rocas inconsolidadas o débiles α es cercano a 1.

2.3.4 Presión de poro (P_o) Para entender el concepto de P_o se debe entender cual es su origen geológico. Una presión de poro se desarrollará en una formación saturada de agua a medida que los sedimentos son depositados por encima de su superficie. La P_o se puede calcular utilizando datos de:^{13,25} sísmica, geología regional, registros sísmicos, de resistividad y densidad.

Normalmente en los cálculos se va a mantener un gradiente de presión de poro constante, dado este por el peso de la columna de fluido desde la formación a la superficie. De tal forma que un gradiente de P_o normal está dado por la densidad del agua salada (agua de mar) y está en el rango típico de 0.447 – 0.465 psi/ft²³. Altas P_o en un yacimiento pueden conducir a que el campo sea más productivo, pero la verdad es que cuando se tienen zonas con alta presión o sobre-presionadas se consideran de un alto riesgo durante la perforación.

Uno de los problemas frecuentes en la perforación son los shales sobre-presionados; debido a la baja permeabilidad de las arcillas desarrollada cuando estas son compactadas. Un gran espesor de arcilla no será capaz de sacar el fluido a la misma rata en que esta es compactada, debido a sus bajas permeabilidades. Asimismo los cuerpos de arena que están limitados o son adyacentes a capas de arcilla serán también presurizadas.

Actividades tectónicas (cuerpos de sal) pueden también resultar en presiones de poro anormales si el sistema permanece cerrado y no se fractura. Otra fuente de sobre presiones (especialmente en secciones de shales) es la diagénesis de la montmorillonita a illita, debido a que la illita contiene una cantidad mucho menor de agua absorbida que la montmorillonita.

Cuando los esfuerzos efectivos son incrementados, la roca se vuelve más resistente. Esto es causado por un incremento de la fricción entre los granos mientras que el esfuerzo efectivo se incrementa. Si la presión de poro es incrementada dentro de la roca, el esfuerzo efectivo es reducido, y de esta forma la resistencia de la roca es reducida. Es posible pensar que la alta presión de poro separa los granos y de esta forma se disminuye la fricción entre los granos. Finalmente, para estimar la presión de poro, se tiene: Geología regional, sísmica, registros (sónico, resistividad, densidad y gama Ray), Parámetros de perforación y la ecuación modificada de Eaton (1975):¹⁹

$$P_o = \sigma_v - \left[(\sigma_v - P_{no}) \left(\frac{t_{normal}}{t_{observado}} \right)^3 \right] \quad (87)$$

Donde, P_o es la presión de formación, P_{no} es la presión normal de formación y t es el tiempo de transito normal y observado para el cálculo de la presión de poro.

2.3.5 Esfuerzo Efectivo El concepto de esfuerzo efectivo fue introducido para rocas saturadas por Terzaghi, (1923), en trabajos de campo experimentales, donde estableció que¹³:

- ◆ Si los esfuerzos hidrostáticos externos $\sigma_1=\sigma_2=\sigma_3$ y la presión de poro son incrementados en la misma cantidad hay un cambio despreciable en el volumen del material.
- ◆ En la falla de corte no hay un incremento en la resistencia de corte si tanto el esfuerzo normal σ_N y la presión de poro P_o son incrementados en la misma cantidad.

Imaginando una prueba similar a la enchaquetada pero de tal forma que ningún flujo de fluido ocurra hacia o fuera de la muestra de roca. Esta es una condición de no – desagüe; así que la compresión de la muestra (incluyendo el espacio poroso) debido a la carga hidrostática externa, causaran un incremento en la presión de poro³².

La compresión de la muestra y la presión de poro pueden ser calculadas haciendo $\zeta=0$ en las ecuaciones (76) y (77), es decir, no habrá ningún desplazamiento relativo entre el fluido de poro y el sólido durante la prueba. Despejando K en la ecuación (79) se tiene:

$$K = K_{fr} + \frac{C^2}{M} \quad (88)$$

Y utilizando la relación (76) se tendría:

$$K = K_{fr} + \left(\frac{C}{M}\right)(P_o/\varepsilon_v) \quad (89)$$

Al introducir esta expresión para K dentro de la ecuación (77), se tiene:

$$K = \frac{\sigma_p}{\varepsilon_v} = K_{fr} + \left(\frac{C}{M}\right)(P_o/\varepsilon_v) \quad (90)$$

Reorganizando:

$$K_{fr} = \frac{\left(\sigma_p - \frac{C}{M} P_o \right)}{\varepsilon_v} \quad (91)$$

Finalmente la ecuación (91) muestra que si se usa el esfuerzo efectivo σ'_p , definido como:

$$\sigma'_p = \sigma_p - \alpha P_o \quad (92)$$

En lugar del esfuerzo total σ_p cuando se grafica la curva esfuerzo – deformación, el modulo resultante será K_{fr} , es decir, el mismo que el de la prueba drenada. Físicamente esto significa que el armazón sólido lleva la parte σ'_p del esfuerzo externo total σ_p , mientras que la parte remanente αP_o es llevada por el fluido. La restante presión de poro, $(1-\alpha)P_o$ es contrarrestada por esfuerzos internos en el sólido. Se concluye que la constante poroelástica de Biot (α) puede ser dada también como:

$$\alpha = \frac{C}{M} = 1 - \frac{K_{fr}}{K_s} \quad (93)$$

2.3.6 Tensor de esfuerzos efectivos El comportamiento mecánico de la roca no está gobernado por el esfuerzo total, sino por el esfuerzo efectivo²³:

$$\sigma' = \sigma + \alpha P_o \quad (94)$$

En forma tensorial:

$$\begin{pmatrix} \sigma'_x & \tau'_{xy} & \tau'_{xz} \\ \tau'_{yx} & \sigma'_y & \tau'_{yz} \\ \tau'_{zx} & \tau'_{zy} & \sigma'_z \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{pmatrix} - \alpha \begin{pmatrix} P_o & 0 & 0 \\ 0 & P_o & 0 \\ 0 & 0 & P_o \end{pmatrix}$$

Como P_o es un escalar (igual en todas las direcciones) solo afectará el esfuerzo total. Al introducir el concepto de la presión de poro en el círculo de Mohr; se verá la representación del esfuerzo efectivo y del esfuerzo total (figura 23).

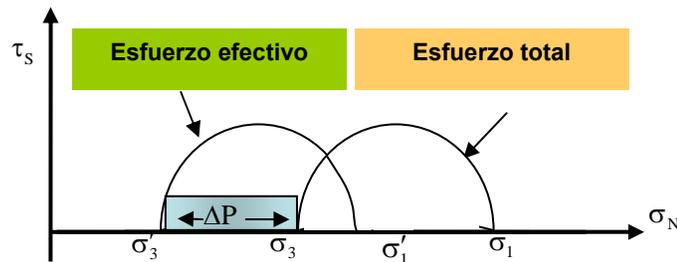


Figura 23. Representación: esfuerzo efectivo y esfuerzo total. Fuente: Osorio 2003.

2.4 RELACION ESFUERZO – DEFORMACIÓN

2.4.1 Ecuaciones constitutivas La forma en la cual los esfuerzos y las deformaciones están relacionados en un material bajo carga es descrito por su comportamiento constitutivo. La elasticidad representa el comportamiento constitutivo más común para los materiales rocosos³².

Los conceptos de esfuerzo y deformación deben ser integrados para brindar una forma de caracterizar las condiciones mecánicas de una roca bajo una situación particular. Esta relación esfuerzo-deformación esta influenciada por:

- ◆ Composición y litología de la roca.
- ◆ Grados de cementación y de alteración.
- ◆ Tipo de material cementante.
- ◆ Cantidad y tipos de fluidos en el espacio poroso.
- ◆ Compresibilidad de los fluidos y de la matriz de la roca.
- ◆ Porosidad y permeabilidad.
- ◆ Presión y temperatura del yacimiento.
- ◆ Cambios en el ambiente de sedimentación.

Analizando una roca bajo un estado de esfuerzos tridimensional, se tiene (figura 24):

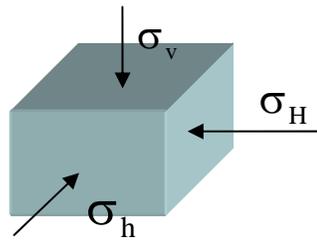


Figura 24. Esfuerzos actuando en una masa de roca.

◆ **Deformación total en la dirección del esfuerzo vertical:**

Deformación causada por σ_v :

$$\varepsilon_{v1} = \frac{\sigma_v}{E} \quad (95)$$

Deformación causada por σ_H :

$$\varepsilon_{v2} = -\nu \cdot \varepsilon_{H1} \quad (96)$$

Deformación causada por σ_h :

$$\varepsilon_{v3} = -\nu \cdot \varepsilon_{h1} \quad (97)$$

Deformación total en la vertical:

$$\varepsilon_{vT} = \varepsilon_{v1} + \varepsilon_{v2} + \varepsilon_{v3} = \frac{\sigma_v}{E} - \nu \varepsilon_{H1} - \nu \varepsilon_{h1} \quad (98)$$

Donde:

$$\varepsilon_{H1} = \frac{\sigma_H}{E} \quad (99)$$

$$\varepsilon_{h1} = \frac{\sigma_h}{E} \quad (100)$$

Así:

$$\varepsilon_{vT} = \frac{1}{E} (\sigma_v - \nu \cdot \sigma_H - \nu \cdot \sigma_h) \quad (101)$$

La ecuación (101) es la deformación vertical en base a los esfuerzos en función de E y ν .

◆ **Deformación total en la dirección del esfuerzo máximo horizontal:**

$$\varepsilon_{HT} = \frac{1}{E}(\sigma_H - \nu \cdot \sigma_V - \nu \cdot \sigma_h) \quad (102)$$

◆ **Deformación total en la dirección del esfuerzo mínimo horizontal:**

$$\varepsilon_{hT} = \frac{1}{E}(\sigma_h - \nu \cdot \sigma_V - \nu \cdot \sigma_H) \quad (103)$$

Las ecuaciones (101), (102) y (103) escritas en términos de X, Y y Z son:

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E}[\sigma_x - \nu(\sigma_y + \sigma_z)] \quad (104)$$

$$\varepsilon_y = \frac{1}{E}[\sigma_y - \nu(\sigma_x + \sigma_z)] \quad (105)$$

$$\varepsilon_z = \frac{1}{E}[\sigma_z - \nu(\sigma_x + \sigma_y)] \quad (106)$$

Adicionalmente se tiene:

$$\tau_{xy} = G \cdot \gamma_{xy} \Rightarrow \gamma_{xy} = \frac{1}{G} \cdot \tau_{xy} \quad (107)$$

$$\tau_{xz} = G \cdot \gamma_{xz} \Rightarrow \gamma_{xz} = \frac{1}{G} \cdot \tau_{xz} \quad (108)$$

$$\tau_{yz} = G \cdot \gamma_{yz} \Rightarrow \gamma_{yz} = \frac{1}{G} \cdot \tau_{yz} \quad (109)$$

Las ecuaciones constitutivas (104) a (109) en 3D (deformaciones normales contra Esfuerzos) pueden ser expresadas en una forma alternativa en la que los esfuerzos estén en términos de las deformaciones, es decir:

$$\sigma_x = (\lambda + 2G)\varepsilon_x + \lambda\varepsilon_y + \lambda\varepsilon_z \quad (110)$$

$$\sigma_y = \lambda\varepsilon_x + (\lambda + 2G)\varepsilon_y + \lambda\varepsilon_z \quad (111)$$

$$\sigma_z = \lambda\varepsilon_x + \lambda\varepsilon_y + (\lambda + 2G)\varepsilon_z \quad (112)$$

$$\tau_{xy} = 2G\Gamma_{xy} \quad (113)$$

$$\tau_{xz} = 2G\Gamma_{xz} \quad (114)$$

$$\tau_{yz} = 2G\Gamma_{yz} \quad (115)$$

Los coeficientes λ (parámetro de Lamé) y G (módulo de rigidez o cizalladura) son módulos elásticos, donde G es una medición de la resistencia de la muestra contra la deformación de cizalladura.

A partir de las ecuaciones (110) a (115) se plantearon las siguientes relaciones donde los esfuerzos son uniaxiales, es decir:

$$\sigma_z = \sigma_y = \tau_{xy} = \tau_{xz} = \tau_{yz} = 0 \quad (116)$$

$$E = \frac{\sigma_x}{\varepsilon_x} = G \frac{3\lambda + 2G}{\lambda + G} \quad (117)$$

$$\nu = \frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} = \frac{\lambda}{2(\lambda + G)} \quad (118)$$

Puede ser visto que cuando dos de los módulos E , ν , λ , G y K son definidos, los restantes son fijados por la equivalencia entre módulos elásticos.

Como se definió anteriormente. La deformación E_x está dada por:

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} [\sigma_x - \nu(\sigma_y + \sigma_z)] \quad (119)$$

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} [(1 + \nu)\sigma_x - \nu(\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z)] \quad (120)$$

Similarmente:

$$\varepsilon_y = \frac{1}{E} [(1 + \nu)\sigma_y - \nu(\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z)] \quad (121)$$

$$\varepsilon_z = \frac{1}{E} [(1 + \nu)\sigma_z - \nu(\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z)] \quad (122)$$

Sumando

$$\varepsilon = \varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z = 3 \frac{(1 - 2\nu)}{E} \cdot \frac{(\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z)}{3} = 3 \frac{(1 - 2\nu)}{E} \cdot \bar{\sigma} \quad (123)$$

Donde ε es la deformación total en las direcciones X, Y y Z en términos de los módulos elásticos.

2.4.2 Esfuerzos alrededor del pozo Cuando un pozo es perforado en una formación particular un material sólido bajo esfuerzos es removido y remplazado por un fluido bajo presión. Como la presión del fluido del pozo normalmente no se ajusta exactamente a los esfuerzos removidos aplicados sobre el sólido removido, habrá una alteración en el estado de esfuerzos de la formación alrededor del pozo. Esta alteración conducirá a una desviación con respecto a los esfuerzos in-situ que producirán una falla en la formación con sus consecuentes problemas operacionales^{23,10,63}.

Hasta ahora se han considerado los esfuerzos en una roca como uniformes e iguales a los esfuerzos externos actuando en la superficie de la muestra; pero debido a la geometría los esfuerzos en la roca alrededor del pozo estarán en función de la posición en relación del pozo.

🚧 Componentes de los esfuerzos y equilibrio en el sistema de coordenadas cartesianas Para que un cuerpo bajo esfuerzos permanezca en equilibrio, es requerido que todas las fuerzas actuando en el cuerpo se cancelen. Esta condición conlleva a un conjunto de requerimientos simétricos para el tensor de esfuerzos, y de esa manera el calculo de los gradientes de esfuerzos (figura 25)

Para una función continua y diferenciable de X, Y y Z se tiene:

$$f(x + \Delta x) \cong f(x) + \frac{\partial f}{\partial x} \Delta x \quad (124)$$

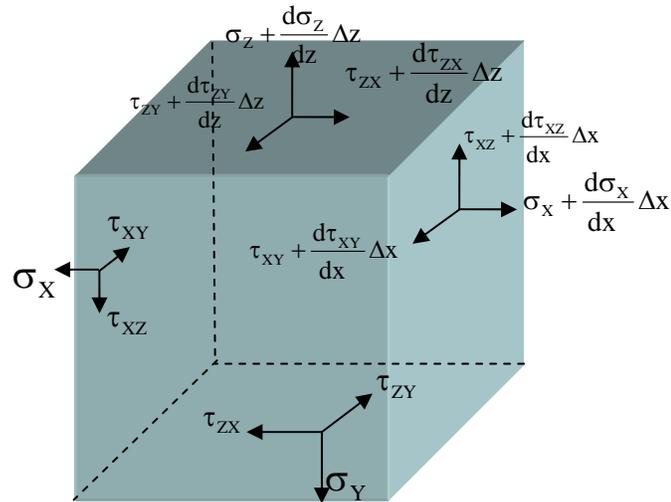


Figura 25. Tensor de esfuerzos en 3D. Fuente: Osorio 2003.

Las fuerzas actuando en el paralelepípedo en la dirección X son:

Fuerzas normales:

$$-\sigma_x \Delta y \Delta z + \left(\sigma_x + \frac{\partial \sigma_x}{\partial x} \Delta x \right) \Delta y \Delta z \quad (125)$$

Fuerzas de corte:

$$-\tau_{yx} \Delta x \Delta z + \left(\tau_{yx} + \frac{\partial \tau_{yx}}{\partial y} \Delta y \right) \Delta x \Delta z \quad (126)$$

$$-\tau_{zx} \Delta y \Delta x + \left(\tau_{zx} + \frac{\partial \tau_{zx}}{\partial z} \Delta z \right) \Delta y \Delta x \quad (127)$$

Fuerzas de cuerpo:

$$\rho \cdot g_x \cdot \Delta x \Delta y \Delta z \quad (128)$$

Sumando las ecuaciones (125) a (128) y dividiendo por $\Delta_x \Delta_y \Delta_z$ se define el requerimiento para que las fuerzas en la dirección X se cancelen:

$$\frac{\partial \sigma_x}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yx}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zx}}{\partial z} + \rho \cdot g_x = 0 \text{ En la dirección X} \quad (129)$$

Siguiendo un análisis similar, se efectúa un balance de fuerzas en Y y Z:

$$\frac{\partial \sigma_y}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{zy}}{\partial z} + \rho \cdot g_y = 0 \text{ En la dirección Y} \quad (130)$$

$$\frac{\partial \sigma_z}{\partial z} + \frac{\partial \tau_{xz}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yz}}{\partial y} + \rho \cdot g_z = 0 \text{ En la dirección Z} \quad (131)$$

Las ecuaciones (129), (130) y (131) son las ecuaciones de equilibrio en función de los esfuerzos.

✚ Esfuerzos y deformaciones en coordenadas cilíndricas Los esfuerzos en el punto P cuyas coordenadas cilíndricas son (r, θ, z) (figura 26) son denotados como $\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z, \tau_{r\theta}, \tau_{rz}, \tau_{\theta z}$; donde σ_r es llamado el esfuerzo radial, σ_θ el esfuerzo tangencial y σ_z el esfuerzo axial. Los esfuerzos se relacionan en coordenadas cartesianas como:^{11,23}

$$\sigma_r = \sigma_x \cos^2 \theta + \sigma_y \sin^2 \theta + 2\tau_{xy} \sin \theta \cos \theta \quad (132)$$

$$\sigma_\theta = \sigma_x \sin^2 \theta + \sigma_y \cos^2 \theta - 2\tau_{xy} \sin \theta \cos \theta \quad (133)$$

$$\sigma_z = \sigma_z \quad (134)$$

$$\tau_{r\theta} = (\sigma_y - \sigma_x) \sin \theta \cos \theta + \tau_{xy} (\cos^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (135)$$

$$\tau_{rz} = \tau_{xy} \cos \theta + \tau_{xy} \sin \theta \quad (136)$$

$$\tau_{\theta z} = \tau_{yz} \cos \theta - \tau_{xz} \sin \theta \quad (137)$$

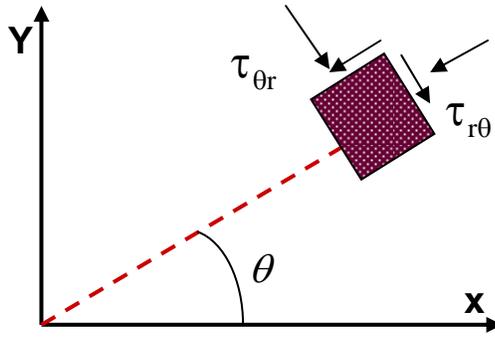


Figura 26. Esfuerzos en coordenadas cilíndricas. Fuente: Fjaer 1996.

Las deformaciones en coordenadas cilíndricas se denotan como: ε_r , ε_θ , $\Gamma_{r\theta}$, Γ_{rz} y $\Gamma_{\theta z}$ si el desplazamiento en la dirección 'r' es denotado como 'u', en la dirección 'theta' como 'v' y en la dirección Z como 'w', las deformaciones son:

$$\varepsilon_r = \frac{\partial u}{\partial r} \quad (138)$$

$$\varepsilon_\theta = \frac{1}{r} \left(u + \frac{\partial v}{\partial \theta} \right) \quad (139)$$

$$\varepsilon_z = \frac{\partial w}{\partial z} \quad (140)$$

$$\Gamma_{r\theta} = \frac{1}{2r} \left(\frac{\partial u}{\partial \theta} - v \right) + \frac{\partial v}{\partial r} \quad (141)$$

$$\Gamma_{rz} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial w}{\partial r} + \frac{\partial u}{\partial z} \right) \quad (142)$$

Estas ecuaciones se relacionan con las deformaciones en coordenadas cartesianas por:

$$\varepsilon_r = \varepsilon_x \cos^2 \theta + \varepsilon_y \sin^2 \theta + 2\Gamma_{xy} \sin \theta \cos \theta \quad (143)$$

$$\varepsilon_\theta = \varepsilon_x \sin^2 \theta + \varepsilon_y \cos^2 \theta - 2\Gamma_{xy} \sin \theta \cos \theta \quad (144)$$

$$\varepsilon_x = \varepsilon_z \quad (145)$$

$$\Gamma_{r\theta} = (\varepsilon_y - \varepsilon_x) \sin \theta \cos \theta + \Gamma_{xy} (\cos^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (146)$$

$$\Gamma_{rz} = \Gamma_{xy} \cos \theta + \Gamma_{yz} \sin \theta \quad (147)$$

$$\Gamma_{\theta z} = \Gamma_{yz} \cos \theta - \Gamma_{xz} \sin \theta \quad (148)$$

Para un material isotrópico, las relaciones esfuerzo – deformación pueden ser transferidas a coordenadas cilíndricas, como:

$$\sigma_r = (\lambda + 2G)\epsilon_r + \lambda\epsilon_\theta + \lambda\epsilon_z \quad (149)$$

$$\sigma_\theta = \lambda\epsilon_r + (\lambda + 2G)\epsilon_\theta + \lambda\epsilon_z \quad (150)$$

$$\sigma_z = \lambda\epsilon_r + \lambda\epsilon_\theta + (\lambda + 2G)\epsilon_z \quad (151)$$

$$\tau_{r\theta} = 2G\Gamma_{r\theta} \quad (152)$$

$$\tau_{rz} = 2G\Gamma_{rz} \quad (153)$$

$$\tau_{\theta z} = 2G\Gamma_{\theta z} \quad (154)$$

Las ecuaciones de equilibrio en el sistema de coordenadas cilíndricas tenemos:

$$\frac{\partial \sigma_r}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \tau_{\theta r}}{\partial \theta} + \frac{\partial \tau_{zr}}{\partial z} + \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} + \rho R = 0 \quad (155)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial \sigma_\theta}{\partial \theta} + \frac{\partial \tau_{r\theta}}{\partial r} + \frac{\partial \tau_{z\theta}}{\partial z} + \frac{2\tau_{r\theta}}{r} + \rho \theta = 0 \quad (156)$$

$$\frac{\partial \sigma_z}{\partial z} + \frac{\partial \tau_{rz}}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \tau_{\theta z}}{\partial \theta} + \frac{\tau_{rz}}{r} + \rho Z = 0 \quad (157)$$

 **Esfuerzos alrededor del pozo – Solución general elástica lineal** Ahora se estudia un caso donde el pozo es desviado (no vertical) y los esfuerzos horizontales son anisotrópicos (el esfuerzo horizontal no es el mismo en todas las direcciones); además de que la formación es elástica lineal y se comporta como un material sólido homogéneo.

Se asume que los esfuerzos principales in-situ son σ_v (el esfuerzo vertical) paralelo a z' , σ_H (esfuerzo horizontal máximo) paralelo a x' y σ_h (esfuerzo horizontal mínimo)

es paralelo a y' . Pero no hay duda de que en la vecindad de un pozo los esfuerzos son mas convenientemente descritos en un sistema de coordenadas donde el eje Z es paralelo al pozo, el eje Y esta en el plano horizontal, y el eje X es paralelo a la dirección radial del σ_h . (figura 27).

De tal forma que se debe dar una transformación de los esfuerzos in-situ del sistema de coordenadas $(x' y' z')$ a $(x y z)$ por medio de dos operaciones que involucran el azimut del pozo y su inclinación; primero una rotación **a (azimut)** alrededor del eje z' y segundo una rotación **i (inclinación)** alrededor del eje y' .

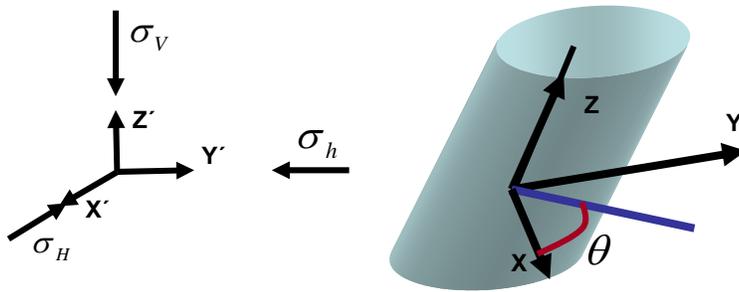


Figura 27. Sistema de coordenadas para un pozo desviado. Fuente: Fjaer 1996.

La anterior transformación se hace al utilizar los cosenos directores. Así los esfuerzos de formación in-situ σ_v , σ_H y σ_h expresados en el sistema de coordenadas (x,y,z) son:

$$\sigma_x = \sigma_H \cos^2 a \cos^2 b + \sigma_h \sin^2 a \cos^2 b + \sigma_v \sin^2 b \quad (158)$$

$$\sigma_y = \sigma_H \sin^2 a + \sigma_h \cos^2 a \quad (159)$$

$$\sigma_z = \sigma_H \cos^2 a \sin^2 b + \sigma_h \sin^2 a \sin^2 b + \sigma_v \cos^2 b \quad (160)$$

$$\tau_{yz} = \frac{1}{2}(\sigma_h - \sigma_H) \sin(2a) \sin b \quad (161)$$

$$\tau_{xz} = \frac{1}{2}(\sigma_H \cos^2 a + \sigma_h \sin^2 a - \sigma_v) \sin(2b) \quad (162)$$

$$\tau_{xy} = \frac{1}{2}(\sigma_h - \sigma_H) \sin(2a) \cos b \quad (163)$$

Donde a es el ángulo que se forma entre X' y X mientras b se forma entre Z' y Z .

De acuerdo con Bradley (1979) la solución completa general para los esfuerzos es:

$$\sigma_r = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) \left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) + \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \left(1 + 3\frac{R^4}{r^4} - 4\frac{R^2}{r^2}\right) \cos 2\theta + \tau_{xy} \left(1 + 3\frac{R^4}{r^4} - 4\frac{R^2}{r^2}\right) \sin 2\theta + p_w \frac{R^2}{r^2} \quad (164)$$

$$\sigma_\theta = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) \left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) - \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \left(1 + 3\frac{R^4}{r^4}\right) \cos 2\theta - \tau_{xy} \left(1 + 3\frac{R^4}{r^4}\right) \sin 2\theta - p_w \frac{R^2}{r^2} \quad (165)$$

$$\sigma_{zz} = \sigma_z - \nu \left[2(\sigma_x - \sigma_y) \frac{R^2}{r^2} \cos 2\theta + 4\tau_{xy} \frac{R^2}{r^2} \sin 2\theta \right] \quad (166)$$

$$\tau_{r\theta} = \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \left(1 - 3\frac{R^4}{r^4} + 2\frac{R^2}{r^2}\right) \sin 2\theta + \tau_{xy} \left(1 - 3\frac{R^4}{r^4} + 2\frac{R^2}{r^2}\right) \cos 2\theta \quad (167)$$

$$\tau_{\theta z} = (-\tau_{xz} \sin \theta + \tau_{yz} \cos \theta) \left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) \quad (168)$$

$$\tau_{rz} = (\tau_{xz} \cos \theta + \tau_{yz} \sin \theta) \left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) \quad (169)$$

Las ecuaciones (164) a (169) son mas complicadas que las ecuaciones (155) a (157) particularmente porque los esfuerzos de corte no son iguales a cero, de tal forma que los esfuerzos σ_r , σ_θ y θ_z no son esfuerzos principales en el caso general cuando el pozo es desviado o cuando los esfuerzos horizontales son anisotrópicos.

Ahora, si se asume que ' R ' es igual a ' r ' en las ecuaciones (164) a (169) se tendría:

$$\sigma_r = P_w \quad (170)$$

$$\sigma_\theta = \sigma_x + \sigma_y - 2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - 4\tau_{xy} \sin 2\theta - P_w \quad (171)$$

$$\sigma_{zz} = \sigma_z - 2\nu(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - 4\tau_{xy} \sin 2\theta \quad (172)$$

$$\tau_{r\theta} = \tau_{rz} = 0 \quad (173)$$

$$\tau_{\theta z} = 2(-\tau_{xz} \sin \theta + \tau_{yz} \cos \theta) \quad (174)$$

Las ecuaciones (170) y (171) están dadas en términos de esfuerzos totales. Si se le resta a estas ecuaciones la presión de poro, se tendrían como esfuerzos efectivos, así:

$$\sigma_r = P_w - P_o \quad (175)$$

$$\sigma_\theta = \sigma_x + \sigma_y - 2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - 4\tau_{xy} \sin 2\theta - P_w - P_o \quad (176)$$

La ecuación (176) es la base para demostrar todas las ecuaciones que serán utilizadas para el cálculo de la magnitud de los esfuerzos. Por lo tanto esta ecuación será retomada en los capítulos siguientes.

2.5 PROPIEDADES MECANICAS A PARTIR DE PRUEBAS DE LABORATORIO

El primer congreso internacional en presiones de rocas y soporte de la tierra fue realizado en 1951 en Liege, Bélgica²¹. En 1966 se creó la sociedad internacional de mecánica de rocas ISRM, la cual bajo sus parámetros se han establecido muchas normas en la industria las cuales han sido un marco de referencia para la estandarización de pruebas de laboratorio y procedimientos operacionales en la industria petrolera, manejo y preparación de pruebas, manipulación de corazones. Un número variado de pruebas de laboratorio se han desarrollado para determinar la resistencia de las formaciones rocosas. El tipo de prueba seleccionada para medir una característica particular de la roca deberá simular lo más cerca posible las condiciones encontradas en el campo.

Ninguna técnica actual es capaz de medir in-situ la resistencia de una roca. Por lo tanto pruebas de laboratorio estándar basadas en corazones pueden proporcionar esos datos; aunque no reflejan exactamente exactamente las propiedades in situ a gran escala, porque estas son influenciadas por diaclasas, fallas, inhomogeneidades, planos de debilidad y otros factores.

Las pruebas de laboratorio usualmente consisten en experimentos simples apropiados para la naturaleza de la roca en el cual importantes cantidades, a menudo esfuerzos y deformaciones, son determinados. Las relaciones generales entre estas cantidades emergen como resultado de hipótesis y de la experiencia. Estas cantidades son luego expresadas en una forma matemática idealizada, sobre la base de que estas pueden ser extendidas para cubrir situaciones mas complicadas que aquellas de los experimentos.

2.5.1 Generalidades Cuando una muestra de roca sólida es sometidos a grandes esfuerzos lo más seguro es que una falla ocurrirá; esa falla dependerá del estado de esfuerzos, del tipo del material y de la geometría de la muestra. También, la historia de los esfuerzos del espécimen puede ser de gran importancia. Una falla debido a fatiga puede ocurrir muy por debajo del nivel de esfuerzos al cual un espécimen fresco falla. Las técnicas sugeridas para determinar la deformabilidad, resistencia y las constantes elásticas son dadas por la ISRM (Sociedad Internacional de Mecánica de Rocas)

Un muestra de prueba típica según los parámetros estándar de la ISRM establece que los especímenes dirigidos para pruebas estándar de mecánica de rocas deben ser rectos, cilindros circulares y con una relación de longitud a diámetro entre 2 y 3. En la figura 28 se observa el efecto de la relación longitud/diámetro en el cálculo de la resistencia a la compresión uniaxial de la roca.

Las propiedades mecánicas a partir de análisis de laboratorio de corazones hace parte de la evaluación integrada ISMS; donde los datos de corazones partir de pruebas de campo y registros son aplicados para evaluar el comportamiento mecánico de la roca in-situ. Es así como los corazones nos proporcionan la posibilidad de las mediciones directas de los parámetros de resistencia y las propiedades elásticas estáticas.

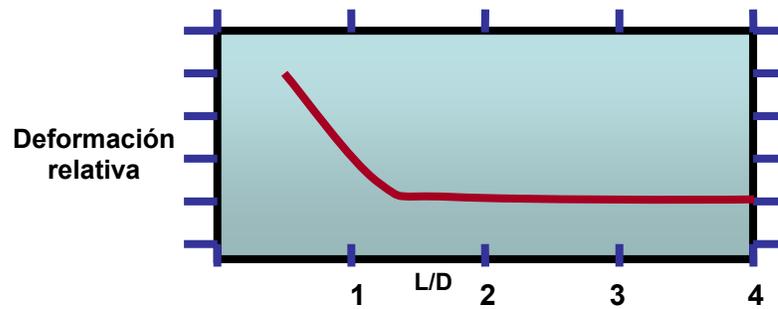


Figura 28. Efecto de la relación longitud/diámetro en el cálculo de la resistencia a la compresión uniaxial de la roca. Fuente: Fjaer 1996.

La humedad puede tener un significativo efecto sobre la deformación de la muestra. Las condiciones de humedad in situ podrían por consiguiente ser preservadas y cambiadas (perdida en humedad) pudiendo ser registradas antes del experimento.

2.5.2 Tipos de pruebas de laboratorio Aunque algunas propiedades del material pueden ser obtenidas a partir de consideraciones básicas de la naturaleza atómica de los materiales, se confían en los experimentos para determinar las propiedades que controlan la deformación y resistencia de la roca. Para estas pruebas de laboratorio (figura 29) es necesario hacer una serie de suposiciones con respecto a la condición ideal de la roca; esto es, que sean homogéneas, continuas, isotrópicas (propiedades no direccionales) y elástica³².

2.5.3 Pruebas de resistencia a la compresión La respuesta mecánica de las rocas se debe conocer al afrontar un problema en el cual se involucran parámetros de deformación bajo carga. Los ensayos de compresión se desarrollan para dar parámetros de resistencia y deformabilidad que de forma teórica se ajusten a un modelo de falla. En el presente estudio se consideran dos tipos de pruebas para calcular la resistencia a la compresión:²³ uniaxial y triaxial.

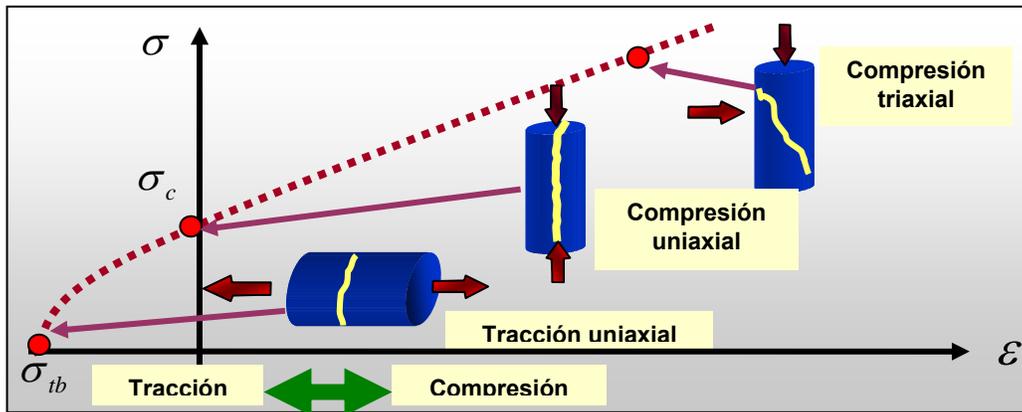


Figura 29. Tipos de pruebas de compresión en rocas. Fuente: Cabrera 2003

✚ **Prueba de compresión uniaxial** La prueba consiste en someter a carga un cilindro recto de muestra de roca con una presión de confinamiento igual a cero hasta que esta falle (figura 30). La prueba es una de las más convenientes y útiles para la determinación de las propiedades de la roca. Actualmente se usan cilindros relativamente largos con una relación entre la longitud, L, y el diámetro, D, el cual varía entre 2 a 3. Obert et. al. (1946) encontró que la resistencia uniaxial de los cilindros de roca varía como:

$$C_o = C_1 [0.778 + 0.222D/L] \quad (177)$$

Donde C_1 es el valor de la resistencia cuando $D/L=1$. Esto indica que la resistencia decrece con el incremento de la longitud en relación al diámetro. El valor del esfuerzo en el momento de la falla es definido como la UCS (Uniaxial Compressive Strength - resistencia a la compresión uniaxial):

$$C_o = \frac{F_{\max}}{A} \quad (178)$$

Cuando una muestra es comprimida entre las placas del marco de prueba ésta tenderá a expandirse lateralmente (efecto Poisson). Por otro lado, las restricciones friccionales en las placas de contacto tienden a prevenir la expansión; por lo tanto no hay un estado de compresión uniaxial cerca al final de los planos. De tal forma que la fricción que se desarrolla en el contacto roca/placa de carga introduce un

estado triaxial de esfuerzos el cual se extiende dentro de la muestra en forma de cono. La única forma racional de evitar el efecto Poisson es usar especímenes de la misma roca de formación como espaciadores entre los platos de acero y la muestra de roca. Los especímenes falsos (tapones) están bajo carga triaxial debiendo ser mas resistentes; así, el fallamiento estará limitado al centro de la muestra de roca (figuras 31).

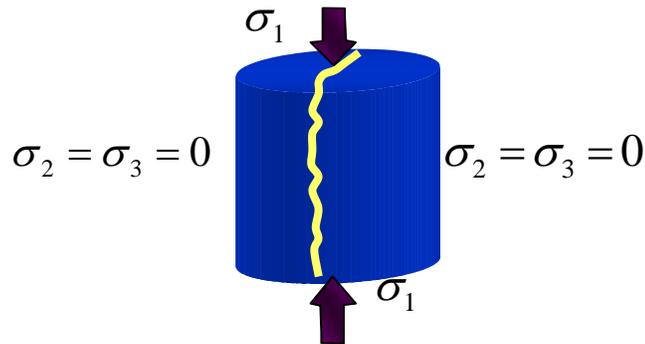


Figura 30. Prueba de compresión sin confinar. Fuente: Cabrera 2003.

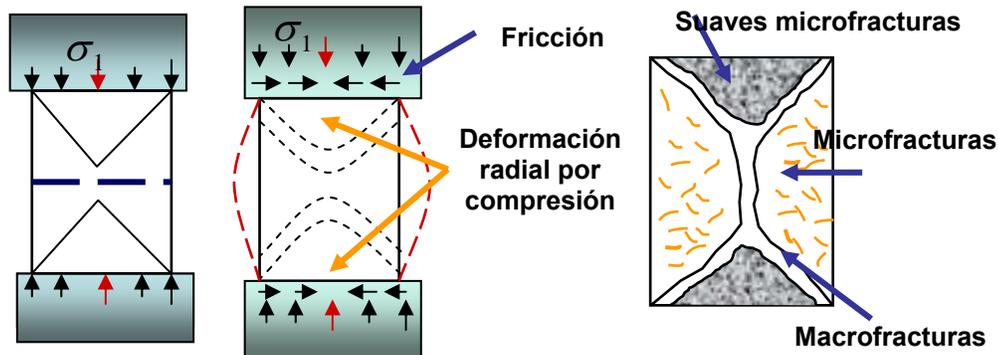


Figura 31. Características de una muestra de roca. Fuente: Fjaer 1996.

Otro factor que influye en el valor de la UCS es la rata de carga en la prueba. La UCS de la roca generalmente se incrementa al incrementar la rata de carga en el momento de la prueba. Por lo tanto el ISMR en pruebas de laboratorio sugiere que la rata de carga se debe mantener dentro del rango: $0.5 \text{ Mpa/s} < \epsilon < 1.0 \text{ Mpa/s}$.

Monitoreando los esfuerzos axiales más las deformaciones axiales y radiales se puede medir:

- La resistencia a la compresión no confinada (UCS)
- Módulo de Young
- Relación de Poisson
- La curva esfuerzo – deformación para esta prueba es a menudo no lineal, lo cual significa que E y ν dependen del nivel de esfuerzo axial. Es común especificar los valores de E y ν en el valor de 50% del pico de esfuerzo

A continuación se muestra un diagrama de esfuerzos contra deformación en una Prueba de Compresión Uniaxial. En la práctica, la región dúctil puede ser muy pequeña. Varios conceptos importantes son definidos en la figura 32.

- Región elástica: si el esfuerzo es retirado el espécimen retornará al estado original.
- Punto de cedencia: es el punto más allá en el cual permanentes cambios ocurrirán. La muestra no retornará a su estado original bajo alivios de esfuerzos.
- UCS (Resistencia Compresiva Uniaxial): Es el esfuerzo pico.
- Región dúctil: Región en la cual la muestra sufre deformación permanente sin perder la habilidad de soportar carga.
- Región frágil: Región en la cual la habilidad de la muestra de soportar esfuerzos decrece rápidamente mientras la deformación es aumentada.

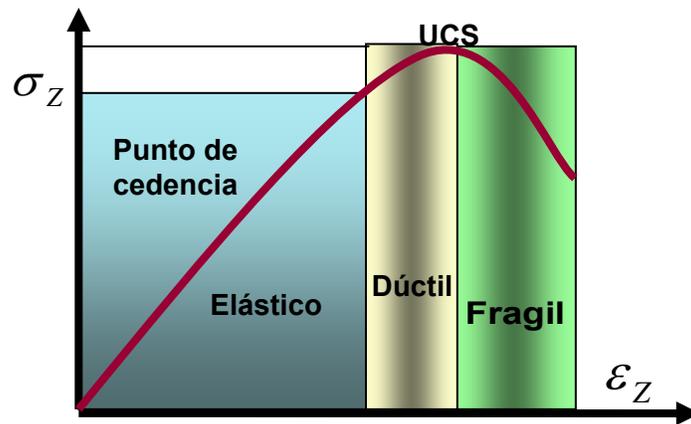


Figura 32. Curva esfuerzo Vs. Deformación en una prueba uniaxial.

✚ **Prueba triaxial** Para llevar a cabo la prueba se utiliza una celda donde va ubicada la muestra entre dos pistones móviles los cuales ejercen presión. La superficie plana del pistón tiene un efecto importante en los resultados de la prueba. Las presiones de poro son medidas con transductores de presión que están conectados a los pistones. Por el monitoreo del descenso de la presión de poro de la muestra tanto en el los pistones de tope y de fondo y además con las mediciones de la rata de flujo es posible medir la permeabilidad como parte de la prueba mecánica de la roca. Figuras 33 y 34.

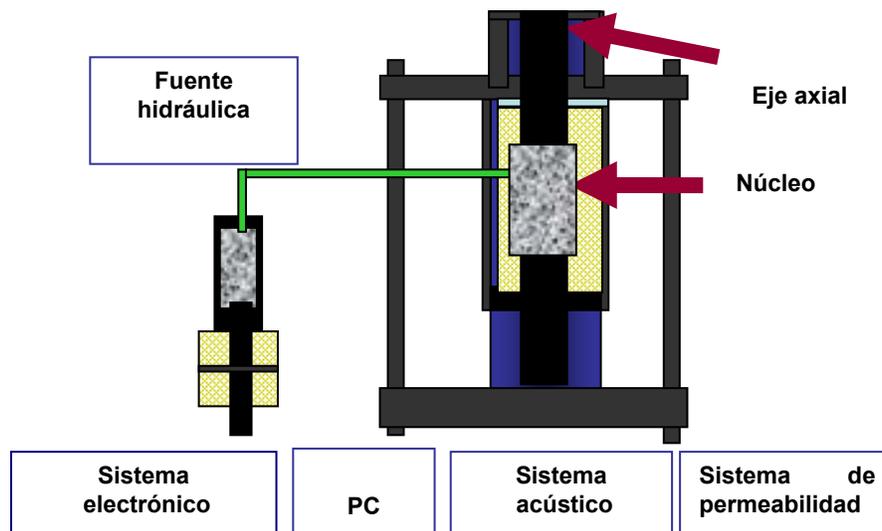


Figura 33. Dibujo esquemático del laboratorio de mecánica de rocas. Fuente: Fjaer 1996.

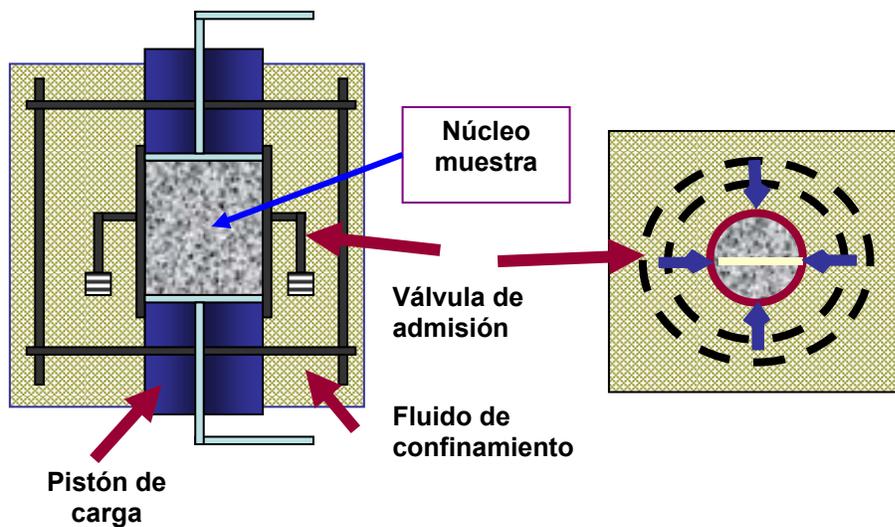


Figura 34. Bosquejo del principio de la celda triaxial. Fuente: Fjaer 1996.

La prueba triaxial es usualmente realizada incrementando la carga axial y de confinamiento simultáneamente hasta que un nivel de esfuerzo hidrostático recomendado es alcanzado. Entonces, la presión de confinamiento es mantenida constante mientras la carga axial se va incrementando hasta que la falla ocurra (figura 35). La carga axial normalmente es aplicada originando una tasa de deformación axial constante.

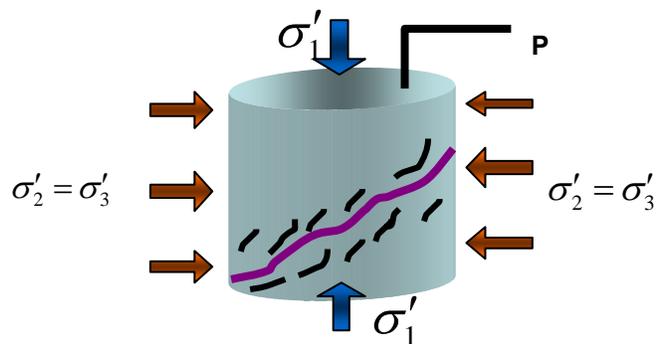


Figura 35. Prueba de compresión triaxial. Fuente: Cabrera 2003.

Este ensayo ha probado ser la prueba mas útil en el estudio de las propiedades mecánicas de la roca en un amplio rango de valores para esfuerzos y para diferentes temperaturas, además puede hacerse tanto en especímenes secos con

presión de poro igual a cero (especímenes drenados), como en especímenes saturados con una presión de poro (especímenes no drenados). Resumiendo se puede decir que una prueba triaxial es la influencia típica de la presión de confinamiento en forma de esfuerzo diferencial (esfuerzo axial menos la presión de confinamiento) versus curvas de deformación axial, como se puede observar en la figura 36 donde se muestran resultados de pruebas triaxiales con varias presiones de confinamiento.

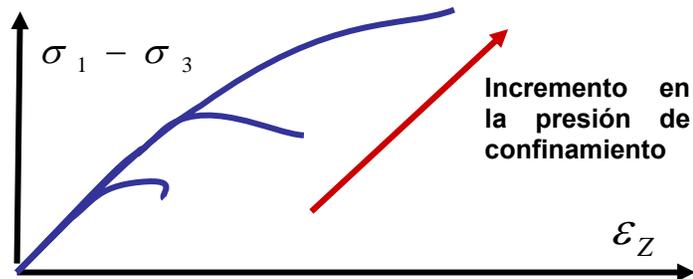


Figura 36. Típica prueba de la presión de confinamiento sobre la forma del esfuerzo diferencial Vs la curva de deformación axial. Fuente: Fjaer 1996.

En general la falla en una prueba triaxial resulta de una fractura de cizalladura simple, plana áspera, inclinada en un ángulo cercano a la dirección del esfuerzo máximo principal, el cual es usualmente paralelo al eje del espécimen. Para caracterizar adecuadamente la muestra la prueba debe ser realizada usando varias presiones de confinamiento. Así como las pruebas hidrostáticas son drenadas y no drenadas estas pruebas también lo son³²:

- ◆ **Prueba drenada** En esta prueba las propiedades elásticas y la resistencia depende de los esfuerzos efectivos. Esta prueba proporciona un mejor control experimental debido a que la presión de poro es mantenida constante a un valor conocido.

- ◆ **Prueba no drenada** La prueba no drenada con mediciones de presión de poro es realizada durante el experimento especialmente con formaciones de muy baja

permeabilidad (shales). Puede ser ventajosa ya que la prueba requiere tiempos de estabilización muy cortos.

Bajo condiciones no hidrostáticas (prueba triaxial) la roca exhibe un comportamiento frágil o dúctil dependiendo de la presión de confinamiento, detalles que pueden ser observados en las figuras 37, 38 y 39:

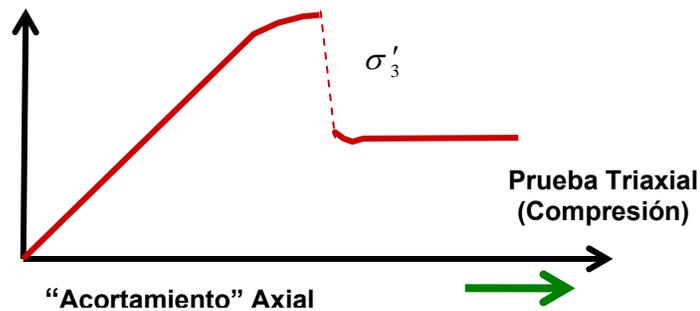


Figura 37. Comportamiento típico frágil, y se mantiene una presión de confinamiento constante. Después que ocurre la falla por cizalladura la deformación axial continúa debido al movimiento a través de la fractura y el incremento de las fracturas secundarias en la zona de fractura principal. Fuente: Osorio 2003

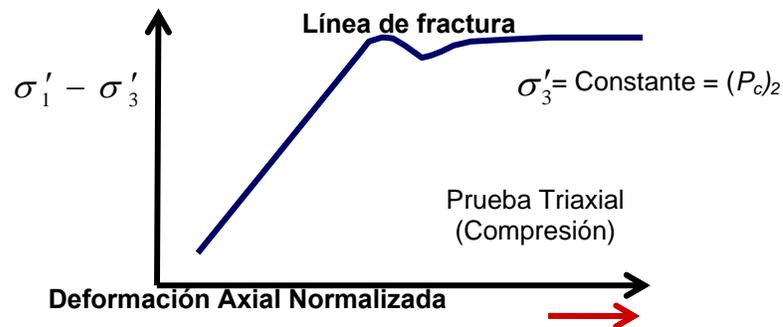


Figura 38. Comportamiento típico cuando la presión de confinamiento esta dentro del rango que caracteriza la transición entre el comportamiento frágil a dúctil. Fuente: Osorio 2003.

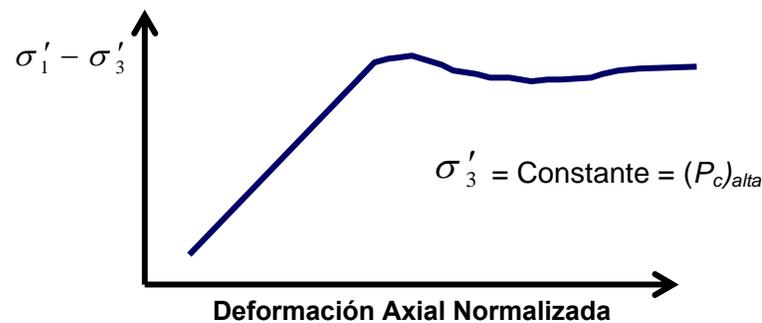


Figura 39. Comportamiento dúctil típico de una roca a cierto nivel de presión de confinamiento. Fuente: Osorio 2003.

2.5.4 Pruebas de resistencia a la tensión Es muy importante conocer la resistencia a la tensión de una roca puesto que la falla a menudo ocurre en este modo. En general, las rocas son mucho más débiles en tensión que en compresión. A pesar de la importancia de la resistencia a la tensión de la roca, en la práctica y su conexión con las teorías de falla, mediciones directas de la resistencia a la tensión son difíciles y comúnmente no son hechas esto debido a los problemas asociados al agarre de la muestra, Como:

- ◆ Se debe agarrar la muestra sin dañar su superficie.
- ◆ La carga debe ser aplicada paralela al eje del espécimen, ya que de otra forma el pandeo puede ocurrir.

La resistencia a la tensión de la roca es más variable y más influenciada por la forma del espécimen que cualquier otra propiedad mecánica de la roca. Pruebas indirectas para determinar la resistencia a la tensión de la roca son más comunes que la prueba de tensión uniaxial, pero sufren del defecto de que ellas involucran esfuerzos no homogéneos.

🚧 **Prueba brasilera** También llamada prueba de tracción indirecta, este ensayo mide el esfuerzo a la tracción de la roca y consiste en la compresión en el punto de soporte de una muestra cilíndrica. Con esta prueba se halla la resistencia a la tensión inducida (T_0). Asumiendo que la roca es homogénea e isotrópica y que la

elasticidad lineal se mantiene, la fractura primaria empezará en tensión desde el centro del espécimen¹³ (figura 40).

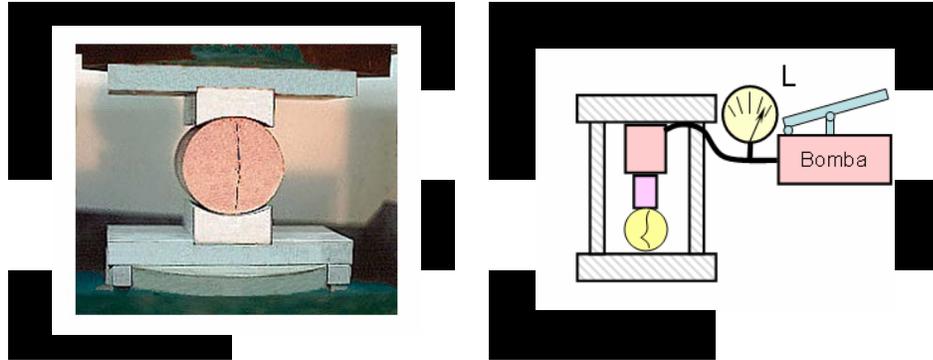


Figura 40. Prueba brasilera. Fuente: Cabrera 2003.

Para realizar la prueba se utiliza una muestra de roca cilíndrica, donde su longitud (L) es igual o más corta a su diámetro (D) y se lleva a cabo aplicando una carga lineal a compresión a través del diámetro. La resistencia a la tensión está dada por la relación de la carga pico (F_c) y el producto del diámetro por la longitud:

$$\tau_0 = 0.636 \frac{F_c}{DL} [\text{MPa}] \quad (179)$$

Donde D y L deben darse en mm. La prueba Brasilera tiende a dar resultados más representativos que aquellos obtenidos a través de las mediciones de la prueba de resistencia a carga puntual (Point Load Test).

✚ **Prueba de punto de carga** Es una prueba donde se aplica carga a una muestra en sentido diametral hasta alcanzar la fractura del material. Usada frecuentemente en Ing Civil. Se utiliza en la clasificación de materiales rocosos y para estimar otros parámetros de esfuerzo como por ejemplo: tracción o compresión uniaxial¹³. El ensayo determina el índice de Resistencia Is en testigos de roca que requieren de poca preparación y que pueden tener formas regulares o irregulares (figura 41).

$$I_s = \frac{F_c}{D_e^2} \quad (180)$$

Donde F_c es la carga necesaria para causar la falla y D_e es el diámetro equivalente del espécimen. Por medio de esta prueba se puede medir de una manera indirecta la resistencia a la tensión, por medio de:

$$I_s = 0.80T_0 \quad (181)$$



Figura 41. Prueba de punto de carga. Fuente: Cabrera 2003.

2.6 CRITERIOS DE FALLA

2.6.1 Círculo de esfuerzos de Mohr El círculo de Mohr fue diseñado para representar las relaciones entre σ_N , τ_s y θ gráficamente. Los círculos de Mohr constituyen un medio gráfico de predicción de los esfuerzos de corte y normal en el momento de la falla, además de determinar la orientación del plano de falla y como herramienta de análisis para el cálculo de las condiciones de falla de la roca. Es a menudo conveniente reorientar el sistema de coordenadas de tal forma que el eje X sea paralelo al primer eje principal (θ_1) y el eje Y paralelo al otro (θ_3), de tal forma que los esfuerzos de corte sean igual a cero en esas direcciones^{32,44}.

En una grafica de esfuerzo de cizalladura contra esfuerzo normal, el círculo centrado en $(1/2)(\sigma_1 + \sigma_3)$ y pasando por σ_1 y σ_3 representan los diferentes esfuerzos actuando en cada plano inclinado en un punto. Por lo tanto los esfuerzos σ_N y τ_s en la dirección θ relativa al eje X (o a la dirección del esfuerzo máximo) son:

$$\sigma_N = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} + \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \cos 2\theta \quad (182)$$

$$\tau_s = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \text{sen} 2\theta \quad (183)$$

Las ecuaciones (182) y (183) habían sido demostradas previamente cuando se analizaron los esfuerzos principales. Ahora, dibujando los correspondientes valores de σ_N y τ_s en un sistema de coordenadas se obtiene el círculo de Mohr (figura 42).

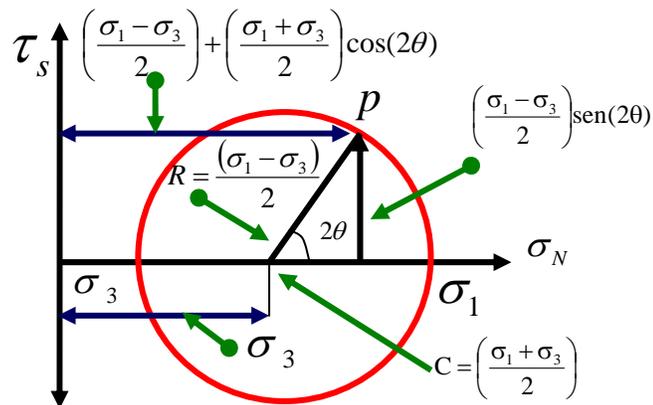


Figura 42. Diagrama del círculo de Mohr. Fuente: Osorio 2003.

Donde las ecuaciones paramétricas del círculo de centro $(x,y)=(C,0)$ están dadas por:

$$x = c + R \cdot \cos(\beta) \quad (184)$$

Análogo a:

$$\sigma_N = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} + \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \cos 2\theta \quad (185)$$

$$y = R \cdot \text{sen}(\beta) \quad (186)$$

Análogo a:

$$\tau_s = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \text{sen}2\theta \quad (187)$$

Características de los círculos de Mohr

- Cualquier coordenada en el círculo representa un plano a través del cual se está interesado conocer el estado de esfuerzos.
- Los esfuerzos principales σ_1 y σ_3 y el esfuerzo máximo de corte (τ_{\max}) son obtenidos inmediatamente después de dibujar el círculo.
- A partir del promedio de los dos esfuerzos principales se ubica el centro para graficar el círculo.
- El máximo esfuerzo de corte está dado a un ángulo θ de 45°
- El ángulo θ se mide en sentido contrario al de las manecillas del reloj en una compresión tomándose como positivo mientras en una tensión el ángulo se mide en el sentido de las manecillas y se toma como negativo.
- Por convención, cualquier campo de esfuerzos que fomente el deslizamiento a lo largo de un plano de fractura, el cual estando orientado favorablemente, será de compresión (figura 43a), o de tensión (figura 43b).
- El esfuerzo al cual falla la roca es una medida de su resistencia, por consiguiente el diámetro del círculo de Mohr representa el esfuerzo diferencial ($\sigma_1 - \sigma_3$) y en la gráfica se ve que a mayor diámetro mayor resistencia del material.

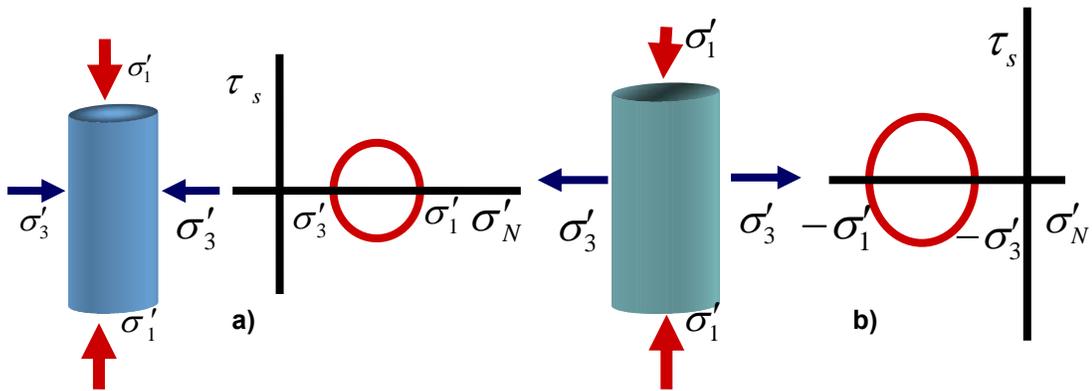


Figura 43. a) Esfuerzo de compresión. b) Esfuerzo de tensión en el círculo de Mohr.
Fuente: Osorio 2003.

2.6.2 Envolvente de Mohr Llamada también “curva de ruptura experimental” y se define como aquella curva en la cual se mide la máxima resistencia (τ) de un material bajo diferentes presiones de confinamiento. La envolvente representa los máximos esfuerzos de corte que pueden ser soportados por el material en el momento de la ruptura. Las coordenadas del punto de contacto conducen al conocimiento del esfuerzo máximo normal y de corte, los cuales pueden actuar bajo condiciones dadas de presión de confinamiento sobre el plano de fractura. La orientación de este plano puede ser encontrada por medio del ángulo θ ¹⁸.

En conclusión, mediante el diagrama de Mohr es posible calcular el esfuerzo de corte correspondiente al punto de ruptura de un material bajo presión confinamiento incremental. Este análisis es estrictamente válido para un material isotrópico, es decir sin planos de debilidad o hendiduras los cuales podrían actuar como planos privilegiados para fracturamiento.

2.6.3 Falla de cizalladura – hipótesis de Mohr La falla de cizalladura ocurre cuando los esfuerzos de corte a lo largo de algún plano en la muestra son muy grandes. Mohr asumió que la falla podría ser descrita por²³:

$$|\tau| = f(\sigma_N) \quad (188)$$

El plano $\tau - \sigma_N$ describe una curva que separa una región segura de una región de falla, como se muestra en la figura 44, donde además también se indican los tres esfuerzos principales y el círculo de Mohr conectándolos en la región segura. La región sombreada contiene todas las posibles combinaciones de τ y σ_N para estos esfuerzos principales.

El círculo de Mohr conectando, por ejemplo σ_1 y σ_2 , proporciona la relación entre los esfuerzos de corte τ y el esfuerzo normal σ_n en los planos normales al plano (σ_1, σ_2) . La falla pura de cizalladura, como es definida por la hipótesis de Mohr, depende solo de los esfuerzos principales máximos y mínimos.

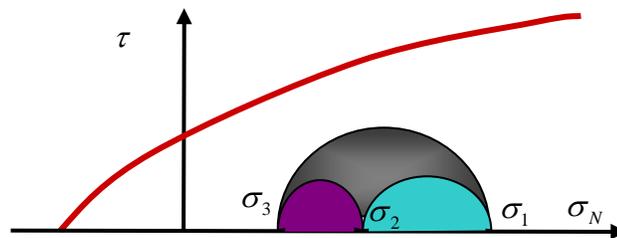


Figura 44. Hipótesis de Mohr. Fuente: Fjaer 1996.

2.6.4 El criterio de Mohr-Coulomb Existen muchos análisis de estabilidad de rocas los cuales han producido diferentes criterios específicos de fallamiento en campos tan variados como la minería e ingeniería civil. Según la teoría de Coulomb las rocas al fallar por cizalladura se comportan de acuerdo a las teorías tradicionales de fricción y cohesión. Este es un modelo que solo usa el esfuerzo efectivo máximo y el esfuerzo efectivo mínimo (representados en el esfuerzo normal y de corte con respecto al plano de falla) para predecir la falla. El modelo de Mohr-Coulomb muestra como la resistencia de la roca a la cizalladura se incrementa en la medida que el esfuerzo compresivo efectivo aumenta.

A partir de una observación experimental donde se determino la fuerza necesaria para desplazar la parte superior de la caja en la figura 45 para varios valores de σ_N , se llego a la siguiente formula:

$$|\tau| = S_0 + \mu\sigma_N \quad (189)$$

Donde S_0 es la cohesión, el cual es una medida de la cementación o adherencia entre las partículas de la formación y se utiliza para representar la resistencia al corte producido por la cementación; mientras que μ es el coeficiente de fricción interna, el cual depende de varios factores (Bilz 1995) como el tamaño, forma y distribución de los granos.

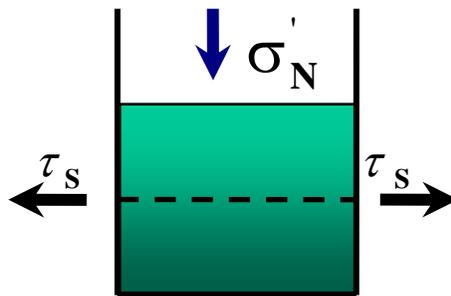


Figura 45. Relación del esfuerzo normal Vs el esfuerzo de corte. Fuente: Osorio 2003.

La ecuación (189) quiere decir físicamente que la falla por cizalladura ocurre cuando el esfuerzo de cizalladura aplicado menos la resistencia friccional asociada al esfuerzo normal en el plano de falla se vuelve igual a una constante de la roca (S_0). Al graficar la ecuación (189) se formará una línea de fractura para un material particular, donde se define una región de estabilidad en la cual la configuración de esfuerzos en el material no permite que ocurra fallamiento (figura 46).

Donde μ es la pendiente de la línea recta y es definida por $\tan \phi = \mu$ y S_0 es el punto de corte con la ordenada τ como se observa en la figura 47, donde además se

muestra el ángulo 2β el cual da la posición del punto de coincidencia del círculo de Mohr y la línea de falla.

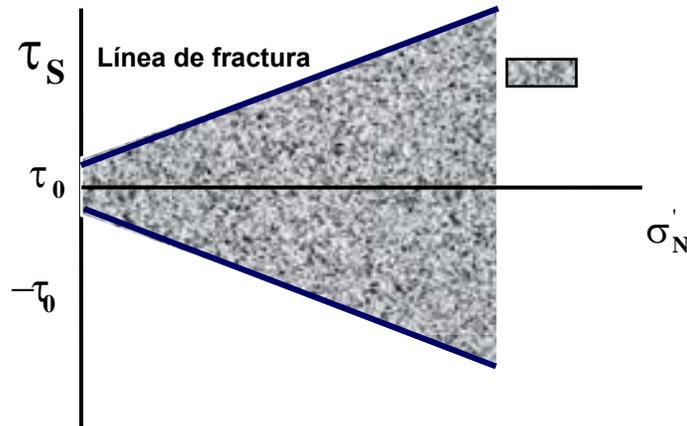


Figura 46. Diagrama esfuerzo de corte Vs esfuerzo normal. Fuente: Osorio 2003.

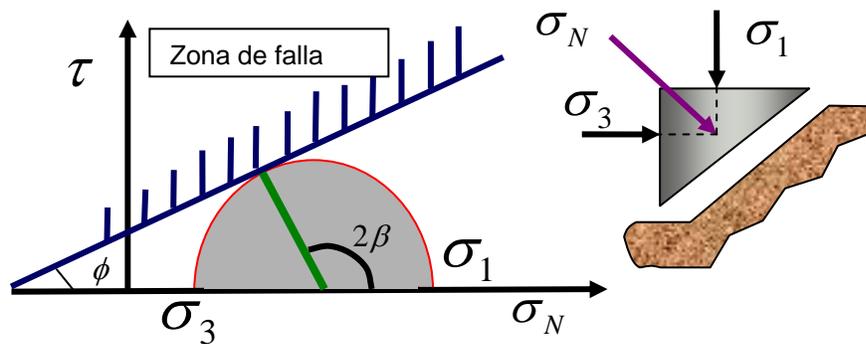


Figura 47. Diagrama del criterio de Mohr- Coulomb donde además se muestra el círculo de Mohr correspondiente a un estado de esfuerzos crítico. Fuente: Cabrera 2003.

En el punto de intersección (figura48) se definen los esfuerzos de corte y normal de la siguiente manera:

$$|\tau| = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{sen } 2\beta \quad (190)$$

$$\sigma = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{cos } 2\beta \quad (191)$$

Los parámetros β y ϕ están relacionados en el punto de intersección, como:

$$\beta = \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \quad (192)$$

La variación del ángulo ϕ está entre 0 a 90° y en la práctica normalmente está centrado alrededor de los 30°, por lo tanto el valor β en el cual ocurre la fractura de cizalladura varía entre 45 y 90° y da la orientación del plano de falla el cual está inclinado a un ángulo menor de 45° con respecto a la dirección de σ_1 . La figura 49 muestra las posibles variaciones de los planos de falla para una roca.

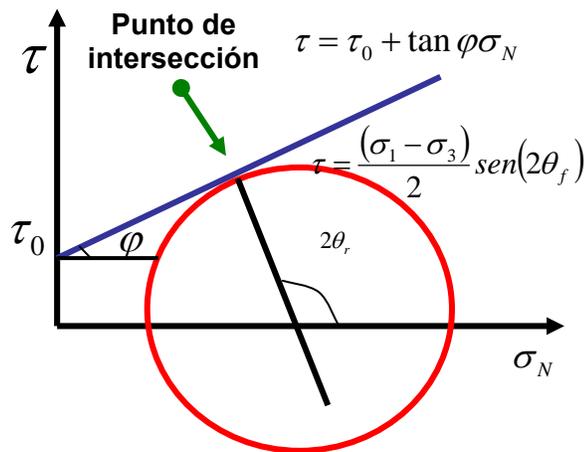


Figura 48. Orientación de la fractura de cizalladura. Fuente: Osorio 2003.

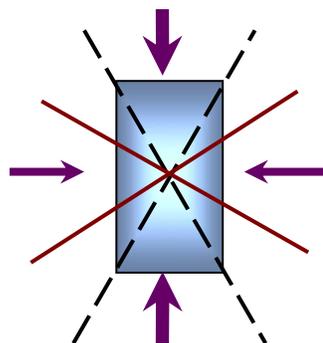


Figura 49. Máxima inclinación de los planos de falla de acuerdo al criterio de Mohr-Coulomb. Fuente: Fjaer 1996.

Donde la línea continua es la máxima inclinación del plano de falla de acuerdo al criterio de Mohr- Coulomb y la línea punteada corresponde a un ángulo de fricción de 30°. Algo muy importante para notar es que la orientación del plano de falla es independiente de los esfuerzos de confinamiento.

A partir del criterio de falla de Mohr-Coulomb, ecuación (189) y remplazando el esfuerzo de cizalladura y el esfuerzo normal al plano de falla en términos de los esfuerzos principales máximos y mínimos se tiene:

$$\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{sen}2\beta = S_0 + \mu \left[\frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{cos}2\beta \right] \quad (193)$$

Remplazando el coeficiente de fricción interna μ por su valor $\tan\phi$ y el valor de β por $\pi/4+\phi$ se tiene:

$$\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{cos}\phi = S_0 + \frac{1}{2}\tan\phi(\sigma_1 + \sigma_3) - \frac{1}{2}\tan\phi\text{sen}\phi(\sigma_1 - \sigma_3) \quad (194)$$

Multiplicando por $2\text{cos}\phi$ y reorganizando:

$$(\sigma_1 - \sigma_3)\text{cos}^2\phi = 2S_0\text{cos}\phi + \text{sen}\phi(\sigma_1 + \sigma_3) - \text{sen}^2\phi(\sigma_1 - \sigma_3) \quad (195)$$

Luego:

$$(\sigma_1 - \sigma_3)(\text{cos}^2\phi + \text{sen}^2\phi) = 2S_0\text{cos}\phi + (\sigma_1 + \sigma_3)\text{sen}\phi \quad (196)$$

Así:

$$\sigma_1 = 2S_0\text{cos}\phi + \sigma_1\text{sen}\phi + \sigma_3\text{sen}\phi + \sigma_3 \quad (197)$$

$$\sigma_1(1 - \text{sen}\phi) = 2S_0\text{cos}\phi + \sigma_3(1 + \text{sen}\phi) \quad (198)$$

De tal forma que la relación entre los esfuerzos principales en términos de S_0 y ϕ es:

$$\sigma_1 = 2S_0 \frac{\cos \phi}{1 - \text{sen} \phi} + \sigma_3 \frac{1 + \text{sen} \phi}{1 - \text{sen} \phi} \quad (199)$$

Al graficar esta función en el plano (σ_1, σ_3) (figura 50) se tiene:

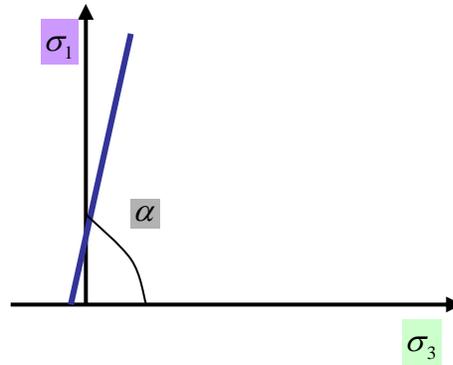


Figura 50. Criterio de Mohr Coulomb en el plano (σ_1, σ_3) . Fuente: Fjaer 1996.

Esta grafica produce una relación lineal donde el ángulo α esta relacionado a ϕ por:

$$\tan \alpha = \frac{1 + \text{sen} \phi}{1 - \text{sen} \phi} \quad (200)$$

Finalmente se puede decir que el criterio de Mohr-Coulomb desprecia el desarrollo de microfisuras y la acumulación gradual de daño antes de la falla; además asume que una fractura de cizalladura principal existe a una resistencia pico (S_0), si las observaciones muestran que este no es siempre el caso (microgrietas, dilatación, fracturas secundarias) y que este criterio implica una dirección de la falla de cizalladura la cual no siempre coincide con las observaciones experimentales.

3. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL PIEDEMONTE LLANERO

Actualmente alrededor del mundo el desarrollo de proyectos de exploración y desarrollo se esta incrementando en zonas “difíciles”, que ofrecen nuevos retos para la industria. Estas zonas (cuencas sedimentarias tectónicamente activas, bajo el punto de vista del análisis de estabilidad) por lo general involucran altos costos de ingeniería para llevar a cabo la producción del campo. En una cuenca activa debido a la interacción que existe entre las placas continentales, los esfuerzos horizontales son mayores que el esfuerzo vertical de sobrecarga. En el área en estudio la zona además de la anterior condición nombrada; presenta fallamiento activo y una configuración estratigráfica muy compleja.^{37,41}

En las cuencas pasivas o regiones extensionales, el máximo esfuerzo in-situ (σ_1) es vertical y es igual al esfuerzo de sobrecarga. Los esfuerzos σ_3 y σ_2 están localizados en el plano horizontal y son iguales o aproximadamente iguales. Este tipo de cuenca es encontrada en la mayoría de los campos del mundo. En general, las cuencas pasivas no acarrear grandes problemas en el momento de la perforación o a través de la producción del campo en relación a las cuencas activas.

En el presente capítulo se da una descripción geológica detallada de lo que es la cuenca del Piedemonte Llanero (campos Cusiana y Cupiagua), con el fin de poder conocer a fondo su estructura y su comportamiento al momento de perforar un pozo.

3.1 LOCALIZACIÓN

La cuenca de los llanos orientales es una cuenca asimétrica, localizada al este de los andes y hace parte de las cuencas Subandinas de antepaís, como se puede observar en la figura 51.

La cuenca se orienta en dirección Suroeste-Noreste y se extiende unos 100 kilómetros al norte y sur del pueblo de Yopal (Casanare), hasta Venezuela y esta separada de la cuenca de Barinas por el arco de Santa Barbara y hacia el sur se encuentra separada de la cuenca del putumayo por el arco de la macarena-Guaviare. La cuenca se encuentra limitada al oeste por el sistema de fallas de Guaicaramo y al este por el sistema de fallas de Yopal-Borde Ilanero⁵⁴.



Figura 51. Mapa de ubicación de la cuenca del piedemonte llanero. Fuente: Well Review 2001.

3.2 GENERALIDADES DE LA CUENCA

En esta zona particular los esfuerzos in-situ son afectados por la deriva continental y los procesos tectónicos asociados. Las placas continentales se están moviendo sobre el manto terrestre a ratas de hasta 12 cm/año y es lógico pensar que cerca de

áreas de interacción entre placas, nuevas fallas puedan ser creadas o reactivadas lo que causa en general una mayor redistribución de los esfuerzos en la zona⁴⁷. Figura 52

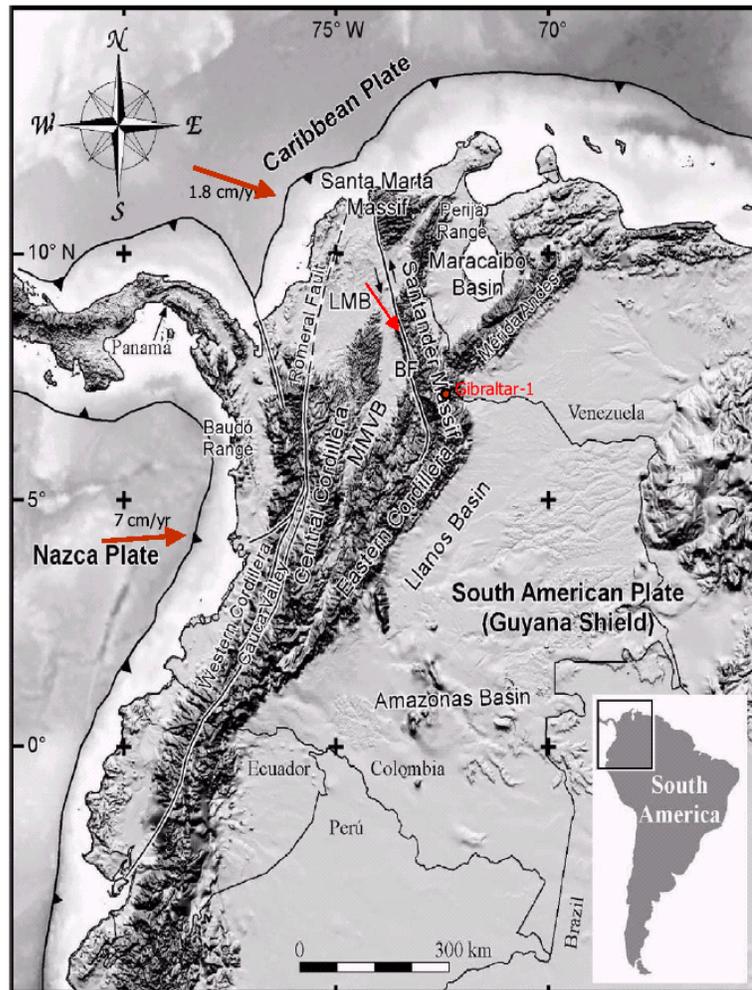


Figura 52. Esquema tectónico regional del Nor-occidente de Suramérica. Fuente: Reporte final pozo 1, Gibraltar 2002.

La zona del piedemonte llanero ubicada en las estribaciones orientales de la cordillera oriental contiene una gran cantidad de reservas de hidrocarburos encontradas principalmente en yacimientos de areniscas cuarzosas compactadas. La estratigrafía del área involucra formaciones que van desde el Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico con muchas discordancias regionales debido a la gran actividad geológica de la zona. Las rocas más antiguas perforadas en el área son las arcillolitas del Ordovícico, luego encontramos de manera discordante la

secuencia cretácea (Formaciones Une, Gachetá y el grupo Guadalupe), la secuencia terciaria (Formaciones Barco, Los Cuervos, Mirador, Carbonera, León, Guayabo y Necesidad).^{22,47}

Las principales formaciones acumuladoras de hidrocarburos del área del piedemonte se encuentran en las arenas del Grupo Guadalupe y las formaciones Barco y Mirador. El entendimiento de la geometría estructural permite establecer que la evolución de estos campos ha sido a través de diferentes etapas de deformación.

3.3 ESTRATIGRAFÍA

En la cuenca de los llanos orientales se encuentra varias nomenclaturas estratigráficas que han sido utilizadas por diferentes autores y empresas, para lo cual a continuación se presenta en la tabla 2 donde se relacionan todas las nomenclaturas utilizadas en la cuenca.

La estratigrafía del área son rocas del Paleozoico, Cretáceo y Terciario con presencia de múltiples discordancias regionales figura 53. Las rocas más antiguas perforadas en el área son las arcillolitas del Ordovícico sobre las cuales yace de manera discordante la secuencia Cretácea, iniciada con la formación Une (Albiano – Aptiano - Cenomaniano), seguida de la formación Gachetá (Turoniano-Conoaciano-Santoniano) y el Grupo Guadalupe (Campaniano - Maastrichtiano). La secuencia Terciaria esta dada por las formaciones Barco y Los Cuervos (Paleoceno), Mirador (Eoceno), el Grupo Carbonera y formación León (Oligoceno-Mioceno), la formación Guayabo (Mioceno-Pleistoceno) y los depósitos mas recientes de la formación Necesidad²².

El entendimiento de las secuencias estratigráficas y sus efectos sobre la deformación y el estilo estructural y de los mecanismos que gobiernan su deformación han ayudado al mejor entendimiento de la estructuración del Piedemonte Llanero. La presencia de una secuencia cíclica conformada por

intercalaciones de formaciones predominantemente arenosas y formaciones arcillosas hace que la estratigrafía se deforme siguiendo algunos patrones básicos que se evidencian a lo largo de la cuenca. Los despegue principales de las fallas se presentan en las formaciones principalmente arcillosas como son las arcillolitas del Ordovícico, la formación Gachetá, los miembros arcillosos del Grupo Carbonera y la formación León. Estas formaciones también actúan como sellos siendo el más importante y regional el miembro C8 del Carbonera²².

Tabla 2 Carta de Correlación Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia. Fuente: Fajardo 2000

ERA	PERIODO	EPOCA	EDAD	Nomenclaturas Estratigráficas					EN ESTE ESTUDIO	
				PIED. LLAN. INGEMINAS	META ECOPETROL	CASANARE ELF-AQUITAINE	ARAUCA INTERCOL	ARAUCA OCCIDENTAL		
CENOZOICO	Q	Pleistoceno								
		Plioceno	Tardío	CORNETA	Fm. NECESIDAD	Fm. GUAYABO	Fm. ISNOTU-PALOMAR	Fm. GUAYABO		Fm. GUAYABO
			Temprano	CAJA	Fm. GUAYABO	Fm. GUAYABO				
		Mioceno	Medio	DIABLO	SHALE LEON	SHALE LEON	SHALE LEON	SHALE LEON		Fm. LEON
			Temprano	SAN FERNANDO	CARBONERA	CARBONERA	CARBONERA	CARBONERA		Fm. CARBONERA
		Oligoceno	Tardío	Fm. MIRADOR	T 2	Fm. MIRADOR	Fm. MIRADOR	Fm. MIRADOR		Fm. MIRADOR
			Temprano	SOCHA / LOS CUERVOS Arcillolitas		Fm. LOS CUERVOS	Fm. LOS CUERVOS			Fm. BARCO LOS CUERVOS
		Eoceno Tardío		SOCHA / BARCO Areniscas		Fm. BARCO	Fm. BARCO			
				Fm. GUADUAS		Fm. GUADALUPE	Fm. GUADALUPE			Fm. GUADALUPE
		Paleoceno	Tardío	Maastrichtiano	Fm. GUADALUPE	Fm. GUADALUPE K1	Fm. GUADALUPE K1	Fm. GUADALUPE K1		Fm. GUADALUPE
Campaniano	Fm. CHIPAQUE			Fm. GACHETA	Fm. GACHETA	Fm. CHIPAQUE		Fm. GACHETA		
Mesozoico	CRETACEO	Santoniano		Areniscas inferiores				Fm. URE		
		Coniaciano	Fm. URE							
Mesozoico	CRETACEO	Turoniano								
		Coniaciano								
Mesozoico	CRETACEO	Albiano								
		Aptiano	Fm. BATA							
Mesozoico	TRIASICO-JURASICO									
			Fm. FARALLONES							
Paleozoico	CAMBRICO-DEVONICO									
			Fm. GUETAME							
Paleozoico	CAMBRICO-DEVONICO									
Precámbrico										
				BASAMENTO CRISTALINO						
				(ESCUDO GUYANES)						

Las principales acumulaciones de hidrocarburos en el área se encuentran en los yacimientos arenosos del Grupo Guadalupe y las formaciones Barco y Mirador. Las areniscas de estas formaciones tienen su aporte al este en el Escudo de la Guyana y por consiguiente son ricas en cuarzo. Esta secuencia de yacimientos se encuentra dentro de dos despegues principales (formación Gachetá y miembros basales del Carbonera C6/C8).

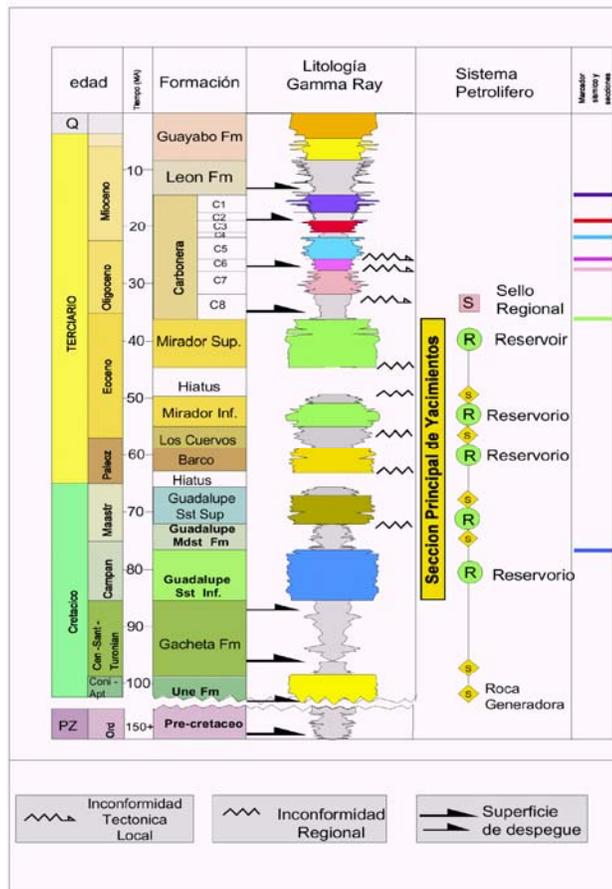


Figura 53. Columna Estratigráfica Generalizada. Fuente: Martínez 2003.

3.3.1 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 Glauconíticas⁵⁴.

La formación UNE corresponde a un episodio basal fluvio-marino, mientras que el límite superior está indicado por el cambio litológico de areniscas masivas a lutitas, debido a un cambio de ambiente de sedimentación, que está definido por un evento de profundización o máxima relación A/S (relación espacio de acomodación contra suministro de sedimento), que representa el principal evento de inundación en la cuenca durante el Cretáceo. 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 54).



Figura 54. Ambiente de depositación de la Formación Une. Fuente: Virgilio 2004

3.3.2 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, shoreface y en menor proporción estuarios (figura 55).

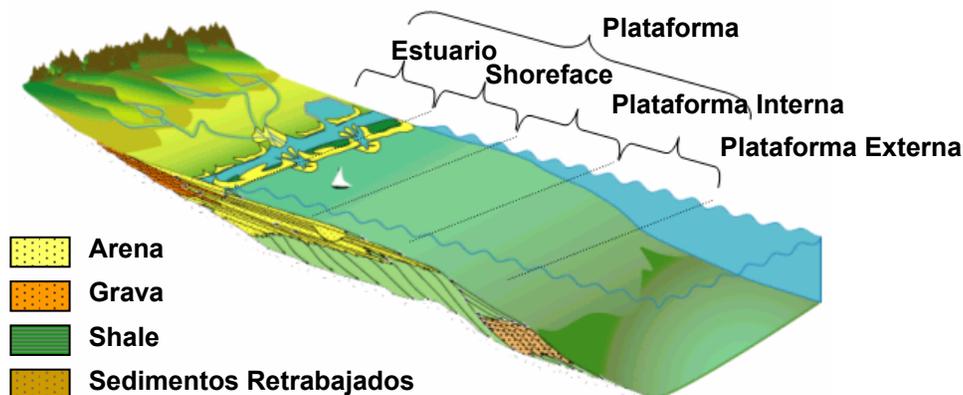


Figura 55. Ambientes de depositación de la F. Gacheta. Fuente: Virgilio 2004.

3.3.3 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 eustáticos⁵⁴. 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 56); 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.

Se definieron cuatro eventos estratigráficos o ciclos de aumento/disminución en la relación espacio de acomodación contra suministro de sedimento - A/S, los cuales se denominan de base a tope G1, G2, G3 y G4.

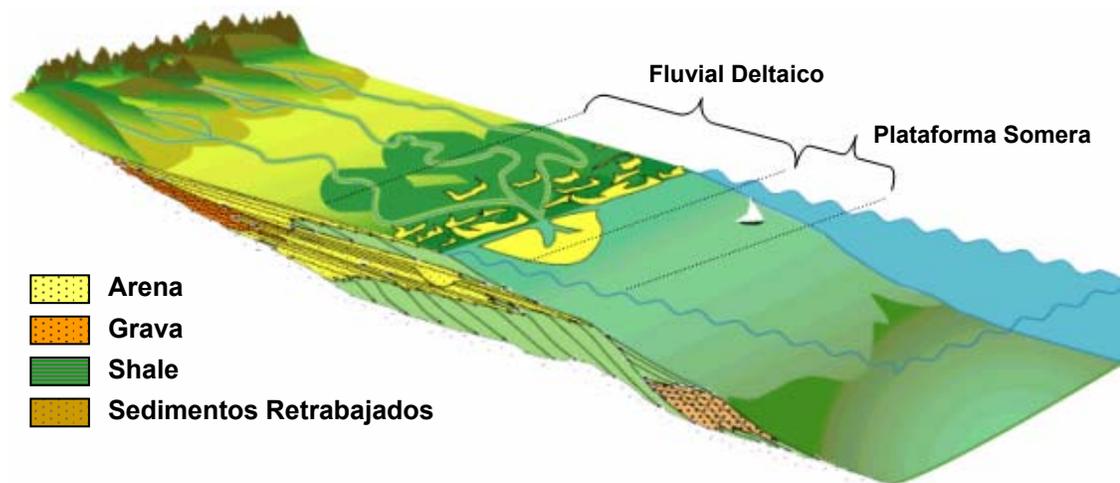


Figura 56. Ambiente de deposición de la formación Guadalupe. Fuente: Virgilio 2004.

Los ciclos G1 y G2 y la porción de aumento en A/S del ciclo G3 están constituidos por areniscas de canales estuarinos intercalados con intervalos heterolíticos (areniscas y lodolitas) de depósitos de rellenos estuarinos (figura 57).

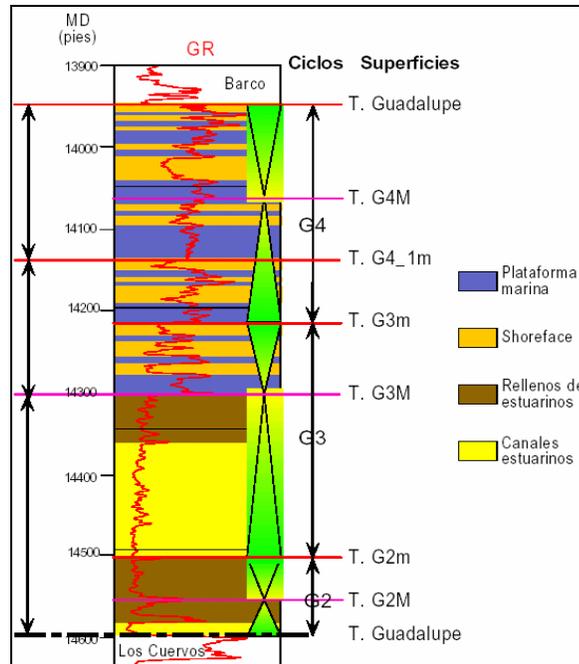


Figura 57. Interpretación Ambiental y Estratigráfica de la Formación Guadalupe en el pozo Cupiagua-A1. Fuente: Soto 2001.

Las areniscas que actúan como roca almacenadora tienen buena continuidad lateral. La relación de disminución en A/S de G3 está constituida por areniscas de shoreface con delgadas intercalaciones de lodolitas de plataforma marina (figura 57). Tanto los intervalos arenosos como los lodosos tienen buena continuidad lateral, por lo tanto las unidades de flujo están intercaladas con intervalos que actúan como barreras verticales al flujo de fluidos. El ciclo G4 está constituido predominantemente por lodolitas de plataforma marina somera con intercalaciones de areniscas de shoreface especialmente hacia la base y tope del ciclo⁵⁴.

3.3.4 Formación Barco La Formación Barco corresponde al Terciario (Paleoceno tardío) y descansa sobre la discordancia que está relacionada con procesos tectónicos (orogénia pre-Andina) y se interpreta un ambiente continental y de

planicie costera (figura 58); se identifican depósitos de canales, depósitos de areniscas progradantes en llanuras costeras o estuarios y depósitos de lodolitas de llanura costera o bahías (figura 59). Se definieron cuatro ciclos o eventos estratigráficos que se denominan de base a tope B1, B2, B3 y B4.

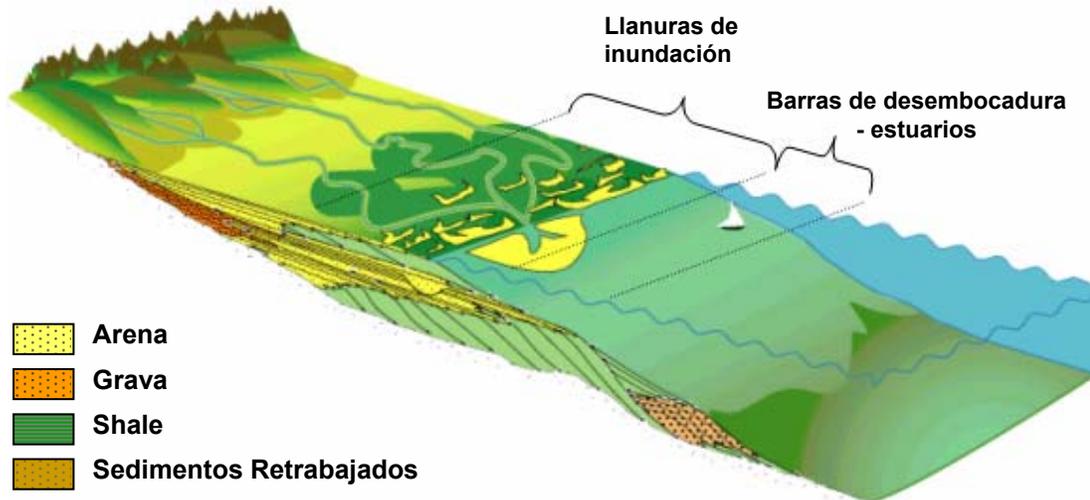


Figura 58. Modelo de ambiente de deposición de la Formación Barco techo. Fuente: Virgilio 2004.

El ciclo basal B-1 esta constituido por areniscas de canales y areniscas progradantes en llanuras costeras o estuarios.

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

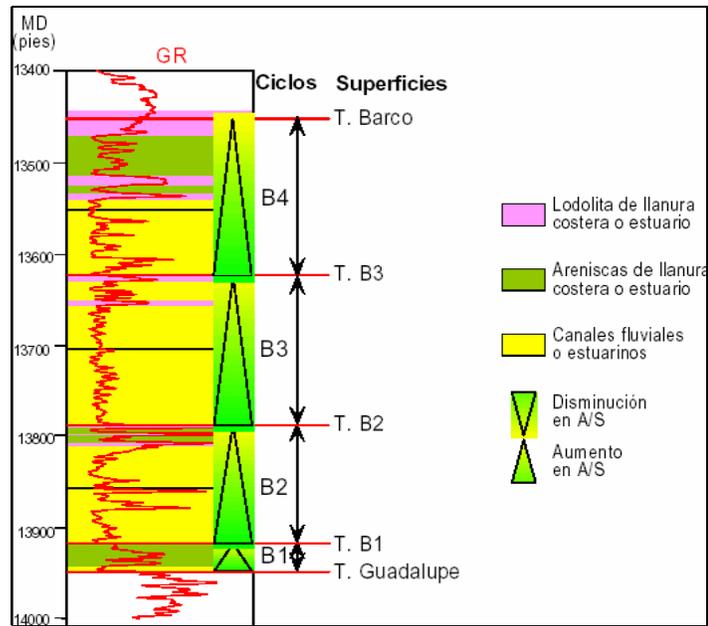


Figura 59. Interpretación Ambiental y Estratigráfica de la Formación Barco en el pozo Cupiagua-A1. Fuente: Soto 2001.

3.3.5 Formación los cuervos La formación los cuervos es de edad Paleoceno tardío y se interpreta como un ambiente de llanura aluvial (figura 60). Constituida por areniscas cuarzosas de color gris separadas por arcillositas grises⁵⁴. Esta formación consiste principalmente de lodositas 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.

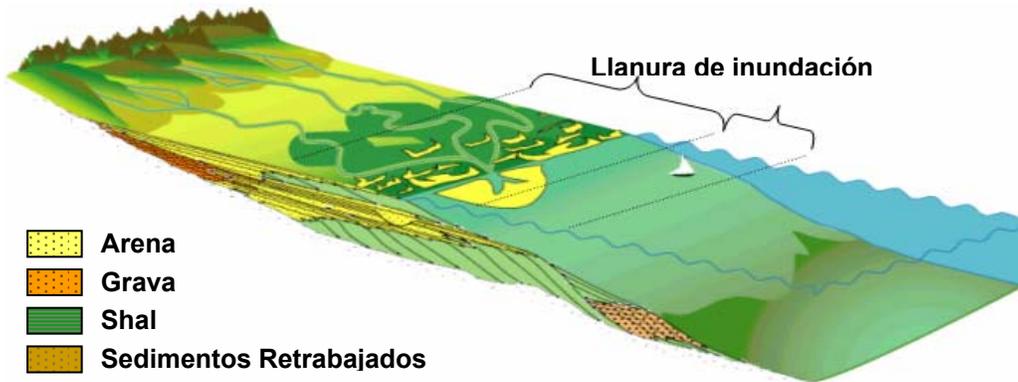


Figura 60. Modelo de depositación de la formación Cuervos. Fuente: Virgilio 2004.

3.3.6 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 (figura 61) donde se identifican depósitos de canales, complejos de crevasse splay o rellenos de lagos y lodolitas de llanura de inundación y su limite basal coincide con una de las principales discordancias (figura 62). 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 62).

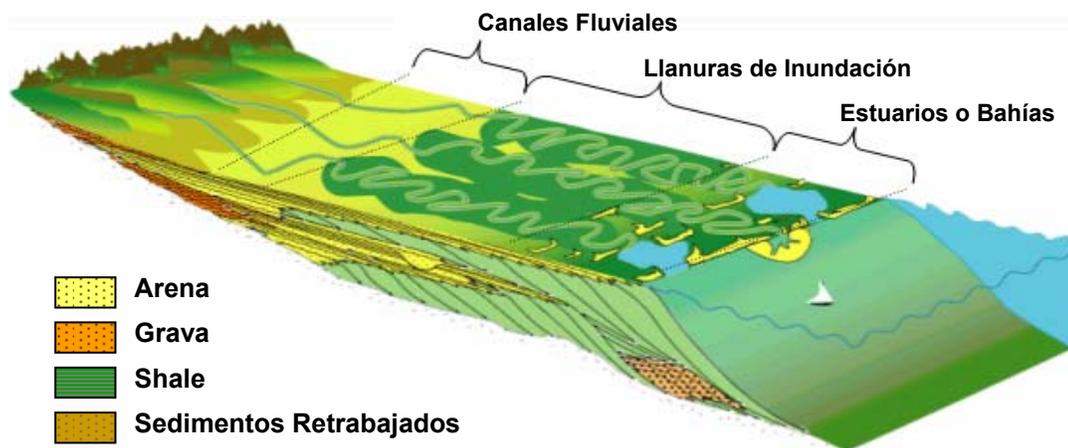


Figura 61. Modelo de ambiente de deposición de la Formación Mirador inferior.

Fuente: Virgilio 2004.

✚ Mirador Inferior El Mirador Inferior está constituido por tres ciclos estratigráficos que contienen facies que se depositaron en un ambiente continental (figura 62), de base a tope ciclos M1, M2 y M3 que están separados por superficies de inconformidad o de exposición subaérea. Estos ciclos presentan una transición de areniscas de canales a areniscas de complejos de crevasse splay o rellenos de lagos y finalmente a lodolitas de lagos y llanura de inundación.

✚ Mirador Superior El Mirador Superior está constituido por cuatro ciclos estratigráficos (ciclos M4, M5, M6 y M7); que contienen facies que se depositaron en ambientes transicionales de bahías o estuarios; el Ciclo M4 que está limitado a la

base y tope por superficies de inconformidad y solo se identifica en el sector central del campo Cupiagua. En los ciclos M5 a M7 se identificaron depósitos de canales, de bay-head deltas y de relleno de bahías (figura 62).

El ciclo M5 y la parte inferior del ciclo M6 están constituidos casi que exclusivamente por depósitos de canales que conforman un depósito de arenas amalgamadas muy continúa a través de la mayoría de la cuenca. Las secciones superiores de los ciclos M6 y M7 están constituidas principalmente por areniscas de relleno de bahías o estuarios.

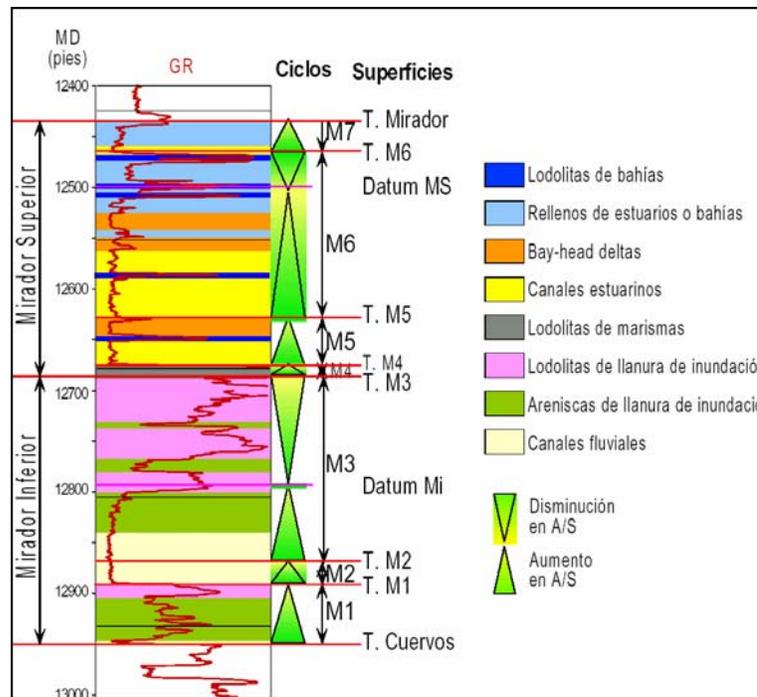


Figura 62. Interpretación Ambiental y Estratigráfica de la Formación Mirador en el pozo Cupiagua-A1. Fuente: Soto 2001.

3.3.7 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 depositación para la formación Carbonera se interpreta como barras de estuarios, lagos o bahías para la base de la Formación Carbonera (figura 63).

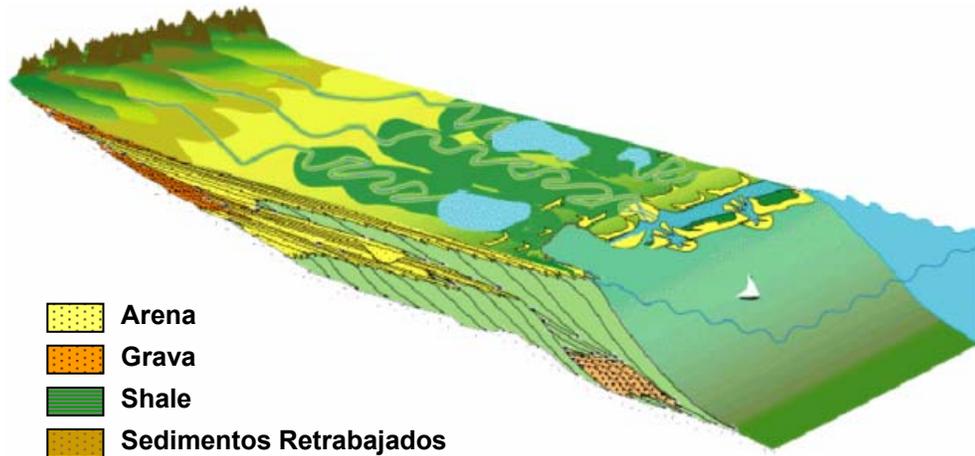


Figura 63. Ambiente de depositación de la F. Carbonera. Fuente: Virgilio 2004.

La formación carbonera se divide en 8 miembros:

✚ **Unidad C - 8** Esta Unidad se encuentra encima de los depósitos fluviales de la formación mirador. Corresponde a una rápida transgresión en una plataforma de muy baja pendiente, esto se deduce del carácter marino del tope de la formación Mirador, que indica un periodo de transgresión cuya continuidad es la unidad C-8^{1,43}. Esta unidad se encuentra constituida por lutitas con capas de arenas y sugieren una transición de depósitos lodosos de lagos, estuarios o bahías a depósitos arenosos de cuerpos progradantes. La Unidad C8 se comporta como sello vertical para las acumulaciones 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 unida 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 conglomeraticas y separadas por niveles de arcillas gris a verde.^{22,47} La base del C7 corresponde a la superficie de inconformidad o un punto de máxima progradación y el tope a una superficie de inundación. La unidad grada lateralmente

a sedimentos marinos y desaparece como unidad litoestratigráfica en la margen oeste de la cuenca. 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 - 6** La información bioestratigráfica señala que 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 C6 es la superficie de inundación y el tope corresponde a una superficie de inconformidad o un punto de máxima progración. Esta unidad está constituida por intercalaciones de lodolitas y areniscas progracionales de ambientes continentales o transicionales, las primeras predominan hacia la base y las segundas predominan hacia el tope de la Unidad arcillosa la cual reduce el espesor hacia el este de la cuenca.^{22,47}

✚ **Unidad C - 5** 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 C5 corresponde a una superficie de inconformidad o evento de máxima progración denominado y el tope a una superficie de inundación. En la mayor parte de la cuenca esta Unidad está constituida por depósitos progracionales arenosos y lodolitas de ambientes continentales y transicionales, a veces gruesos con presencia de siderita y Kaolinita, también se menciona la existencia de glaucomita y cemento calcáreo.^{22,47}

✚ **Unidad C - 4** 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 C4 corresponde a la superficie de inundación y el tope corresponde a una superficie de inconformidad o evento de máxima progración. Esta Unidad está constituida por intercalaciones de lodolitas y areniscas, los intervalos lodosos son predominantes hacia la base y las areniscas son más espesas y en ocasiones predominan hacia el tope de la Unidad.

✚ **Unidad C – 3** 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 C3 corresponde a una superficie de inconformidad o evento de máxima progradación y el tope a una superficie de inundación, el ambiente se interpreta como lacustre de bahías.^{22,47} Es un reservorio poco desarrollado en la parte centro-norte de la cuenca y se desarrolla rápidamente hacia el suroeste. Esta unidad está compuesta por una alternancia de niveles de arenisca fina a gruesa, blanca a translúcida y algunos niveles de limonitas y arcillas gris verde, carbonosas.

✚ **Unidad C – 2** 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 unidad C-2 se convierte en el mejor sello después de la Formación León, esta compuesta casi exclusivamente por lutitas grises y algunas limonitas. La base es predominantemente lodosa y corresponde a la superficie de inundación y hacia el tope se encuentran intercalaciones arenosas que incrementan su espesor en esta misma dirección y el tope corresponde a una superficie de inconformidad o un punto de máxima progradación^{22,56}. Las lodolitas se interpretan como depósitos lacustres o de bahías, y las areniscas como depósitos progradantes en estos cuerpos de agua.

✚ **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 cuenca²². 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.

3.3.8 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 está limitada a la base por un evento de máxima relación A/S o superficie de inundación, este evento es fácilmente identificable en casi toda la cuenca de los Llanos y el tope de la Unidad se ha definido en un punto de máxima progradación o una superficie de mínima relación A/S. La formación León se depositó en ambientes lacustres 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 64). Está Compuesta por shales y arcillas gris oscuras y verdosas, con delgadas Interestraticaciones, 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.

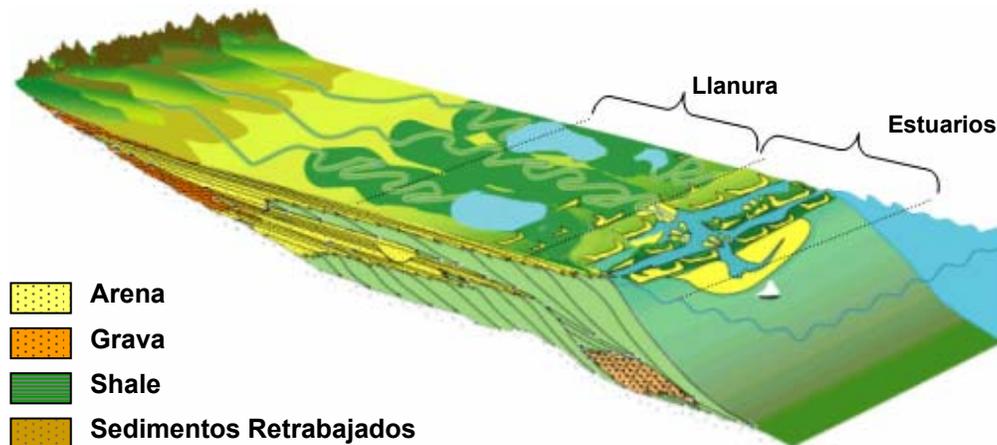


Figura 64. Modelo de ambiente de deposición de la Formación León Base. Fuente: Virgilio 2004.

3.3.9 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 65).

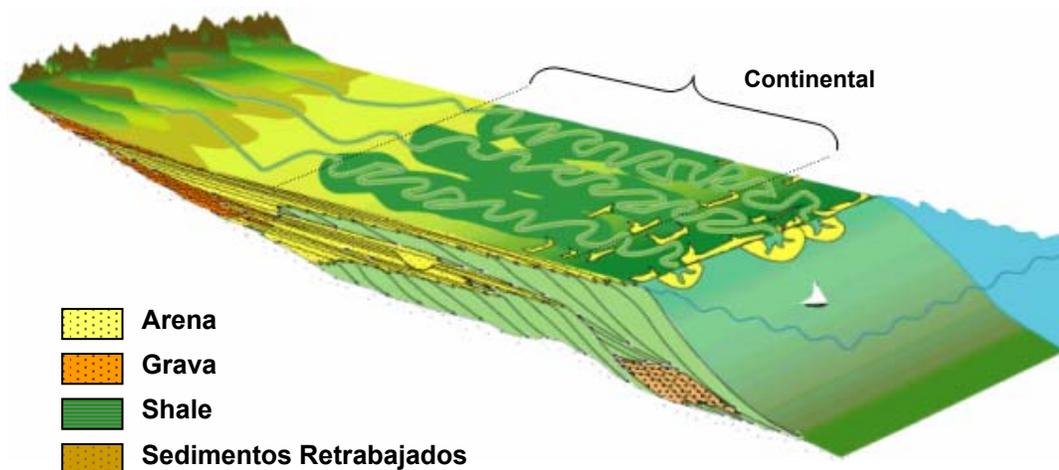


Figura 65. Modelo de ambiente de deposición de la Formación Guayabo. Fuente: Virgilio 2004.

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.

3.4 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

La complejidad de la cuenca aumenta a medida que se desplaza de sur a norte. Esta complejidad estructural en el subsuelo y en superficie se refleja en el deterioro de la calidad de la imagen sísmica.

La variación del estilo estructural a lo largo del Piedemonte central es en gran medida reflejo de la presencia de múltiples despegues y de la configuración del Basamento cristalino subyacente. La posición de estos despegues cambia de oeste a este ascendiendo estratigráficamente a medida que la deformación avanza, al igual que variando en la dirección de rumbo suroeste a noreste atravesando zonas de transferencia lateral. Para las estructuras en el bloque colgante del sistema Guaicaramo, el despegue se presenta en la formación Fómeque, luego asciende a

la formación Gacheta en la zona triangular de cabalgamientos y posteriormente la deformación se transfiere a niveles superiores en los miembros inferiores del grupo Carbonera para finalizar en el Carbonera superior y la formación León (figura 66). Esta variación en la posición del despegue conlleva a la formación de estructuras tipo “duplex” o estacadas las cuales contienen diferente estratigrafía dependiendo de la posición del despegue inferior y superior y de su posición relativa en la cuenca⁴¹. Por lo tanto a medida que el despegue asciende las estructuras involucran rocas cada vez más jóvenes lo que causa que en algunos sectores se encuentren zonas de apilados de hasta tres o cuatro laminas estructurales repitiendo las misma estratigrafía. Hacia el oeste y más profundo se encuentra un sistema que contiene rocas del Cretáceo Medio y al este y más somero la estructuración es dentro del Grupo Carbonera.

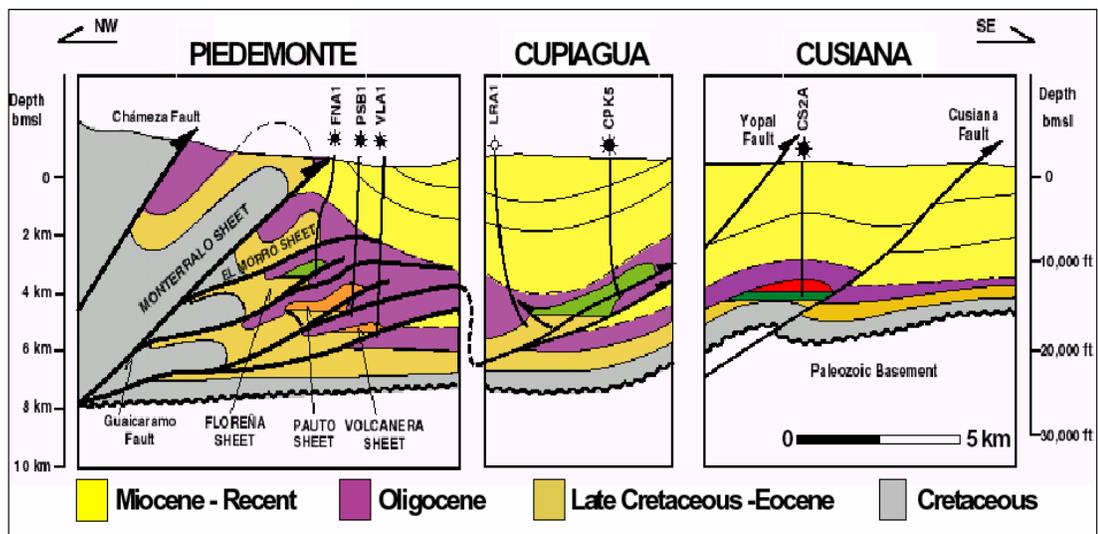


Figura 66. Sección estructural esquemática representando los diferentes estilos estructurales del Piedemonte Llanero. Fuente: Martínez 2003.

El mapa de la figura 67 muestra los diferentes campos descubiertos a lo largo del tren y la figura 66 es una sección estructural esquemática representando los diferentes estilos estructurales de estos campos y su posición relativa con respecto al tren. A manera general se presentan tres zonas de deformación: la zona del tren de estructuras frontales (ej, Cusiana), la zona de transición de estructuras aisladas

(ej. Cupiagua) y la zona del tren de estructuras cabalgantes (ej. Volcanera, Pauto, Dele, Floreña).

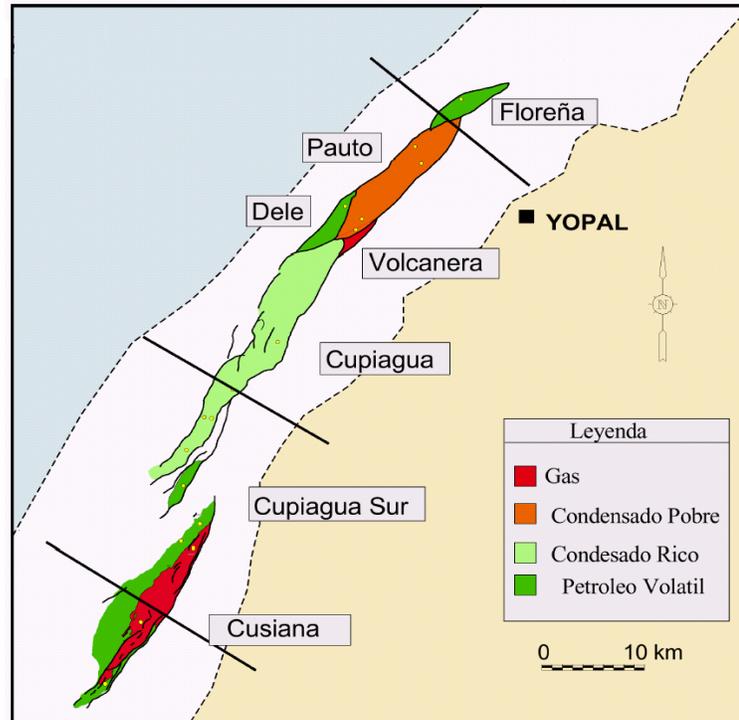


Figura 67. Mapa estructural del tren de algunos campos en el piedemonte. Fuente: Martínez 2003.

El entendimiento actual de la geometría de las estructuras y de la historia cinemática del área ha permitido postular que la evolución de estos campos ha sido a través de varias etapas de deformación (figura 68). La etapa temprana, correspondiente a acortamiento paralelo a las capas y plegamiento antes de fallamiento, ocurre antes de la orogenia Andina y su inicio varía de acuerdo a cada estructura de 25 a 5 millones de años²⁸. Durante las etapas más importantes de acortamiento se distinguen tres fases, la primera con cabalgamientos en secuencia asociados al Cretáceo Medio y donde se delimitan las estructuras principales y cada una de las trenes del área, una segunda con despegues más profundos en las arcillolitas del Paleozoico la cual modifica las estructuras ya existentes y un último evento o simultáneo al anterior donde ocurre fallamiento fuera de secuencia⁴¹. En el extremo

sur de la cuenca se encuentra la estructura de Cusiana perteneciente al tren de estructuras frontales (figuras 67 y 69). Es una de las pocas estructuras que tiene una expresión en superficie, observándose un anticlinal de gran extensión.

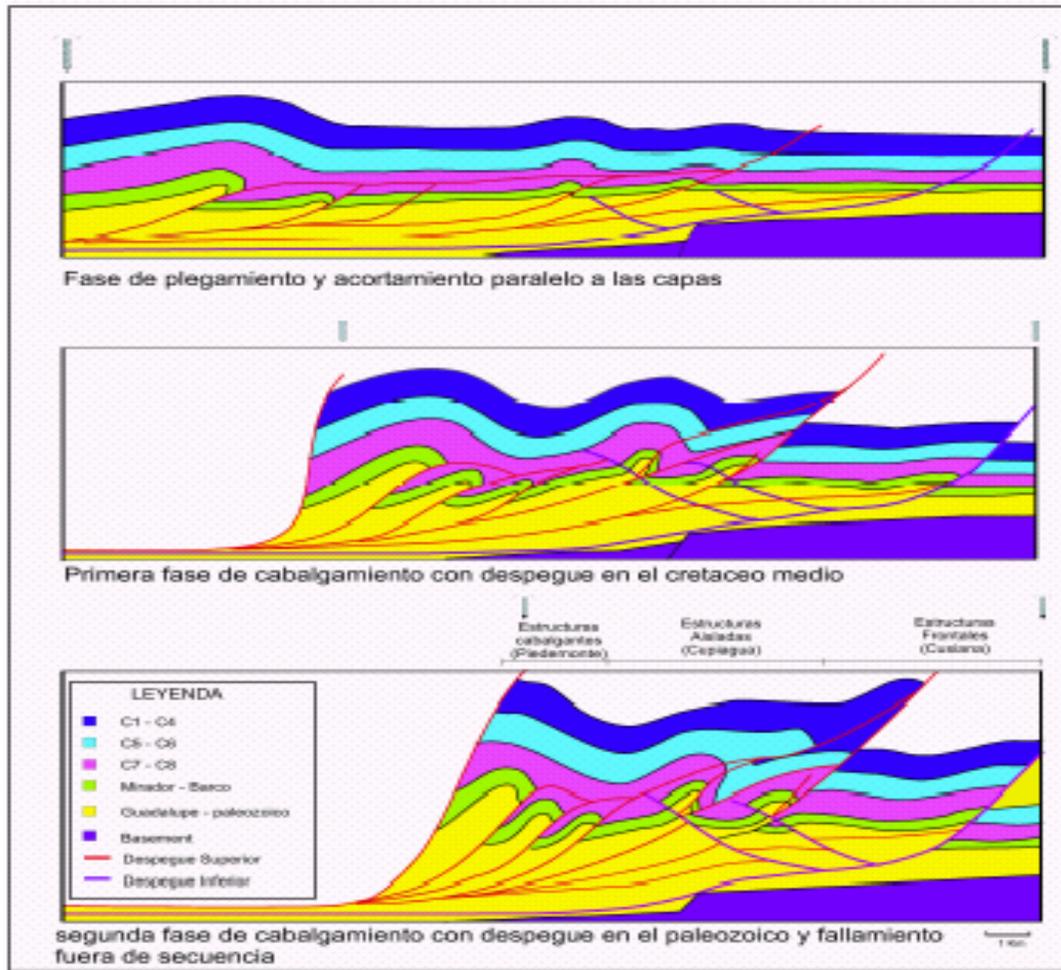


Figura 68. Restauración esquemática mostrando los diferentes tipos de estructuras y su posición con respecto a la cuenca. Estructuras frontales tipo Cusiana, estructuras aisladas apretadas tipo Cupiagua y estructuras cabalgantes “duplex” en una zona triangular tipo Piedemonte (Floreña, Pauto, Volcanera). Fuente: Martínez 2003.

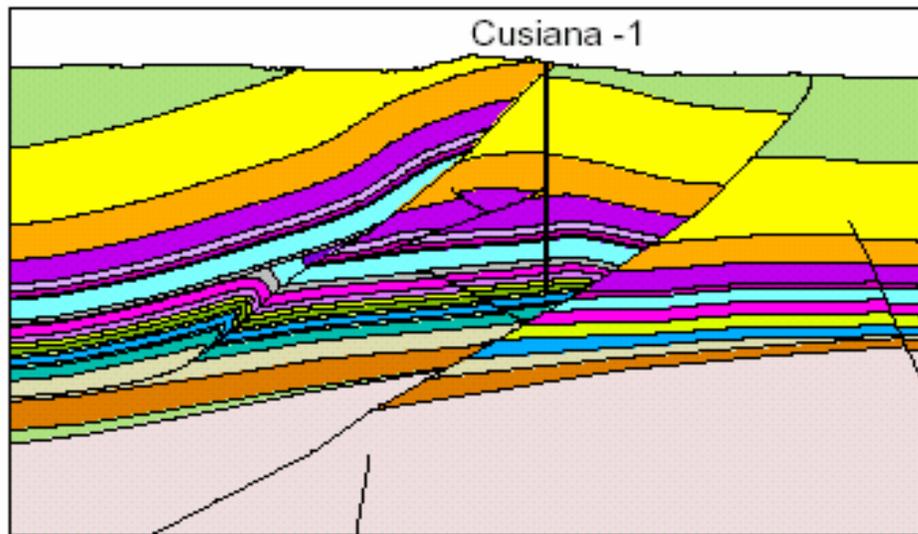


Figura 69. Sección estructural y línea sísmica interpretada a lo largo de la estructura de Cusiana. Zona del tren de estructuras frontales. Fuente: Martínez 2003.

Esta estructura se puede considerar por su buena expresión y continuidad sísmica como una estructura grande y simple a grandes rasgos. Se describe como un anticlinal de gran amplitud y bajo relieve.

La posición del despegue principal se encuentra en las arcillolitas del Paleozoico lo que contribuye a una estructura menos apretada. No obstante, este tipo de estructuras evolucionan en múltiples etapas de deformación las cuales le crean complejidades internas como limbos frontales de alto buzamiento y retrocabalgamientos⁴¹.

Al moverse hacia el norte la complejidad se incrementa, pasamos a una zona de transición antes de la llamada zona triangular del tren de cabalgamiento. En esta área intermedia se desarrollan estructuras aisladas denominadas anticlinales apretados asimétricos individuales. Un ejemplo de ellos son las estructuras de Cupiagua y Cupiagua-Sur respectivamente (figuras 67 y 70). En el caso de Cupiagua, se trata de una estructura altamente deformada descrita como una anticlinal de alto relieve y apretado, con un limbo frontal de capas de alto buzamiento y altamente falladas.

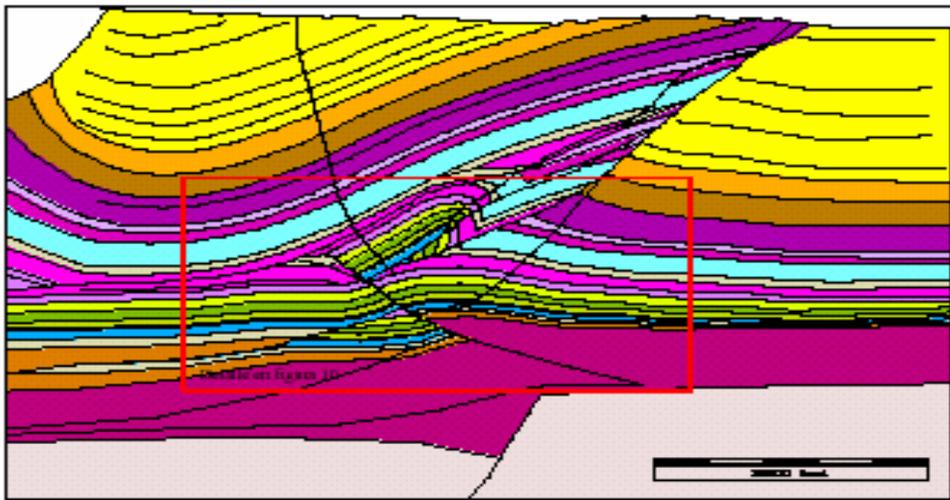
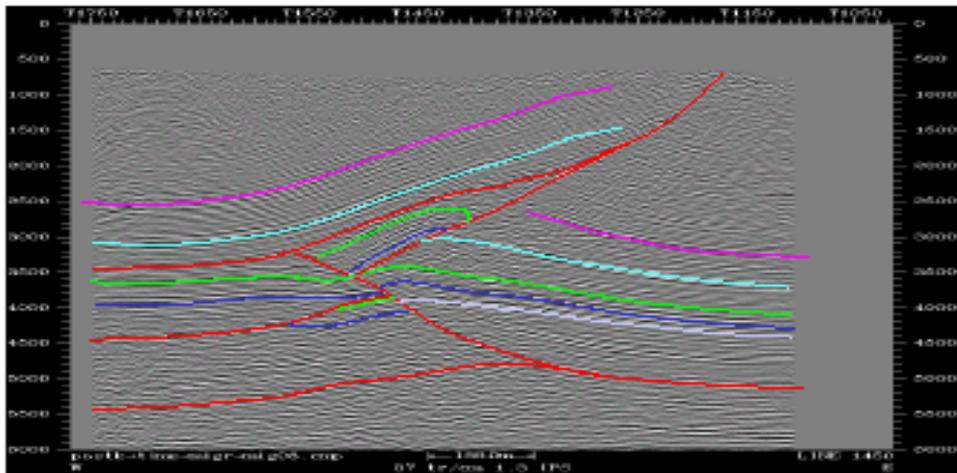


Figura 70. Sección estructural y línea sísmica interpretada a lo largo de la estructura de Cupiagua. Zona del tren de estructuras aisladas apretadas. Fuente: Soto 2001.

Su configuración actual es el claro reflejo de una evolución estructural compleja en múltiples etapas. En esta estructura se ve bien marcada la influencia de las dos etapas de deformación características de éste Piedemonte. La primera secuencia de deformación causante de la formación del pliegue apretado y la segunda con un despegue mas profundo corta la estructura original y la aísla de su alrededor. Al continuar el análisis hacia el NE se va adentrando en un área de mayor deformación estructural que se manifiesta en el mapa geológico de superficie. La estructura sinclinal aflorante muestra una mayor deformación y fallamiento el cual es un reflejo directo del mayor acortamiento en el subsuelo. Esta zona corresponde al área

denominada zona triangular de cabalgamientos. En esta área es más marcado el gran acortamiento de las etapas iniciales de deformación y se crea la zona triangular definida al oeste por el plano de falla de la falla de Guaicaramo al este por la base del sinclinal de Nunchia y hacia la base por la extrapolación del nivel regional (figuras 67 y 71). Esta zona triangular se caracteriza por la presencia de estructuras tipo “duplex” conformadas por láminas cabalgantes estacadas una encima de la otra. El número de estructuras a lo largo del rumbo varía de dos a cuatro y se presentan relevos a lo largo del rumbo en zonas de transferencia lateral.

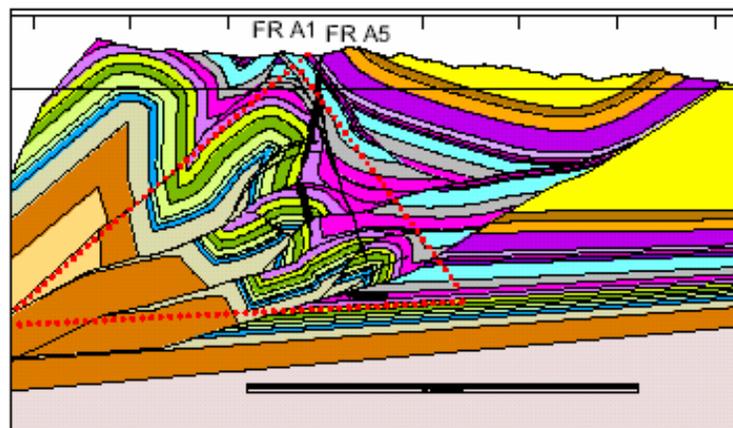


Figura 71. Sección estructural y línea sísmica interpretada a lo largo de las estructuras del Piedemonte, Pauto, Floreña y El Morro. Zona del tren de cabalgamiento. Fuente: Martínez 2003.

3.5 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA DE LA CUENCA LLANOS

ECOPETROL en 1995 propone que el cuadro de evolución geotectónica de la cuenca se puede dividir en nueve etapas:

- ◆ **Cambro –Ordovícico:** culmina con la Orogenia Caledoniana
- ◆ **Devónico – Carbonífero – Pérmico:** finaliza con la Orogenia Hercínica
- ◆ **Triásico - Jurásico:** que corresponde a una cuenca de tipo rift con una subsidencia tectónica, detrás de un arco volcánico localizado en la presente

Cordillera Central. Esta cuenca se ubica en los sectores actuales del Magdalena y Cordillera Oriental.

- ◆ **Creatáceo temprano:** corresponde a una segunda fase de rift (continuación de la secuencia de rift anterior).
- ◆ **Cretáceo tardío:** ocurre subsidencia térmica y formación de una cuenca detrás del arco volcánico localizado en la Cordillera Central. Durante esta fase se depositaron los intervalos correspondientes a la roca madre principal de la Formación Gacheta, equivalente a la Formación La Luna.
- ◆ **Maastrichtiano – Paleoceno:** se presenta la Orogenia pre-Andina durante la cual se produce la colisión del arco volcánico de la Cordillera Occidental con la Cordillera Central y la creación de una cuenca de antepaís ubicada en el Valle de Magdalena, la Cordillera Oriental y los Llanos.
- ◆ **Eoceno temprano y medio:** corresponde a un periodo de erosión en el área de los Llanos, el material erodado fue transportado hacia el norte y corresponde a las Formaciones Mirador y Misoa C y B de la Cuenca de Maracaibo. La erosión en los Llanos puede deberse a un rebound effect.
- ◆ **Eoceno tardío – Oligoceno – Mioceno temprano:** Durante este periodo se genera una cuenca de antepaís en el Valle del Magdalena, Cordillera Oriental y Cuenca Llanos. En este trabajo no se comparte del todo esta apreciación y se considera para esta edad en el sitio actual de la Cordillera Oriental existían elementos positivos que impedían una comunicación directa entre la Cuenca Llanos y la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.
- ◆ **Mioceno Medio a Pleistoceno:** ocurre la Orogenia Andina con la colisión de Panamá, el levantamiento de la Cordillera Oriental e individualización de las Cuencas del Valle del Magdalena y Llanos Orientales.

Con base en la información de pozos, sísmica y afloramientos Ecopetrol (1995) plantea siete ciclos depositacionales mayores o megasecuencias limitados por

inconformidades regionales. En el Paleozoico reconocen una megasecuencia del Cambro–Ordovícico (Grupo Quetame-Guejar) y una segunda megasecuencia del Devónico – Carbonífero (Grupo Farallones). El Mesozóico - Cenozóico inicia con una megasecuencia synrift I de edad Triásico – Jurásico, relacionada con el régimen extensivo de una cuenca de detrás de arco y también probablemente con la separación de Norteamérica y Suramérica en el área del Caribe. El desarrollo de la cuenca continuó durante el Cretáceo temprano depositando sedimentos marinos en una cuenca de detrás de arco; estos depósitos corresponden al relleno por subsidencia tectónica (synrift I) y constituyen el cuarto ciclo sedimentario.

En el Cretáceo tardío se depositan sedimentos en una cuenca de detrás de arco durante el periodo de subsidencia térmica (synrift II)¹⁶. En el Maastrichtiano temprano – Paleoceno la acreción final de la Cordillera Occidental creó el levantamiento de la Cordillera Central (Orogenia pre–Andina) y una subsidencia de la litosfera, generando una cuenca de antepaís pre-Andina (pre-andean foreland) y la depositación de una megasecuencia conformada por las Formaciones Barco y Los Cuervos que conforman el sexto ciclo depositacional. Durante el Eoceno temprano a medio ocurre un evento tectónico como consecuencia de un basin rebound o retrogradación del forebulge debido a la cesación de la Orogenia pre-Andina, ocurre erosión e incisión de valles en el área de la Cuenca de los Llanos^{41,47}. Durante el Mioceno a Plioceno la colisión del Arco de Panamá generó la Cordillera Oriental (Orogenia Andina) y la cuenca de antepaís asociada (andean foreland) resultando en la depositación de la megasecuencia Andina. Esta megasecuencia pre-Andina terminal y Andina consta de las Formaciones Mirador, Carbonera, León y Guayabo.

3.5.1 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.

3.5.2 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”). El principal nivel de despegue que se une a la Falla de Yopal, se localiza estratigráficamente hacia la base de la Formación Carbonera³⁷.

3.5.3 Falla del Borde Ilanero Es una falla de cabalgamiento que se desarrolla como una ramificación de la Falla de Yopal. 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 acortamiento³⁷.

3.5.4 Anticlinal de Monterralo Estructura de rumbo NE, aflorante en superficie al suroeste de la cuenca de los llanos inmediatamente al oeste de los campos Pauto Sur y Floreña. Involucra las Formaciones Une, Gachetá, Guadalupe, Barco Cuervos, Mirador y la base de Carbonera. Es cortado al oeste y al norte por la falla de Guaicáramo Este anticlinal se asocia a los “duplex” presentes en subsuelo en los campos Floreña, Pauto sur y Volcanera. Tuvo una etapa inicial de desarrollo durante el Oligoceno y reactivación durante la Orogenia andina³⁷.

3.6 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL DE CUIAGUA

La geometría general del campo Cupiagua corresponde a un anticlinal asimétrico que se clasifica como un fault propagation fold³⁷. Esta estructura esta asociada al bloque levantado de un sistema de fallas de cabalgamiento denominadas informalmente falla Core y falla Frontal. Estas fallas tienen vergencia SE con despegue dentro de los niveles arcillosos de la Formación Gacheta. La profundidad del despegue de estas fallas es menor hacia el norte, generando así una rampa

lateral a partir de esta posición. En vista de planta estas dos fallas corren paralelas a lo largo de la estructura (Figura 72).

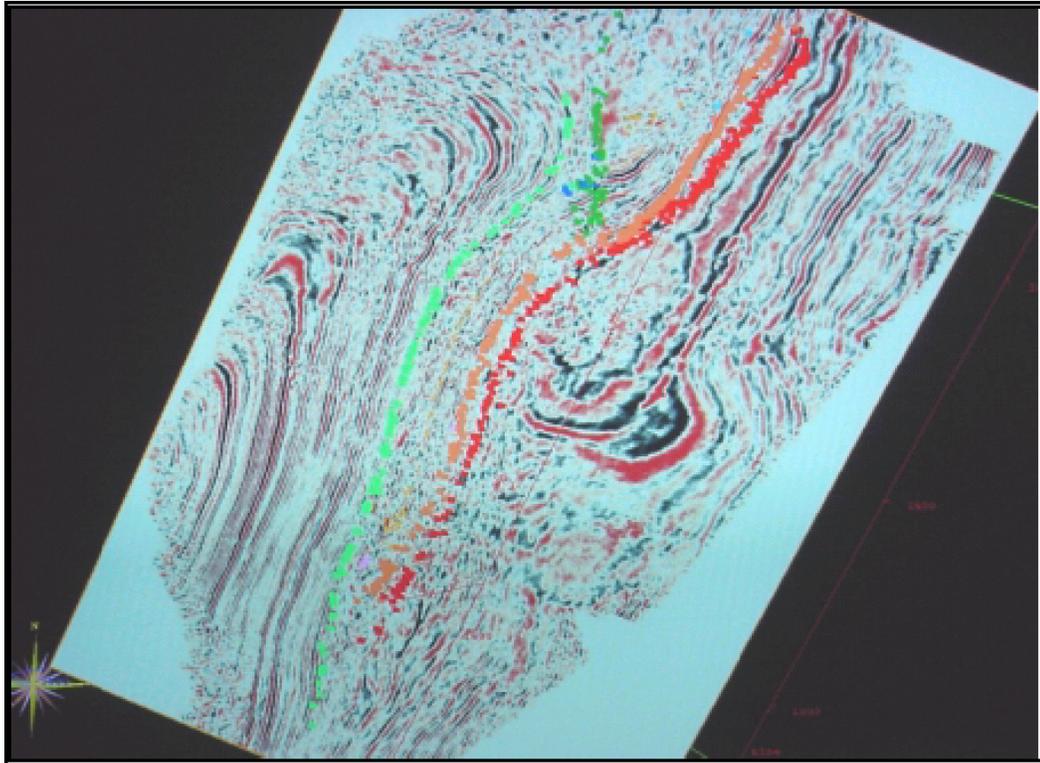


Figura 72. Plano Inclinado de Tiempo y Rumbo. Se puede ver el rumbo de las Fallas Core (Naranja) y Frontal (rojo) a lo largo de la estructura de Cupiagua, en verde se observa la Falla de Yopal. Fuente: Soto 2001.

El limbo frontal de esta estructura anticlinal es invertido, la porción invertida se limita hacia el techo por la falla Core y hacia la base por la falla Frontal. El eje axial de la estructura es 45° en azimuth, similar a las estructuras interpretadas en superficie, con lo cual se infiere que son estructuras de edades similares. A lo largo del eje tiene una extensión aproximada de 30 kilómetros y un ancho entre 3 y 7 kilómetros. El límite occidental de la estructura lo constituye un retrocabalgamiento asociado probablemente a una falla más profunda que la Falla Frontal y que hacia el sur se convierte en el campo Cupiagua Sur.

La estructura tiene un flanco trasero poco inclinado y elongado limitado es su parte más oeste por un retrocabalgamiento. En la parte norte de la trampa este retrocabalgamiento se interpreta como resultado cinemático de la falla frontal.

En la parte más norte del campo, a la altura del bloque Recetor, la estructura de Cupiagua esta conformada por dos altos estructurales asociados a los bloques levantados de la falla Frontal (core fault) y del retrocabalgamiento separados por una estructura sinclinal; como rasgos secundarios se tiene una serie de pequeños retrocabalgamientos con dirección similar al cabalgamiento principal. (Figura 76)

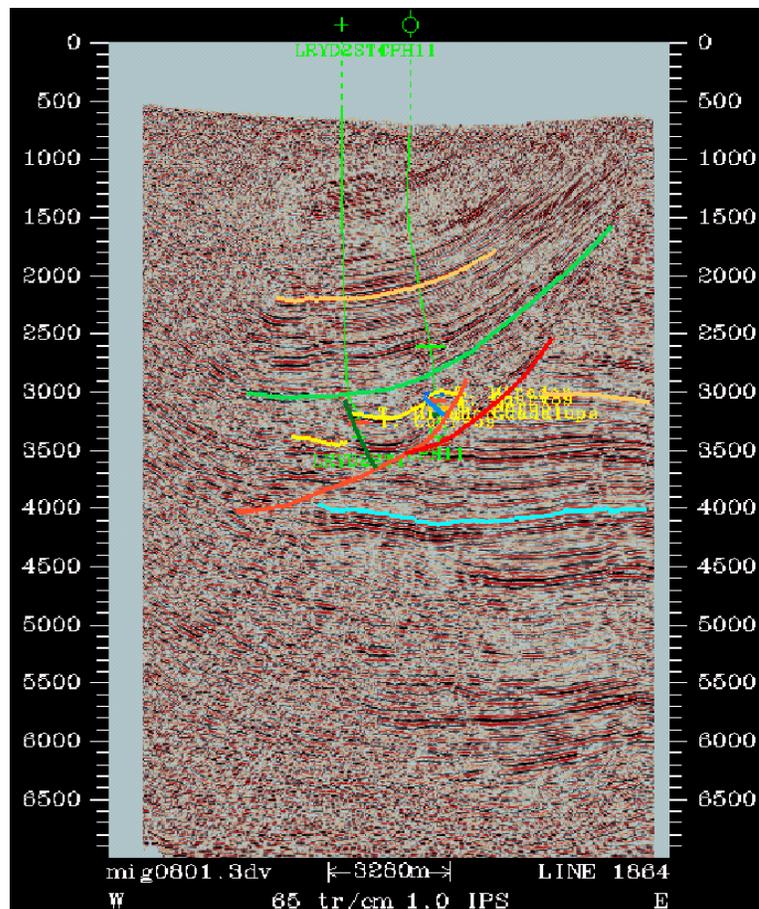


Figura 73. Línea Sísmica 1864, al norte de la estructura, se puede ver la disposición de la estructura de Cupiagua y Recetor. Fuente: Soto 2001.

4. TENSOR DE ESFUERZOS IN-SITU

Hoy en día la comunidad petrolera siente la necesidad de estimar los esfuerzos terrestres y su impacto en los costos de perforación, completamiento, producción, trabajos de workover y EOR (Enhanced Oil Recovery) teniendo en cuenta que muchas compañías gastan una gran cantidad de dinero en la perforación de regiones con esfuerzos tectónicos activos como lo son Canadá, Argentina, el Mar del Norte y Colombia^{36,38}

A lo largo del tiempo geológico, la roca en el subsuelo ha estado sujeta a varias fuerzas tales como carga de formaciones suprayacentes, movimientos tectónicos y cambios de temperatura. Como resultado de estas fuerzas gran cantidad de esfuerzos están atrapados en la corteza terrestre. Esta energía almacenada puede llegar a ser tan grande que los esfuerzos bajo tierra pueden ser liberados en un solo instante y causar grandes terremotos, los cuales son desplazamientos de cizalladura a lo largo de los planos de falla.

La perforación de pozos en estos ambientes de esfuerzos activos eleva los costos a causa de eventos no programados como son las pérdidas de circulación, pega de tubería, colapso de pozo, los cuales están directamente relacionados con la estabilidad del pozo causado por la concentración de esfuerzos no uniformes alrededor de la cara del pozo. Por lo tanto, es un gran reto para el ingeniero planear una óptima trayectoria de pozo para un determinado objetivo, de tal forma que minimice los esfuerzos de desviación cerca de la cara del pozo y así reducir los problemas relacionados con la inestabilidad³⁵.

Actualmente existe muy poco conocimiento acerca de la distribución de los esfuerzos en tres dimensiones en el subsuelo, muchos indicadores indirectos y modelos son usados para estimar estos esfuerzos. El conocimiento de esta distribución de esfuerzos en el subsuelo en regiones tectónicamente activas se

vuelve muy importante debido a que millones de dólares están siendo invertidos en proyectos de explotación y exploración de hidrocarburos en esas áreas⁵⁸.

Una evaluación completa de los esfuerzos locales en cuanto a magnitud y dirección es requerida para la evaluación mecánica de una roca. RACOS¹² (Rock Anisotropy Characterization On Samples) es un procedimiento basado en el análisis de la propagación de ondas elásticas para la determinación de los esfuerzos. Entre otras cosas este procedimiento determina los cambios estructurales en la roca producidos por la remoción in situ de los esfuerzos durante el muestreo.

4.1 ANTECEDENTES

En los últimos 30 años alrededor del mundo se han venido desarrollando muchas técnicas para medir los esfuerzos in-situ con el propósito de determinar la magnitud y dirección de los esfuerzos en campo. Es el caso del proyecto Mapa Mundial de Esfuerzos (World Stress Map)⁶⁰ emprendido por Zoback et al en 1992, en el cual involucró más de 30 científicos de 18 países con el fin de evaluar más de 13607 datos de orientaciones de esfuerzos tectónicos para compilar una base de datos mundial de esfuerzos in-situ a partir de métodos geofísicos y por una gran variedad de técnicas de medición in-situ.

El mapa está siendo usado hoy en día por varias instituciones académicas e industriales que trabajan en las disciplinas de las ciencias de la tierra como geodinámica e ingeniería de explotación de hidrocarburos con el propósito de determinar los regímenes dominantes de esfuerzos en diferentes regiones del mundo, sin embargo estos esfuerzos varían con la profundidad en cada locación; de tal manera que cuando se procede a perforar en una región es necesario estimar adecuadamente las magnitudes y direcciones para los tres esfuerzos principales a cierta latitud, longitud y profundidad. Estos esfuerzos son aplicados al modelamiento tectónico de cuencas, manejo de yacimientos, estabilidad de minas, túneles y huecos; tendencias de fallamiento y evaluación de sísmica.

Para determinar la orientación de los esfuerzos tectónicos actuales y las fuerzas que actúan en la litosfera entre placas, se usan diferentes tipos de indicadores de esfuerzos en el WSM. Los datos recopilados por el mapa pueden ser agrupados en cuatro categorías:

- ◆ Mecanismos focales (63%),
- ◆ Breakouts de pozo y fracturas inducidas durante la perforación (23%)
- ◆ Medición de esfuerzos in-situ (overcoring y fracturamiento hidráulico, (9%)
- ◆ Observaciones geológicas recientes e interpretaciones de patrones de fallamiento (5%).

Las pocas investigaciones realizadas en Colombia de esfuerzos in-situ datan de 1983 cuando Mojica midió los esfuerzos actuales a partir del análisis de estilolitos y diaclasas; y lo realizado por Ochoa y Ponguta en 1991 donde determinan la dirección de los esfuerzos in-situ para el Valle Superior del Magdalena a partir de medición de breakouts. Esta investigación cobró auge en el país a raíz del descubrimiento de los yacimientos en el Piedemonte por la compañía BP Exploration. Dentro de los trabajos realizados se destacan:

- ◆ Last, N.C., Harkness, R., y Plumb, R.A. et al (1995), determinaron los problemas de inestabilidad de los pozos perforados en el campo Cusiana, debido a los múltiples problemas de pega de tubería, derrumbes y demás problemas operacionales.
- ◆ Last, N.C., y Malean, M.R (1996), realizaron investigaciones para establecer el impacto de la trayectoria de los pozos que se perforan en regiones de sobrecabalgamiento tomando como modelo el campo Cusiana. Ellos concluyeron que los pozos perforados buzamiento arriba de alto ángulo perforados con un azimut cercano a la dirección del σ_H son más estables que los verticales y presentan menos problemas operacionales durante la perforación.

- ◆ Last, N.C., Harkness, R., y Plumb, R.A. et al (1998), evaluaron la distribución de esfuerzos para el análisis de estabilidad de pozos en regiones plegadas a partir de un modelo computacional con observaciones de campo.
- ◆ Plumb, R.A., Papanastasiou, P., y Last, N.C (1998), publicaron las técnicas para construir el campo de esfuerzos en áreas tectónicamente activas, tomando como ejemplo el campo Cusiana.
- ◆ Last, N.C., Zoback, M.D. y Moos, D. (1999), estudiaron y publicaron nuevamente los problemas de inestabilidad en pozos perforados en regiones geológicamente complejas, pero encontrando las situaciones más desfavorables entre los aspectos que influyen en la estabilidad de un pozo; como son los esfuerzos in-situ, las trayectorias del pozo y la estratificación de la roca.
- ◆ Finalmente, la publicación más reciente que hace referencia al campo Cusiana es de Castillo, D.A., Moos, D. (2000) quienes en un artículo de geomecánica de yacimientos hacen mención de los problemas encontrados en Colombia.

4.2 ESFUERZOS TECTÓNICOS

Los esfuerzos tectónicos juegan un papel importante en los diferentes aspectos de la Geociencia. En una escala global ellos son las fuerzas conducidas por las placas tectónicas y por otro lado ejercen gran influencia en la perforación de pozos para la explotación de hidrocarburos es decir, para la ingeniería de yacimientos (Heffer y Kousabelouis 1996, Heffer et al 1997).

La determinación de la magnitud y orientación de los esfuerzos in-situ en los continentes y los océanos es importante para entender la deformación de la litosfera y para evaluar modelos de una amplia variedad de procesos de la tectónica de placas. A partir de los 13607 datos del Mapa Mundial de Esfuerzos (WSM) se caracterizó el campo de esfuerzos entre placas. Tan pronto este campo se definió fue posible identificar anomalías y variaciones locales en la orientación y magnitud

relativa de los esfuerzos los cuales ocurren debido a la variedad de fuerzas actuantes en la litosfera.

El notable mejoramiento en la cantidad y distribución de los datos de orientación de los esfuerzos in-situ a hecho posible utilizar tales datos para interpretar los procesos tectónicos en muchas formas. Sin embargo, hay aún muchas falencias de datos en los mapas de esfuerzos, y hay casi una completa ausencia de datos en cuanto a magnitud de esfuerzos a partir de profundidades más grandes que 1 Km. Esta carencia en cuanto a magnitud y orientación de esfuerzos es especialmente notable en los océanos⁴².

Seis tipos de datos geológicos y geofísicos en cuatro diferentes categorías se utilizaron para inferir la información de los esfuerzos tectónicos:

- ◆ Solución de mecanismos focales en sismos
- ◆ Elongaciones tectónicas de pozos (Breakouts)
- ◆ Medidas in-situ de esfuerzos (pruebas de overcoring y fracturamiento hidráulico)
- ◆ Aspectos geológicos recientes.

Como $A > B > C > D > E$, se definieron las cinco categorías para calificar los datos, donde el criterio de calificación incluía el cuidado y refinamiento de la medición, el número de mediciones, la profundidad intervalo, el volumen de roca muestreado y en general la confiabilidad de cada método para estimar la magnitud y dirección de los esfuerzos. La calificación A para la calidad de los datos se da si la orientación del esfuerzo tectónico horizontal está dentro de un rango de $\pm 10 - 15^\circ$, la calidad B si los datos están dentro de $\pm 15 - 20^\circ$, la calidad C si los datos están dentro de $\pm 25^\circ$ mientras que la calidad D de los datos considera que la dirección del campo de esfuerzos es cuestionable a raíz de que existe muy poca información o que la medición es muy superficial. Una de las suposiciones es que la orientación del tensor de esfuerzos in-situ, puede ser tomada aproximadamente al azimut del σ_H .

La calidad de los datos es calificada de acuerdo a la confiabilidad de los esfuerzos tectónicos. Debido a esto en el mapa mundial de esfuerzos (figura 74) solo se

dibujan aquellos datos que tienen calificación de A, B y C según la última actualización realizada en el 2003; donde los rojos indican la falla normal (NF), el verde indica la falla rumbo deslizante (SS), el azul indica la falla inversa (TF), U es un régimen tectónico desconocido y las líneas negras corresponden a los límites entre las placas. En la tabla 3 propuesta por Zoback (1992) se describen los criterios de los métodos más relevantes.

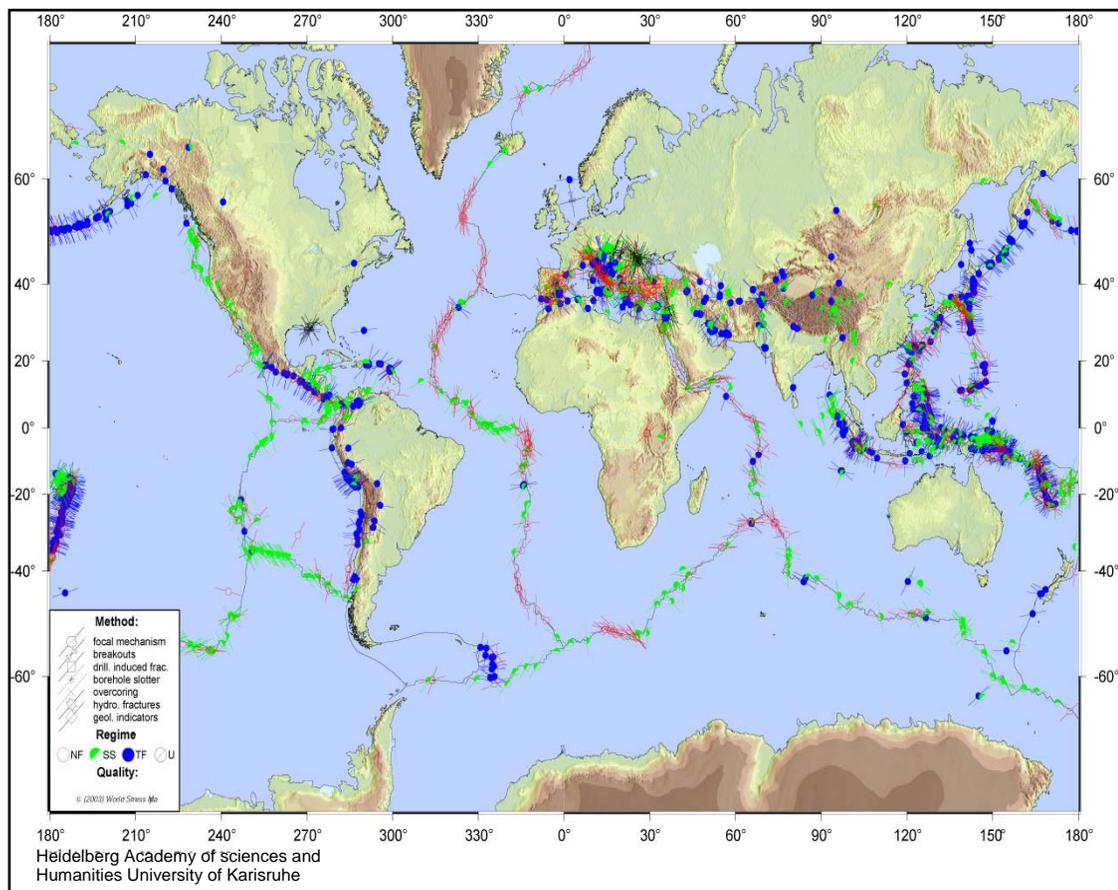


Figura 74. Mapa Mundial de esfuerzos del 2003. Fuente: World Stress Map 2003.

Estos tipos de fallas fueron analizadas por Anderson (1951) sobre la base de la teoría de Mohr – Coulomb de fractura de cizalladura y clasificadas de acuerdo a las magnitudes relativas de los esfuerzos principales (figura 75).

Tabla 3. Criterio de clasificación en el Mapa Mundial de Esfuerzos (WSM), en orden de decrecimiento de confiabilidad de A – E, donde s.d. es la desviación estándar. Fuente: WORLD STRESS MAP 2003.

	A	B	C	D	E
Mecanismo Focal	Solución de ≥ 4 eventos geográficos cercanos, por lo menos 1 de $M > 4$, otros eventos $M > 3$	Solución de un único evento $M > 4.5$ o 2 eventos únicos con $M > 3.5$	Solución de un solo evento $M > 2.5$ y promedio de varios eventos $M > 2$	Solución de eventos aislados o únicos $M < 2.5$	Eventos con los ejes P, T y B inclinados 25° a 40° . Eventos con los ejes P, T inclinados a 40°
Breakouts	Identificación de ≥ 10 zonas de breakouts en un pozo con s.d. $\leq 12^\circ$ en una longitud > 300 m. Promedio de los breakouts en 2 o más pozos geográficamente cercanos, longitud > 300 m y s.d. $\leq 12^\circ$	≥ 6 zonas de breakouts distintas en un solo pozo con s.d. $\leq 20^\circ$ y longitud combinada > 100 m.	≥ 4 zonas de breakouts distintas con s.d. $< 25^\circ$ y longitud combinada > 300 m.	< 4 zonas de breakouts orientados < 30 m de longitud en un solo pozo. Breakouts en un solo pozo con s.d. $\geq 25^\circ$	Pozos donde no es detectada la formación de breakouts. Extrema variación de las direcciones con s.d. $> 40^\circ$
Overcoring	Promedio de medición en ≥ 2 perforaciones con s.d. $< 12^\circ$ cuya profundidad haya sido 2 veces mayor al radio de la excavación a una profundidad > 300 m.	Múltiple medición consistente en ≥ 1 perforaciones cuya profundidad haya sido > 2 veces el radio de excavación s.d. $< 20^\circ$ profundidad > 100 m	Múltiples mediciones realizadas cerca de superficie entre $> 5-10$ m en ≥ 2 sitios muy profundos entre si, s.d. $< 25^\circ$. Múltiples mediciones a una profundidad > 100 m con $20^\circ < \text{s.d.} < 25^\circ$	Toda medición realizada cerca de la superficie con s.d. $> 15^\circ$ y profundidad < 5 m. Múltiples mediciones en profundidad con s.d. $> 25^\circ$	Múltiples mediciones en un solo sitio con s.d. $> 40^\circ$
Fractura hidráulica	≥ 4 datos orientación de hidro fracturas en un solo pozo con s.d. $< 12^\circ$ y profundidades > 300 m. Promedio de orientación de hidrofracturas en 2 o más pozos geográficamente cercanos.	≥ 3 datos de orientación de hidrofracturas en un solo pozo con s.d. $< 20^\circ$. Orientaciones de hidro fracturas en un solo pozo con $12^\circ < \text{s.d.} < 25^\circ$	Orientación de hidro fracturas en un pozo con $20^\circ < \text{s.d.} < 25^\circ$ Distinta orientación de hidrofracturas que cambian con la profundidad. Se asume válida 1 o 2 orientaciones en un solo pozo	Medición de hidrofracturas en un solo pozo a una profundidad < 100 m	Pozos en los cuales solo se tiene la magnitud del esfuerzo y no la orientación.

Bajo estas teorías se tiene:^{1,61}

- ✚ **Falla normal (NF)** (normal fault) Si el esfuerzo principal mayor σ_1 es vertical. Por lo tanto el régimen extensional de esfuerzos se da cuando $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$
- ✚ **Falla Inversa (TF)** (thrust fault) Si el esfuerzo principal mínimo σ_3 es vertical. Entonces el régimen de esfuerzos será $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$
- ✚ **Falla de Rumbo (SS)** (strike-slip fault) Si el esfuerzo principal intermedio σ_2 es vertical. El régimen de esfuerzos se da cuando $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$

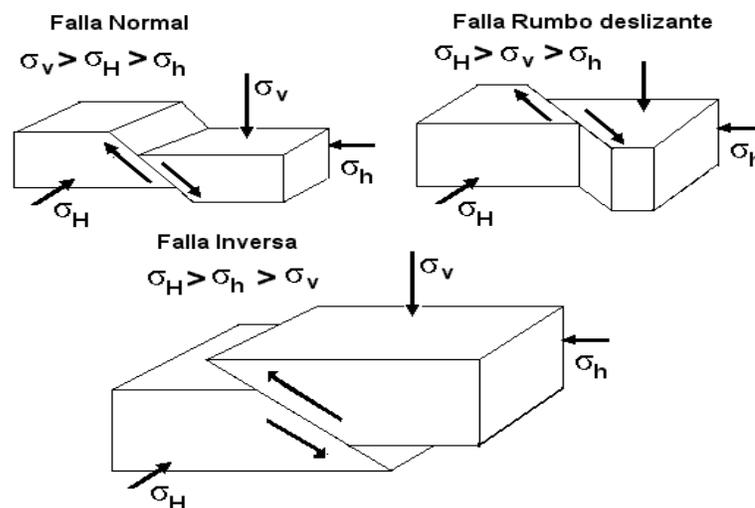


Figura 75. Clasificación de las fallas según Anderson. Fuente: Addis 1996.

4.3 ESFUERZOS IN-SITU

En 1926 Schmidt hizo el primer intento en la teoría de mecánica de rocas al establecer un estado de esfuerzo hidrostático donde $\sigma_v = \sigma_H$. En casos prácticos es útil distinguir entre los esfuerzos de la roca in-situ, que son aquellos que deberían existir en la ausencia de cualquier pozo, y los esfuerzos de campo en cualquier parte del pozo que son aquellos que deberían existir en los alrededores del pozo.

La suposición de que los esfuerzos principales son verticales y horizontales y que son atribuidos a la gravedad solo es razonable en una cuenca sedimentaria normal. Pero como los esfuerzos principales no son uniformemente verticales y horizontales debido a efectos combinados de carga, estructura geológica no homogénea (fallas y estratos) que inducen esfuerzos estructurales y actividades tectónicas asociadas a la zona que inducen esfuerzos como consecuencia de terremotos someros enfocados; todo esto produce esfuerzos de corte en la sobrecarga que resultan en una rotación de los esfuerzos principales desde la vertical a la horizontal.

Por ejemplo, en el Campo Cusiana los problemas de inestabilidad de pozo fueron causados por fallas mecánicas de la roca debido a la acción de un campo de esfuerzos no hidrostático^{15,39}, tuvieron que ser resueltos identificando los esfuerzos para mejorar la ejecución de la perforación, usando registros de perforación, registros caliper, muestras de colapsos, núcleos del yacimiento y unos pocos metros de imágenes de pozo, con el fin de formular, probar y refinar una hipótesis de trabajo consistente del estado de esfuerzos, ya que con solo peso de lodo el control sería parcial. Cálculos simples basados en el modelo elástico-frágil, confirmados también por datos de perforación, mostraron que la sobrecarga fue el esfuerzo intermedio. El modelamiento elastoplástico de la deformación del pozo en arenas y shales basado en pruebas de núcleos y análisis de elementos finitos coloca limitaciones en las magnitudes de los esfuerzos principales relativos y la magnitud del esfuerzo máximo horizontal.

4.3.1 Componentes de los esfuerzos in-situ Los esfuerzos que actúan dentro de la roca pueden ser definidos por tres componentes perpendiculares entre si, llamados esfuerzos principales.

Como se ha visto el completo estado de esfuerzos de un material rocoso puede ser descrito usando tres esfuerzos totales en la roca y la presión de poro. Por lo general un eje de esfuerzo principal es vertical, de tal forma que se define el esfuerzo vertical σ_v , donde su magnitud a una profundidad dada es debida a la carga

suprayacente de roca. Los otros dos esfuerzos principales, horizontal mínimo σ_h , y horizontal máximo σ_H , son perpendiculares a σ_v .

La magnitud y la orientación de todos los tres esfuerzos principales fue determinado siguiendo el ISMS (Integrated Stress Measurement Strategy) analizado por Zoback (1993) y por Brudy et al. (1997)⁵⁹ como se puede ver en la figura 76.

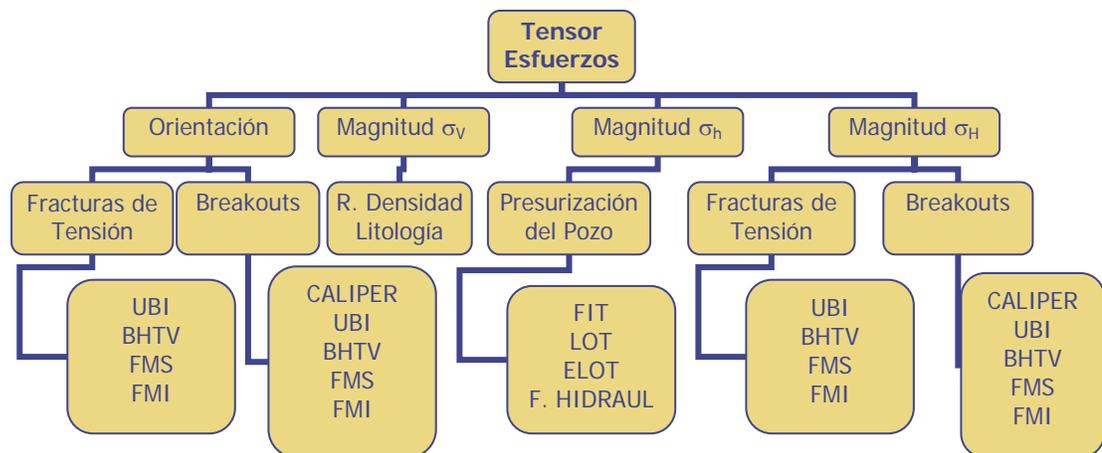


Figura 76. The Integrated Stress Measurement Strategy. Fuente: David Wiprut 2001

Donde el tensor de esfuerzos sería así:^{8,55}

- ◆ La **orientación** del σ_H es paralela a las fallas de tensión (Fracturas de tensión en la pared inducidas durante la perforación) y perpendicular a las fallas de compresión (breakouts), las cuales dan la orientación del σ_h .
- ◆ La **magnitud** del σ_h es determinada de las pruebas de LOT y fracturamiento hidráulico.
- ◆ La **magnitud** del σ_v se calcula basada en los datos de densidad de varios pozos representativos.
- ◆ La **magnitud** σ_H es una tarea muy complicada y generalmente se calcula en base a correlaciones. El conocimiento del σ_h , del σ_v y las fallas de pozo son usados para obtener el rango posible de la magnitud del σ_H .

Estos esfuerzos son in-situ hasta que la perforación de un pozo a través de la roca hace que los esfuerzos alrededor del pozo cambien debido a que las formaciones a

profundidad están expuestas a esfuerzos compresivos, verticales y horizontales, así como a una presión de poro, haciendo que se incrementen los esfuerzos tangenciales en la pared del pozo (figura 77), es decir la roca circundante deberá aguantar la carga que era soportada por la roca removida de tal forma que la pared del pozo experimentará esfuerzos adicionales lo cual puede hacer que la falla ocurra. Por otro lado incrementando la presión del pozo con aumento del peso del lodo se puede disminuir los esfuerzos tangenciales en el pozo hasta llegar a un punto donde los esfuerzos tangenciales se vuelven en tensión y la falla puede ocurrir (figura78). Hay básicamente dos tipos de fallas de pozo⁹: Fallas compresivas causadas por un insuficiente peso del lodo comparado con la resistencia de la roca y los esfuerzos alrededor del pozo; y fallas por tensión causadas por un excesivo peso de lodo comparado con el esfuerzo in-situ mas pequeño.

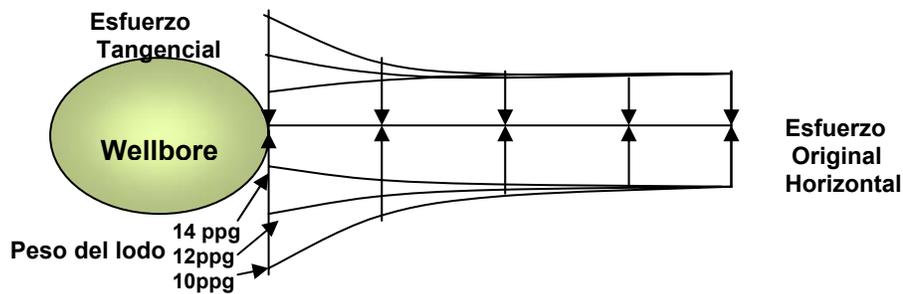


Figura 77. El esfuerzo tangencial es muy alto que se puede originar una falla por compresión. Fuente: Bourgoyne 1992.

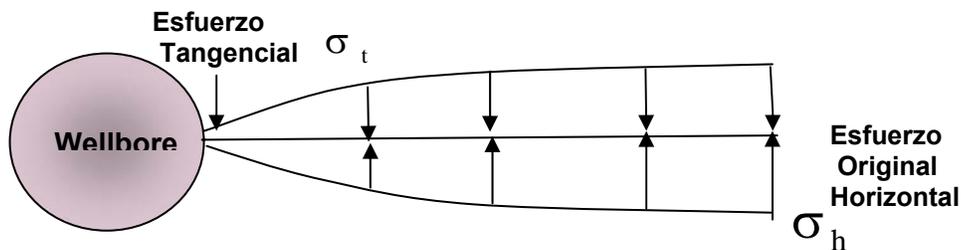


Figura 78. El esfuerzo tangencial es muy bajo que se puede originar una falla por tensión. Fuente: Bourgoyne 1992.

✚ **Esfuerzo vertical** La forma más simple de un esfuerzo actuando bajo la tierra es un esfuerzo vertical sobre un punto a una profundidad Z, causado por una columna homogénea de material suprayacente, de tal forma que $\sigma_z = \rho g z$. Si la densidad varía con la profundidad, el esfuerzo vertical a la profundidad Z sería²³:

$$\sigma_z = \int_0^z \rho(z) g dz \quad (201)$$

Cuando los esfuerzos son hidrostáticos e iguales al esfuerzos vertical total (peso de los sólidos más la presión de poro) ellos son nombrados como litostáticos. Muchas suposiciones acerca de las restricciones en la dirección horizontal han sido hechas y expresiones para K_0 pueden ser deducidas a partir de las ecuaciones de elasticidad lineal. Asumiendo que los esfuerzos horizontales σ_x y σ_y son iguales, se puede escribir:

$$\sigma'_x = \sigma'_y = K_0 \sigma'_z \quad (202)$$

Si no hay restricciones horizontales, los esfuerzos horizontales se desprecian, y $K_0=0$. Sin embargo, mientras la sedimentación continua donde las capas a alguna profundidad están confinadas y los desplazamientos en la dirección horizontal son restringidos, existirá una situación donde no habrá desplazamiento horizontal, es decir $\varepsilon_x = \varepsilon_y = 0$.

De las relaciones para materiales isotropitos tenemos:

$$\sigma'_x = \sigma'_y = \frac{\lambda}{\lambda + 2G} \sigma'_z \quad (203)$$

Aplicando relaciones apropiadas para los módulos elásticos se tiene:

$$\sigma'_x = \sigma'_y = \frac{\nu}{1 - \nu} \sigma'_z \quad (204)$$

De tal forma que K es igual a $\frac{\nu}{1-\nu}$

La relación entre el esfuerzo horizontal efectivo promedio y el esfuerzo vertical efectivo puede variar significativamente desde 0.2 a 1.5 a grandes profundidades (más grandes que 1500 m) mientras que a profundidades someras estas podrían variar cerca de 1 hasta 10 – 12 (0 – 150 m). El gradiente de sobrecarga encontrado a partir de la integración de registros de densidad, está normalmente en el rango de 0.8 – 1 psi/ft en las profundidades de interés en la exploración petrolera (bajados hasta aproximadamente 4000 m).

Una de las herramientas usada en la industria para el cálculo del esfuerzo vertical son los registros de densidad (figura 79). Esta es una herramienta de rayos gamma que usa el principio del efecto Compton de los rayos gamma para medir la densidad electrónica de la formación. A través de correlaciones apropiadas de litología, la densidad electrónica es convertida a densidad de masa. Los registros de densidad funcionan muy bien en áreas de baja actividad tectónica, donde el esfuerzo vertical es también considerado como un esfuerzo principal. De tal forma que cuando el registro de densidad este disponible, el problema de determinar el completo estado de esfuerzos in-situ se reduce a determinar la magnitud y orientación de los esfuerzos horizontales.

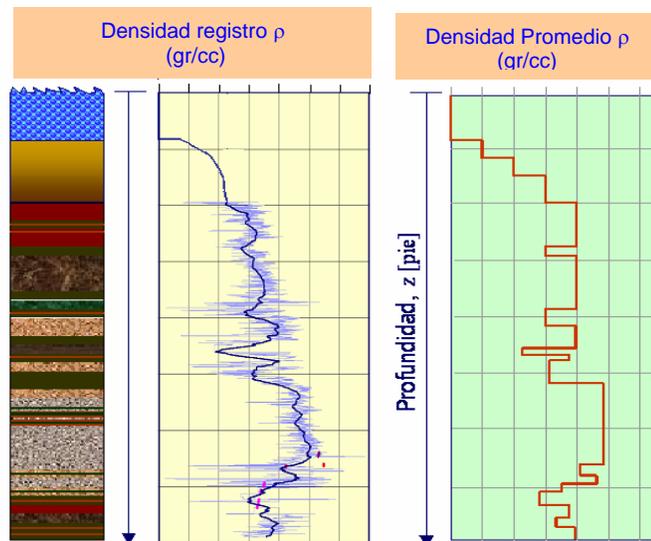


Figura 79. Registro de densidad para calcular el σ_v . Fuente: Cabrera 2003.

✚ **Esfuerzos horizontales** El valor de los esfuerzos horizontales es difícil calcularlo²⁹. El método más directo para obtener los esfuerzos horizontales es realizar una prueba de fractura a la formación para obtener un gradiente, aunque esto no se hace rutinariamente y el número de datos puede ser inadecuado.

En cuanto a correlaciones usadas comúnmente en la industria, Berckeler y Van Eekelen (1982) derivaron una relación entre el σ_h y la profundidad para varias partes del mundo, teniendo en cuenta además de las presiones anormales de poro. Ellos establecieron las dos siguientes correlaciones que son validas para arenas normalmente presionadas^{20, 23}.

$$\sigma_{h \min} = 0.053D^{1.145} + 0.46(P_p - P_{p0}) \quad \text{Para } D \leq 3500 \text{ m} \quad (205)$$

$$\sigma_{h \min} = 0.264D - 317 + 0.46(P_p - P_{p0}) \quad \text{Para } D > 3500 \text{ m} \quad (206)$$

Donde D es la profundidad, P_o es la presión de poro y P_{on} es la presión normal de poro correspondiente a un gradiente de 0.0105 MPa/m. Como no existe una correlación general para identificar la magnitud de los esfuerzos in situ en todas las formaciones, y además, teniendo en cuenta que no todas las formaciones son normalmente presurizadas, sino que también existen formaciones sobre-presurizadas o bajo-presurizadas, se debe hacer un análisis muy detallado del caso en particular mediante análisis de pruebas de integridad de la formación, registros de pozo y análisis de falla de pozo.

4.3.2 Determinación de los esfuerzos según (Peska y Zoback) Desarrollaron un software interactivo SFIB (Stress and Failure of Inclined Boreholes), con el fin de ilustrar varias técnicas para determinar la magnitud y orientación de los esfuerzos in situ, realizando observaciones detalladas de los diferentes tipos de fallas de pozo; Compresiva (wellbore breakouts), Tensivas (drilling induced tensile fractures) y fallas de corte. Gracias a este software es posible calcular la magnitud del σ_H ⁶.

Analizaron múltiples métodos para determinar el estado de esfuerzos y en más detalle un nuevo método el cual involucra datos invertidos en la orientación de fracturas por tensión inducidas durante la perforación a varias profundidades y en pozos con inclinaciones múltiples. Las fracturas inducidas en la perforación las cuales solo pueden ser detectadas por la moderna tecnología de imágenes de pozo, ocurren solamente en rocas inmediatamente adyacentes a la pared del pozo debido a la concentración de esfuerzos creados por la perforación.

Demostraron como las fracturas de la formación son controladas por el estado de esfuerzos in-situ y soportadas por las perturbaciones en la perforación relacionadas al excesivo peso del lodo y al enfriamiento del hueco. La inestabilidad del pozo resulta de fallas mecánicas severas en las paredes del pozo y es una consecuencia de las interacciones entre los esfuerzos in-situ, la resistencia de la roca y las prácticas ingenieriles, porque los esfuerzos in-situ y la resistencia de la roca no pueden ser alterados. Se ha observado que una buena práctica de ingeniería puede limitar las fallas de pozo si escogemos trayectorias óptimas y pesos de lodo adecuado durante la perforación.

También demostraron que cambiar las propiedades del fluido y la permeabilidad de la roca afecta la distribución de esfuerzos y la estabilidad del pozo perforado.

Finalmente analizaron como los problemas de perforación pueden aparecer en las rocas anisotrópicas debido a la presencia de planos débiles donde la orientación del pozo con respecto al plano (ángulo) es un factor crítico en la estabilidad del pozo. Además, si el peso del lodo aumenta en rocas isotrópicas se espera que mejore la estabilidad por el decrecimiento de las fallas compresivas en la pared del pozo, en cambio en una roca anisotrópica la relación es bastante compleja entre la orientación y la magnitud de los esfuerzos, rumbo de los estratos, la trayectoria del pozo y el peso del lodo.

4.4 ALGUNAS TÉCNICAS PARA MEDIR LA MAGNITUD Y DIRECCIÓN DE LOS ESFUERZOS EN LA INDUSTRIA

El estado de esfuerzos en cualquier punto de una roca generalmente se presenta en términos de la magnitud y la orientación de los esfuerzos principales. Por lo tanto se debe estudiar el estado de esfuerzos incluyendo la presión de poro que opera en las rocas y su comportamiento mecánico para crear un modelo integral que analice el estado de esfuerzos.

El conocimiento de los esfuerzos de campo in-situ se utiliza para el planeamiento del pozo cuando se diseña la dirección de la perforación en pozos horizontales o desviados o cuando se programa un fracturamiento hidráulico masivo. Se deben usar varias técnicas para que se obtengan datos confiables de la magnitud y dirección de los esfuerzos.^{8, 55}

4.4.1 Técnicas utilizadas en el proyecto de investigación Son las pruebas que dan el valor agregado a la tesis y por lo tanto han sido escogidas gracias a la gran confiabilidad de los datos, y además porque dan respuesta al título del proyecto y a la investigación adelantada durante 8 meses. Ensayos en los cuales se fundamentan los resultados obtenidos en el análisis de los pozos del campo Cupiagua^{8, 55}

 **Fracturamiento hidráulico** Prueba muy útil para la determinación de los esfuerzos in-situ. Es más cuando incluye efectos poroelásticos parece ser la mejor opción para determinar la magnitud del σ_h . fractura por tensión. Cuando el bombeo es detenido con el circuito hidráulico cerrado, una presión de cierre es registrada (presión necesaria para mantener la fractura abierta). La presión de cierre y la de rompimiento pueden ser relacionadas a la magnitud de los esfuerzos in-situ prevalecientes. Un empaque de impresión puede ser usado para la determinación

de la orientación del esfuerzo principal mínimo. De tal forma que tanto la magnitud y dirección de los esfuerzos principales pueden ser evaluados^{17, 30, 51}.

✚ **Breakouts** (elongaciones tectónicas) Indica la dirección de los esfuerzos máximo y mínimo y se desarrolla perpendicular al esfuerzo máximo^{26, 49, 62}.

✚ **Pruebas Leak-off** (pruebas de integridad de pozos) Determinan el gradiente de fractura para una formación^{3, 2, 20, 27}.

✚ **Fallas por tensión** Son fallas que se inducen en la perforación y son paralelas al esfuerzo máximo horizontal^{4, 5, 26, 40, 43}.

5. ANALISIS DE LAS FALLAS DE POZO

En general, las fallas de pozo pueden ocurrir como resultado de la concentración de esfuerzos compresivos o tensivos alrededor del pozo. Entonces, cuando un pozo es perforado en rocas anisotrópicamente preesforzadas, fallas de pozo pueden resultar de la reorientación del campo de esfuerzos y de la concentración de esfuerzos alrededor de las paredes del pozo (Maloney y Kaiser, 1989). Hay diferentes tipos de falla de pozo (Engelder 1993), por ejemplo:

- ◆ **Breakouts** (Gough y Bell, 1982). Son fallas compresivas que ocurren cuando el esfuerzo tangencial, σ_{θ} es tan grande que excede la resistencia compresiva de la roca C (figura 80). Este tipo de falla se forma en la dirección del σ_h , probando ser una medición confiable de la dirección de los esfuerzos in-situ.
- ◆ **Fracturas verticales o de tensión** (Zoback and Haimson, 1982 Plumb and Hickman, 1985). Estas fracturas de tensión ocurren en la dirección del σ_H , donde la concentración de esfuerzos por tensión es tan grande que excede la resistencia tensiva de la roca y se forman perpendiculares a los breakouts (figura 80).
- ◆ **Fracturas sinusoidales** (Dezayes et al., 1995). Son fallas cortadas por el pozo. El rumbo y buzamiento de las fallas puede ser usado para determinar la orientación de los recientes esfuerzos de campo.

Estas fallas de pozo pueden ser detectadas por diferentes mediciones como:

- ◆ Registros Caliper
- ◆ Registros sínicos: UBI (Ultrasonic Borehole Imager)
BHTV (Borehole Tele Viewer)

- ◆ Registros resistivos: FMS (Formation Micro Scanner)
FMI (Formation Micro Imager)

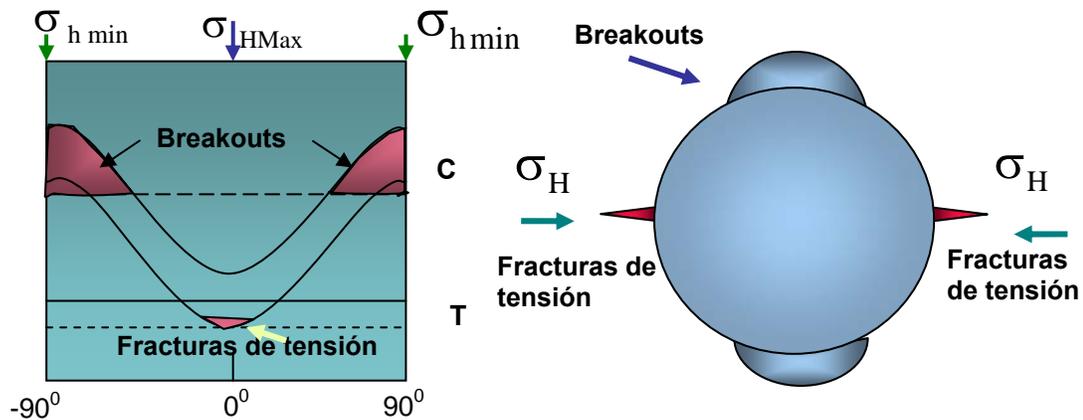


Figura 80. El diagrama (izquierda) muestra 2 curvas para el σ_{θ} alrededor del pozo. El bosquejo (derecha) muestra unas secciones transversales del pozo con un breakouts y una fractura por tensión indicadas por la curva continua en el diagrama de la izquierda. Fuente: Golke 1992.

5.1 ELONGACIONES TECTÓNICAS (BREAKOUTS)

Los datos de los breakouts de pozo adquiridos por dipmeter y más recientemente, a partir de herramientas de imágenes de pozo (tanto sónicas como eléctricas), proporcionan una disponibilidad fácil, económica, y además una gran base de datos alrededor del mundo para la determinación de la orientación de los esfuerzos in-situ. Los fundamentos físicos que se tienen actualmente para definir la formación de breakouts bajo diferentes condiciones de esfuerzos, pueden permitir la estimación de la magnitud de los esfuerzos in-situ directamente a partir de la geometría de los breakouts.

✚ Los breakouts, así llamados por Babcock (1978), son ensanchamientos quebradizos en el diámetro del hueco en la dirección paralela al σ_h , debido a la alta concentración de esfuerzos anisotrópicos alrededor del pozo. El ensanchamiento quebradizo ocurre a lo largo de la intercepción de fracturas de corte generadas

tempranamente durante la perforación las cuales progresan con el tiempo (Bell 1990). Las microfracturas resultantes crecen y se agrupan para formar microfracturas cercanamente espaciadas que luego son erodadas y el pozo comienza a elongarse en la dirección del σ_h . Esta falla de pozo se puede visualizar en registros UBI o FMI como ensanchamientos, en dos franjas simétricas que se mantienen como ranuras rectilíneas en intervalos a profundidad de metros. El análisis de que dichas deformaciones son de carácter tectónico se basa en la experiencia en diversos lugares del mundo, donde los ejes de las franjas de ensanchamiento, presentan arreglos sistemáticos, coincidentes con los de las direcciones de mínima compresión horizontal derivadas de otros métodos tales como:

- Análisis de mecanismos focales
- Medición de esfuerzos in-situ por sobreacorazamiento (overcoring)
- Fracturamiento hidráulico
- Inversión de planos de falla.

Por otro lado se establece que el uso de los Breakouts no solo sirve para determinar la orientación de los esfuerzos sino también para el cálculo de la magnitud del σ_H (solución Kirsch), propuesta introducida por Barton (1988)^{26, 49}.

Las rocas más propensas a los breakouts en respuesta a esfuerzos de campos lejanos parecen ser aquellas que son suficientemente quebradizas para transmitir los esfuerzos anisotrópicos; y aquellas que son también suficientemente débiles para fallar alrededor de las paredes del pozo. La mayoría de los breakouts son encontrados en shales y en carbonatos que en areniscas. A causa de la falencia de consolidación y, posiblemente, por el fortalecimiento de la torta del lodo en la pared del pozo, las areniscas han mostrado una capacidad limitada para transmitir esfuerzos anisotrópicos y así exhibir los breakouts. Los Breakouts clasifican el pozo dentro de cuatro categorías, con respecto a los análisis estadísticos para el cálculo de la desviación estándar del azimut del Breakout, similar al procedimiento del mapa mundial de esfuerzos⁴⁹:

- A: más pequeño que 12°
- B: entre 12° y 20°
- C: entre 20° y 25°
- D: mayores que 25°

Un ángulo de inclinación de pozo de 10° máximo se utiliza para la definición de los breakouts, ya que inclinaciones más grandes que 10° induce la ovalización del pozo, independientemente del campo de esfuerzos.

5.1.1 Antecedentes Con la llegada del dipmeter o caliper de 4 brazos fue posible describir y medir más exactamente la forma del pozo; específicamente, la asimetría o elipticidad, que con su antecesor el dipmeter de 3 brazos. Con este dipmeter de 4 brazos Leeman (1964) reportó el fracturamiento de la pared del pozo en zonas de altos esfuerzos, y Cox (1970), en un estudio en Alberta Canadá fue el primero en observar la elongación preferencial de la dirección del pozo, y además notar que esta dirección de elongación era independiente de la edad geológica y la magnitud del buzamiento. Babcock (1978) también se dio cuenta que la profundidad, litología, desviación del pozo y azimut del breakout son elementos independientes; y que los breakouts estaban asociados con la disminución de la rotación de la herramienta dipmeter una vez los patines habían detectado una dirección preferencial.

Uno de los primeros aciertos del registro de identificación de fracturas (dipmeter de 4 brazos), fue que los breakouts, particularmente en las arcillas fracturadas de Louisiana y el sur de Texas, pudieron ser causados por fracturamiento, y que además podrían ser usados como un indicador de fracturamiento en esas rocas (Beck et al 1977, Babcock 1978, Shafer 1979). Por otro lado Cox (1982) no encontró una correlación entre las fracturas y los breakouts a excepción del Cotton Valley y Austin Chalk; mientras que Baumgardner y Laubach (1987) sugirieron que la misma elongación de pozo en la formación Travis Peak del este de Texas puede ser causada por fracturas. Finalmente Baumgardner et al, (1989) encontró que los breakouts estaban asociados a fracturas naturales en rocas cristalinas⁴⁹.

5.1.2 Los Breakouts como un indicador de esfuerzos La mayor influencia en la orientación de los breakouts es el contraste entre los dos esfuerzos horizontales. Este contraste debería ser lo suficientemente grande, ya que si hay una diferencia mínima en la magnitud entre los dos esfuerzos horizontales una gran variedad de azimut de breakouts pueden surgir, haciendo muy difícil definir una orientación preferida del breakouts.

La identificación y análisis de los breakouts de pozo como una técnica para la medición de la orientación y magnitud de los esfuerzos in-situ, y para identificar la orientación (azimut) de tanto las fracturas que ocurren naturalmente e inducidas (Hidrofracturas), han recibido grandes elogios durante los últimos 10 años.

5.1.3 Identificación de breakouts Normalmente los breakouts son más notables en zonas profundas de las perforaciones que cerca de la superficie, donde su identificación se torna insegura, debido a que la velocidad de giro del dipmeter decrece notablemente y es difícil reconocer los tramos en los cuales cesa la rotación; por otra parte la experiencia demuestra que también puede ocurrir ciertos cambios en la orientación de los esfuerzos al pasar discordancias importantes.

No todos los ensanchamientos elípticos de pozo son breakouts inducidos por esfuerzos. Los breakouts deben ser correctamente distinguidos en relación a otras causas de elipticidad del pozo como los keyseat y los washouts. Ellos pueden no ser paralelos a la dirección del σ_h cuando el pozo se desvía de la vertical.

Diferentes investigadores han propuesto criterios para identificar breakouts:

- ◆ Fordjor et al, (1983), Plumb y Hickman (1985) y Springer (1987) propusieron un criterio para reconocer los breakouts a partir de los registros dipmeter de 4 brazos, y distinguirlos de otras causas de elipticidad del pozo.
- ◆ Plumb y Cox (1987) discutieron 4 suposiciones involucradas en inferir las direcciones de los esfuerzos a partir de datos dipmeter:

1. Falla y elongación del pozo son debido a una fractura frágil y no a una deformación plástica
2. La elongación no es debida a la intercepción de fracturas naturales
3. El pozo es perforado paralelo a uno de los esfuerzos principales
4. La elongación del pozo es simétrica.

5.1.4 Medición de la magnitud del Esfuerzo Máximo Aparte de los métodos clásicos como fracturamiento hidráulico, los breakouts pueden ser usados para estimar la magnitud del σ_H si el ángulo de abertura del breakouts y la resistencia compresiva C_0 , de la roca son conocidos⁴⁹. La estimación de la magnitud es mejorada si el σ_h es conocido de pruebas de fracturamiento hidráulico o leak-off (Zoback y Haimson, 1982).

Existe poca confiabilidad de las mediciones de fracturamiento hidráulico para hallar los esfuerzos in-situ en ambientes hostiles (alta temperatura, alta presión, pozos profundos, pozos fracturados naturalmente), por lo tanto es necesario un método alternativo para determinar las magnitudes de los esfuerzos, es decir, un análisis cuantitativo de los breakouts (Zoback et al, 1986).

En rocas casi-isotrópicas (rocas sedimentarias), la geometría del breakout (profundidad, ancho y forma) está relacionada directamente a la magnitud del σ_H según estudios teóricos y de laboratorio. Diferentes investigadores han analizado estos fundamentos y han concluido:

- ◆ Haimson (1987) declaró que existe el potencial para usar los breakouts para estimar las magnitudes de los esfuerzos, si las dimensiones de la zona fallada pueden ser determinadas⁴⁹.
- ◆ Barton et al (1988) propuso un método para usar el ancho de breakouts, obtenido a partir de imágenes BHTV, para estimar las magnitudes de los esfuerzos⁵².

- Bell (1990) Estuvo en desacuerdo en cuanto como esta geometría puede ser usada y escribió la dificultad en obtener mediciones confiables de la magnitud del σ_H , así como la necesidad de mejorar el entendimiento del mecanismo de la roca fallada⁴⁹.
- Vernik y Zoback (1992) reportaron que los perfiles de σ_H estimados a partir de breakouts se compararon muy bien con aquellos obtenidos a partir del fracturamiento hidráulico⁴⁹.

Un trabajo adicional está siendo realizado en la evaluación de los esfuerzos in-situ a partir de breakouts en rocas anisotrópicas (es decir, ígneas y metamórficas) para un mejor entendimiento, donde el mecanismo de falla puede no ser el mismo que el de las rocas isotrópicas

✚ **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 ΔP , 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 elasticos 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: (figura 81).

Esfuerzo Radial

$$\sigma_r = \frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h) \left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) + \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) \left(1 - 4\frac{R^2}{r^2} + 3\frac{R^4}{r^4}\right) \cos 2\theta + \Delta P \frac{R^2}{r^2} \quad (207)$$

Esfuerzo Tangencial

$$\sigma_\theta = \frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h) \left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) - \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) \left(1 - 3\frac{R^4}{r^4}\right) \cos 2\theta - \Delta P \frac{R^2}{r^2} \quad (208)$$

Esfuerzo de corte

$$\tau_{r\theta} = -\frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h) \left(1 + 2\frac{R^2}{r^2} - 3\frac{R^4}{r^4} \right) \text{sen}2\theta \quad (209)$$

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:

$$\sigma_\theta = \sigma_h + \sigma_H - 2(\sigma_h - \sigma_H) \cos 2\theta - 2P_o - \Delta P \quad (210)$$

$$\sigma_r = P_w \quad (211)$$

$$\sigma_z = \sigma_v - 2\nu(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta \quad (212)$$

La ecuación (210) es la misma ecuación (176) del capítulo 2, en la cual se basan todas las formulas que calculan la magnitud de los esfuerzos. Por lo tanto queda demostrado que las ecuaciones modificadas por Jaeger & Cook son idénticas a las ecuaciones (186) a (189) de Bradley.

El punto de máxima concentración de esfuerzos alrededor del pozo vertical ocurre cuando $\theta = 90^\circ$ en la ecuación (176) o (210), de tal forma que es paralelo al σ_h y es escrita así:

$$\sigma_\theta = 3\sigma_y - \sigma_x - P_w - P_o \quad (213)$$

La cual es idéntica a:

$$\sigma_\theta^{\max} = 3\sigma_H - \sigma_h - 2P_o - \Delta P \quad (214)$$

En contraste donde la concentración de esfuerzos es mínima $\theta = 0^\circ$, la cual es paralela al σ_H , la ecuación (176) es escrita como:

$$\sigma_{\theta} = 3\sigma_x - \sigma_y - P_w - P_o \quad (215)$$

La cual es idéntica a:

$$\sigma_{\theta}^{\min} = 3\sigma_h - \sigma_H - 2P_o - \Delta P \quad (216)$$

Retomando de la ecuación (210) es notable que en el punto de máximo ancho de breakout, la concentración de esfuerzos alrededor del pozo esté en equilibrio con la resistencia compresiva de la roca, afirmación que se puede describir así (figura 81):

$$C_o = \sigma_{\theta} = \sigma_h + \sigma_H + 2(\sigma_h - \sigma_H) \cos 2\theta_b - 2P_o - \Delta P \quad (217)$$

Donde θ_b es el ángulo medio del Breakout medido desde el azimut del σ_h .

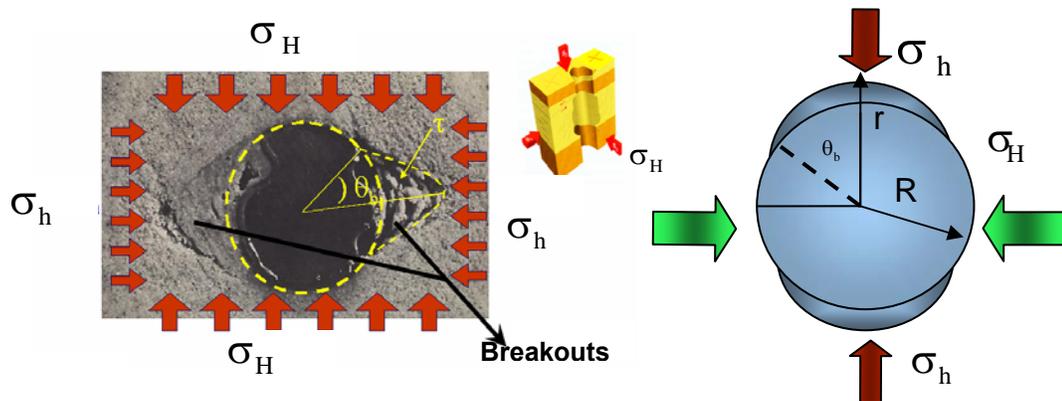


Figura 81. Corte transversal del breakouts donde se muestra la lectura del ángulo del Breakouts. Fuente Cabrera 2003.

Al despejar el σ_H de la ecuación (217) se tiene:

$$\sigma_H = \frac{C_o + P_w + P_o - \sigma_h(1 - 2 \cos 2\theta_b)}{(1 + 2 \cos 2\theta_b)} \quad (218)$$

Con esta ecuación queda resuelta la aplicación de la solución Kirsch en el cálculo σ_H a partir del ancho del breakout.

5.1.5 Desarrollos recientes

- ◆ (Zoback et al, 1986) indicaron que el objetivo primario de la perforación científica es la determinación de los esfuerzos in-situ; sin embargo, las altas presiones requeridas para iniciar las fracturas inducidas para la medición de los esfuerzos in-situ, combinadas con la alta temperatura de fondo encontradas en la mayoría de los pozos puede exceder los límites de la actual tecnología de empaquetamiento. Así, los breakouts de pozo pueden convertirse en el método primario para la evaluación de la orientación de los esfuerzos in-situ⁴⁹.
- ◆ Mastin (1988) discutió acerca de las elongaciones de pozo o breakouts en diferentes regímenes de falla (normal, rumbo, inversa)⁴⁹
- ◆ Lacy y Smith (1989), Avasthi et al (1990), y Bell (1990) revisaron los métodos usados para la medición de los esfuerzos in-situ y la orientación de la fractura, incluyendo los datos de breakouts, y las aplicaciones de esta información a la estimulación del pozo⁴⁹.
- ◆ Allison y Nelson (1988) sugirieron una aplicación adicional de los datos de breakouts para guiar las perforaciones direccionales en pozos geotérmicos y para incrementar la probabilidad de interceptar el mayor número de fracturas activas y abiertas⁴⁹.

5.2 FRACTURAS DE TENSIÓN INDUCIDAS DURANTE LA PERFORACIÓN

Varios métodos se han propuesto para estimar el campo de esfuerzos in situ a partir de datos de fracturas de tensión inducidas durante la perforación (Okabe et al., 1998). Estas fracturas son aberturas verticales que aparecen en las paredes del pozo, dispuestas como un par de fisuras con un azimut diametralmente opuesto, una de otra, es decir aparecen enfrentadas separadas 180° (figura 82). Se producen como respuesta a la perturbación del campo de esfuerzos locales cuando se ejecuta la perforación de un pozo y están orientadas paralelamente a la dirección del σ_H .

Las fracturas por tensión son el resultado de la concentración de σ_{θ} alrededor del pozo durante la perforación que excedieron la resistencia a la tensión de la roca (Moos y Zoback, 1990). Además también son creadas por la presión del lodo de perforación y por esfuerzos termales debido al enfriamiento de la superficie del pozo^{1,4, 7, 26}. Existen casos en los cuales las fracturas inducidas por tensión se forman en un ángulo con el eje del pozo, que son difíciles de distinguir de las fracturas naturales, especialmente en los registros eléctricos ya que no contemplan la totalidad de la circunferencia del hueco (figura 83). Los criterios mostrados por (Barton 2000), para distinguir las fracturas por tensión y no confundirlas con fracturas naturales, cuando se analizan imágenes de pozo son esenciales, debido a que la concentración de esfuerzos alrededor del pozo, puede enmascarar fracturas naturales cuando son interceptadas por el pozo perforado.

Las fracturas inducidas y las fracturas naturales se pueden confundir fácilmente, por tener aspectos similares dentro de una imagen de pozo y dentro de ciertos intervalos de roca. Para diferenciarlas hay que tener en cuenta que las fracturas inducidas están usualmente entre unos pocos grados de la vertical, y a menudo tienen longitudes verticales las cuales se extienden varios pies o más en el pozo. Además estas fracturas a menudo carecen de picos y bajos sinusoidales en las imágenes indicando que el origen de la fractura estuvo dentro del pozo. Así, la causa de las fracturas puede haber sido el resultado del proceso de perforación. En cambio las fracturas naturales pueden tener estas características pero ellas son más probables de que crucen el pozo, dando la forma familiar sinusoidal con los picos y bajos presentes. Bajo algunas circunstancias, las fracturas naturales pueden tener una única apariencia en el registro que pueden permitir a ellas ser distinguidas de las fracturas inducidas. Otra manera para distinguir fracturas inducidas de naturales son sus respectivas orientaciones, si se conocen. Sin embargo, esta aproximación es de poco uso en un área donde las fracturas inducidas y naturales tienen la misma orientación o donde las orientaciones relativas son desconocidas.

Los registros de imágenes pueden ser usados para orientar los corazones convencionales, y los corazones pueden ser usados para proporcionar una clasificación de la fractura confiable. Así, las comparaciones de las descripciones de

las fracturas adquiridas a partir de corazones pueden grandemente mejorar las interpretaciones de los registros de imagen y los análisis de estos registros pueden ser usados para verificar las orientaciones de los corazones.

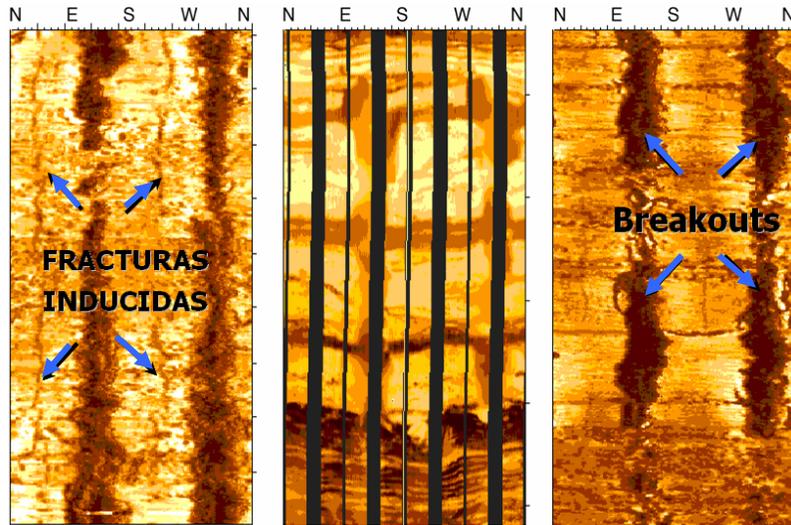


Figura 82. Registros de imágenes donde se observan breakouts y fracturas por tensión. Fuente: GGS 2003.

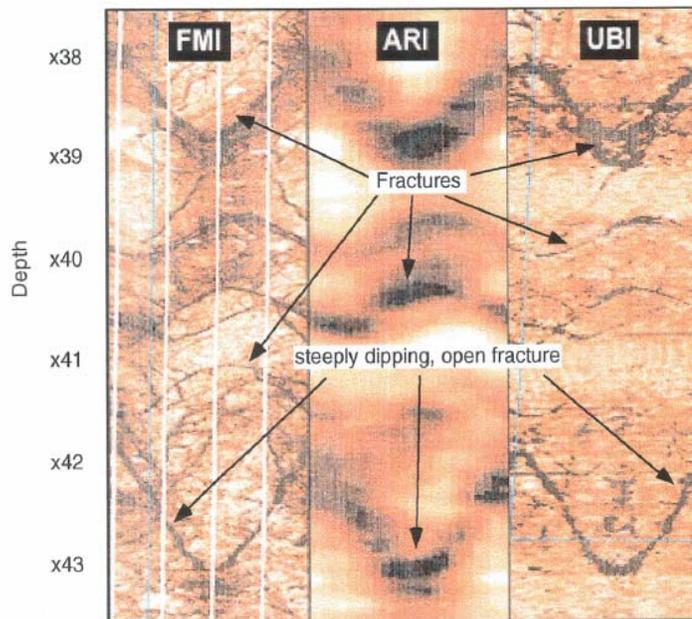


Figura 83. Imágenes de pozo de rocas fracturadas a partir de registros FMI, ARI (Azimuthal Resistivity Imager) y UBI. Fuente: Barton 1998.

5.2.1 Determinación de la magnitud del esfuerzo máximo Siguiendo la convención normal de tomar los esfuerzos de compresión positivos, esta condición se puede escribir como:

$$\sigma_{\theta} < -T_o \quad (219)$$

Para materiales porosos el esfuerzo total puede ser reemplazado por el esfuerzo efectivo y la ecuación anterior se transforma en:

$$\sigma_{\theta} - P_o < -T_o \quad (220)$$

El σ_H es calculado en el intervalo en el cual la fractura por tensión es identificada en una imagen de pozo UBI o FMI. Como la fractura se genera en la misma dirección del σ_H por lo tanto se establece la dirección del esfuerzo y el sitio donde el σ_{θ} es mínimo ($\theta=0^\circ$). El σ_{θ} mínimo es definido por la siguiente expresión:

$$\sigma_{\theta} = 3\sigma_h - \sigma_H - P_w - P_o \quad (221)$$

Esta expresión parte de la ecuación (176) y La condición para que se inicie una fractura por tensión en la región del hueco donde se cumple la condición que ($\theta=0^\circ$), es que el esfuerzo tangencial sea igual a la resistencia a la tensión de la roca.

$$\sigma_{\theta} = T_o \quad (222)$$

Reemplazando la ecuación (217) en 221 se puede obtener la magnitud del σ_H .

$$\sigma_H = 3\sigma_h + T_o - P_w - P_o \quad (223)$$

Si se incluye el parámetro poroelástico de Biot (α), la ecuación anterior queda:

$$\sigma_H = 3\sigma_h + T_o - \alpha P_w - (2 - \alpha)P_o \quad (224)$$

5.3 HERRAMIENTAS PARA IDENTIFICAR BREAKOUTS Y FRACTURAS DE TENSIÓN

Mientras que los datos dipmeter son más a menudo usados en estudios regionales y de campo por estar disponibles en áreas de exploración de hidrocarburos, las herramientas de imágenes son consideradas los mejores aparatos para identificar los breakouts y distinguirlos de otros tipos de elongaciones de pozo (Springer, 1987; Bell, 1990). Plumb (1989) usó datos de imágenes BHTV para establecer un criterio que pueda distinguir los breakouts causados por fracturas naturales en relación a las fracturas por tensión ^{4, 8, 26}

Los registros de imágenes proveen información de las paredes del pozo y permiten la descripción del yacimiento mediante la identificación de rasgos estratigráficos, zonas fracturadas, orientación de fracturas, cambios en la densidad de la roca, estratos delgados, análisis estructural y orientación de los esfuerzos locales. En este proyecto se presentan 4 herramientas de registros las cuales pueden producir imágenes detalladas de las paredes del pozo, basadas en las variaciones de las propiedades de las rocas: el UBI, FMI, FMS y BHTV. Se muestran las principales características de las herramientas, como su configuración y funcionamiento, así como, las principales aplicaciones para la industria.

5.3.1 Registro Caliper o Dipmeter Es la mejor herramienta a usar cuando se tienen problemas de estabilidad en el pozo ya que muestra ensanchamientos y reducciones en el hueco (cambios notables en la geometría circular producida por la broca). Dicha herramienta se desarrolló en principio como una sonda de tres brazos para medir el diámetro de los pozos, con el objetivo de poder estimar la cantidad de cemento a utilizar luego de su recubrimiento con tubería.

Como la herramienta posee sensores eléctricos en los patines que hacen contacto con las paredes del pozo, fue posible utilizar la sonda como herramienta para medir buzamientos de estratos, planos de falla, fracturas naturales o inducidas

artificialmente (Fracturamiento hidráulico) o para reconocer discordancias gracias a la diferencia de resistividad de cada una de las capas atravesadas¹⁴.

Hoy en día esta herramienta generalmente consta de 4 brazos escualizables hidráulicamente y arreglados en dos pares perpendiculares entre sí. El diámetro de apertura mínima es de 4 pulgadas y la máxima de 21 pulgadas. Sin embargo, la resolución en cuanto a las variaciones de la geometría del pozo, depende de los tamaños de los patines (generalmente 30 cm de largo y 6 cm de ancho). La resolución de las variaciones de buzamiento es función del número de sensores y la distancia entre ellos, por lo general es de 2 o 3 en cada patín¹⁴.

Para realizar el registro, la sonda es llevada por gravedad hasta el fondo del pozo por medio de un cable que incluye los conductores eléctricos que la conectan con la estación de registro. La toma de datos se efectúa durante el ascenso, a velocidad constante y con un movimiento rotatorio, para obtener un registro no interrumpido de los valores de azimut relativos a uno de los patines y definidos a partir del sistema de un acelerómetro triaxial y tres magnetómetros. Que el registro solo se haga durante la extracción de la herramienta, se debe a que así se garantiza la continuidad del movimiento, pues en el descenso hay más probabilidad de atascamiento.

El criterio para identificar breakouts a través del análisis del registro puede ser resumido como:

1. El registro dipmeter debe registrar sistemáticamente la rotación de la herramienta arriba y abajo del breakout.
2. La rotación de la herramienta debe cesar sobre el intervalo del breakout, así que hay un azimut relativamente constante en el rango de $\pm 10^\circ$ en la dirección de ovalización.
3. El pozo debe estar cerca de la vertical (la inclinación del pozo no debe ser mayor de 10° de la vertical)

4. Los breakouts deben ser ignorados si el eje alargado corresponde a la sección de pozo elongada de acuerdo con la dirección de la desviación del pozo (dentro de 10°).

5.3.2 Registros ultrasónicos Las primeras herramientas ultrasónicas fueron introducidas a la industria hace más de 25 años. En los últimos años estas herramientas han mejorado, proporcionando mejores y amplias soluciones a los problemas a los que están enfrentados los ingenieros y geólogos de producción. Dentro de los registros que generan imágenes acústicas se tienen: ^{21, 53}

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

En general estas herramientas proporcionan una imagen tanto de la reflexión acústica como del tiempo de viaje para así inferir el radio del pozo. A continuación se explica los dos registros utilizados por la compañía Schlumberger para identificar fallas de pozo.

Ultrasonic Borehole Imagen (UBI) Fue introducido a la industria en 1990 por Schlumberger y desde entonces ha tenido una amplia aplicación para determinar las características de la pared y el diámetro del pozo. La herramienta (figura 84) consiste de una sonda con un transductor de alta resolución, el cual está disponible en diferentes tamaños para diferentes tipos de broca para proveer imágenes acústicas exactas de hueco abierto en lodos base agua o aceite; proporcionando una mejor y alta resolución de la geometría del pozo que la herramienta caliper.

El transductor a medida que rota emite pequeños pulsos ultrasónicos los cuales reproducirán un eco al chocar con la pared registrándose el tiempo de viaje o tránsito el cual es convertido al radio del pozo usando la medida de la velocidad

acústica en el fluido del pozo; y las amplitudes del eco emitido (figura 85). El transductor que rota en una frecuencia de 250 a 500 KHz tiene las dos funciones, trasmite y recibe. Las altas frecuencias tienen mejores resoluciones de imagen, pero las bajas frecuencias proveen medidas más robustas en lodos altamente dispersivos.

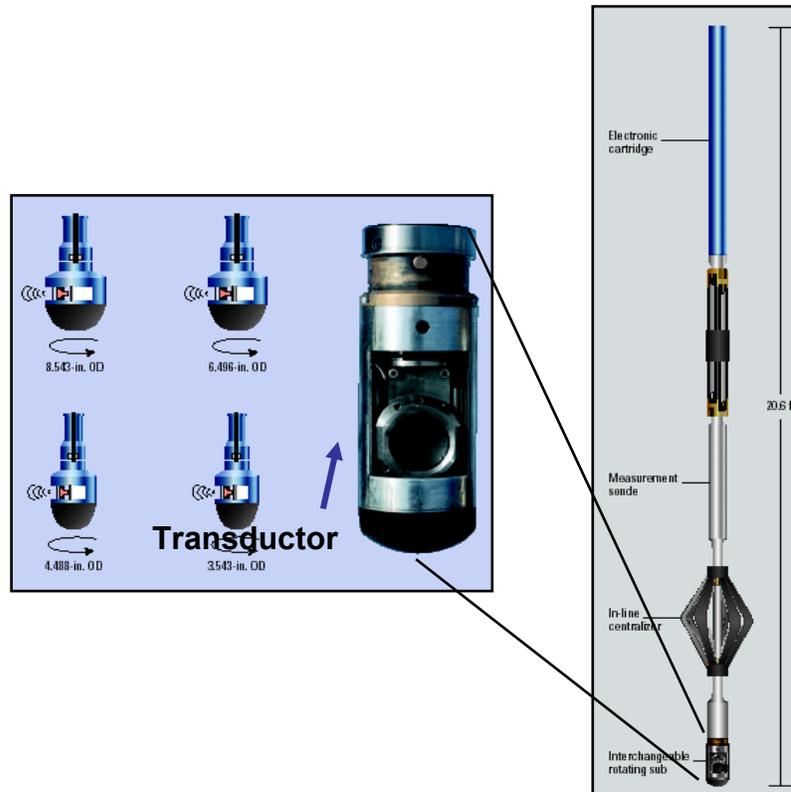


Figura 84. A la izquierda se observan varios tamaños de transductores y a la derecha la configuración de la herramienta UBI. Fuente: Elliott 1996.

La herramienta al medir la amplitud y el tiempo de tránsito produce dos imágenes, desplegadas como imágenes del pozo a 360°, donde una imagen es la amplitud y la otra es el radio del pozo (figura 86). Los colores oscuros en la imagen representan amplitudes bajas y radios grandes indicando rugosidades del hueco. Esta herramienta es sensible a excentricidades hasta de ¼ de pulgada dando imágenes claras, limpias y fáciles de interpretar aún en pozos desviados. Las medidas son orientadas con respecto al norte o con respecto al tope del hueco. Los efectos de excentricidad, la amplitud y el radio son corregidos usando un algoritmo que no es afectado por la presencia de fracturas y breakouts.

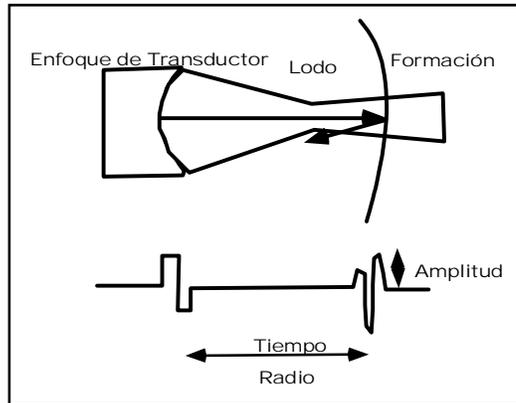


Figura 85. Principio Físico que utiliza el transductor. Reflexión del pulso ultrasónico en la formación. Fuente: Elliott 1996.

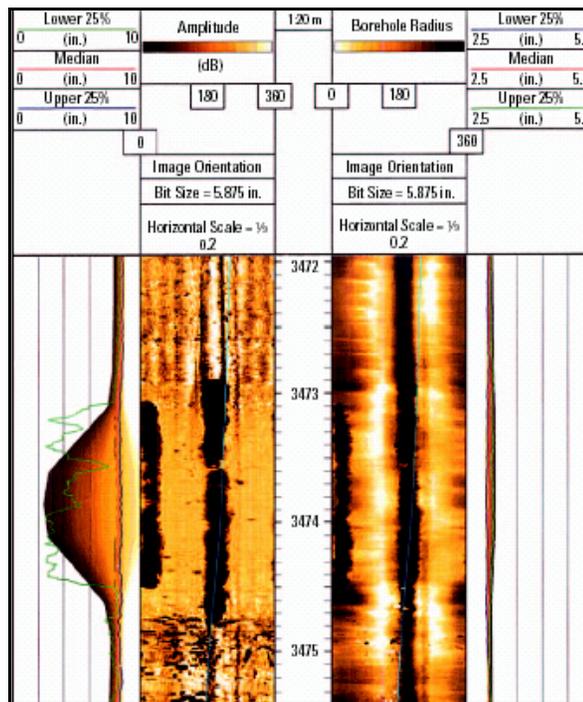


Figura 86. Visualización de la amplitud y el radio del pozo. Fuente: Elliott 1996.

La formación de los breakouts se observa en estos perfiles, donde el hueco tiende a derrumbarse en la dirección del σ_h . Este derrumbe se visualiza como una banda oscura vertical (Figura 86). La acumulación de detritos derivados de los breakouts es una de las principales causas de la pega de la tubería, y usualmente estos problemas son corregidos aumentando el peso del lodo. Los breakouts son

diagnosticados por dos alargamientos del hueco a 180° (uno frente a otro), (Hayman, 1995) como se puede ver en la figura 87.

Al incrementar el peso del lodo se puede prevenir la formación de breakouts pero puede tener un efecto opuesto como reabrir fracturas, fallas, planos de estratificación o crear un desplazamiento por cizalla. La cual es otra deformación que frecuentemente se observa en las imágenes UBI. Los Keyseat al igual que las deformaciones mencionadas anteriormente se pueden observar en los cortes transversales, los cuales se identifican como suaves extensiones del arco desde el círculo de referencia y son iguales al radio de la tubería o al collar (figura 87).

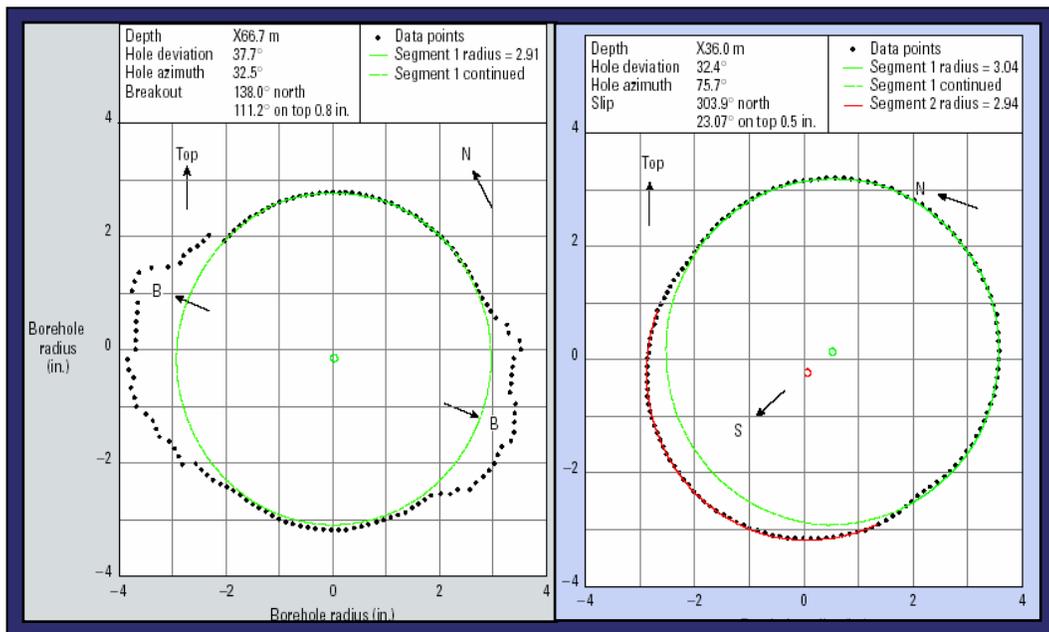


Figura 87. Corte transversal del radio del pozo. Breakout indicado por el alargamiento de las líneas punteadas en B (izquierda) y keyseat (derecha). Fuente: Elliott 1996.

Además de la aplicación en la determinación de las deformaciones en el pozo como keyseat y breakouts, esta herramienta permite identificar la dirección del buzamiento de las capas estratificadas y fracturas naturales e inducidas. Estas aplicaciones son ampliamente utilizadas en los campos del mundo y en Colombia se ha venido utilizando sobre algunos intervalos de los pozos del campo Cupiagua. De la

información obtenida de las imágenes ha sido posible determinar en algunos pozos la presencia de fallas, así como el estado de esfuerzos.

Entre las desventajas de la herramienta se tienen:

- ◆ Si el hueco presenta varias zonas de derrumbe, estas aparecen en el registro como una zona oscura y no se distinguen los rasgos de la formación.
- ◆ Un lodo con abundantes partículas en solución limita e impide la visualización de las paredes del hueco y generan una imagen borrosa.
- ◆ Las secciones donde la tubería se recuesta sobre la pared del hueco, se muestran en la imagen como una banda oscura que no permite observar los detalles de la pared del pozo.
- ◆ Las fracturas inducidas que se formen con la misma tendencia de las fracturas naturales, en las imágenes es difícil diferenciarlas.

🚧 **BoreHole TeleViewer (BHTV)** Es una herramienta nueva, hasta ahora solamente usada en pozos de investigación. No se trata como podría pensarse de imágenes televisivas, sino de registros obtenidos por una sonda sismo acústica con un emisor piezo-eléctrico que envía señales de alta frecuencia (1,2 MHz) que se reflejan luego en las paredes del pozo. El aparato mide el tiempo de retorno de dichas ondas, entre 200 y 600 veces (pulsos) por cada giro del emisor- receptor, lo cual garantiza un cubrimiento denso de la superficie estudiada y permitir así el reconocimiento de rugosidades, grietas, desprendimientos y deformaciones elípticas, según lo describen Bell & Gough (1983), Hickman (1985), Zoback et al. (1985), Plumb & Hickman (1985) y Bluming (1986). De todos modos el método aún no ha sido empleado en Colombia figura 88.

El lado izquierdo de la figura 88 muestra una vista desenvuelta de la pared del pozo para la amplitud de los rayos ultrasónicos reflejados y el radio como una función de la profundidad y el azimut versus el norte geográfico. El lado derecho muestra una sección transversal de pozo por la superposición de 10 líneas escaneadas consecutivas (representando una distancia vertical de 5 cm en el pozo). En la vista desenvuelta de la pared del pozo los breakouts pueden ser vistos como una línea

difusa corriendo verticalmente a lo largo del pozo a orientaciones de aproximadamente NE y SW.

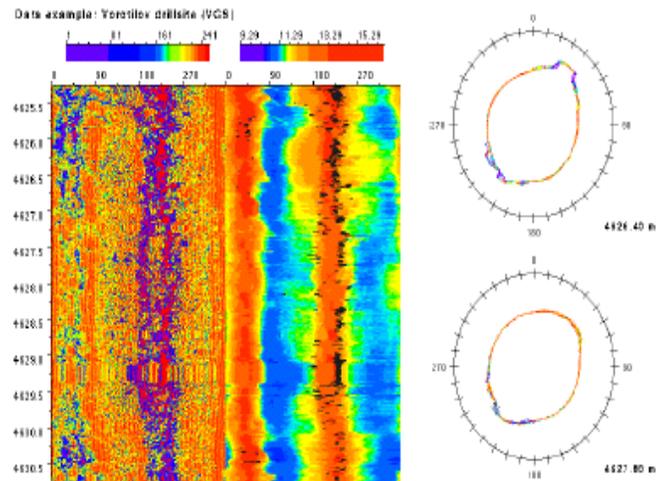


Figura 88. Imagen BHTV mostrando una sección de Breakout. Fuente: Golke 1992.

5.3.3 Registros resistivos Son herramientas eléctricas que miden la resistividad de la formación.

🛠️ Formation Micro Scanner (FMS) Es una herramienta similar al SHDT (Stratigraphic High Resolution Dipmeter), con despliegues adicionales de 27 botones de resistividad cada uno localizado sobre dos patines adyacentes y con una resolución lateral de 2.8 in. La herramienta posee 4 dispositivos articulados que contiene 2 conjuntos de electrodos. Un conjunto suministra información de la deformación del pozo y el otro las imágenes del mismo. La disposición del arreglo de las imágenes está localizada en dispositivos separados 90°.

La respuesta del FMS esta influenciada por la porosidad, por las características texturales de la roca y por la rugosidad del pozo. Esta herramienta captura dos dimensiones orientadas del pozo y da una imagen de alta resolución de las variaciones de micro resistividad alrededor de las paredes del pozo. Además puede detectar fracturas en un rango desde fracciones de milímetro hasta varios centímetros y dar una excelente resolución vertical para distinguir fracturas abiertas

de cerradas. Ciertas características adicionales pueden ser encontradas en este registro como:

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

Fullbore Formation Micro Imager (FMI) Es una herramienta empleada en lodos base agua, para proveer una imagen eléctrica a la totalidad del pozo ofreciendo información cuantitativa especialmente utilizada en análisis de fracturas. El registro suministra una imagen de la formación con un cubrimiento del 80% del hueco y una resolución de 0.2 in en la dirección vertical. Además tiene un procesamiento de los datos de rumbo y buzamiento en tiempo real y la facilidad de poderse combinar con otras herramientas⁵³

La herramienta de 4 brazos provee imágenes similares al FMS. Posee además un módulo dipmeter que permite la adquisición de información de inclinación de estructuras (figura 89). Esta herramienta se aplica en análisis estructurales, caracterización de cuerpos sedimentarios, ampliación de análisis texturales con sensores de alta resolución, evaluación de los patrones de fracturas y caracterización de yacimientos. Características útiles en el análisis del registro serían:

- La utilización de la herramienta FMI suministra una identificación clara de las fracturas naturales o inducidas dentro de la formación que se ha perforado, permitiendo determinar la apertura de la fractura.
- En las imágenes de la herramienta FMI se pueden realizar análisis estratigráficos, donde se puede obtener la interpretación de ambientes de depositación de la roca que se esta perforando.
- A partir de la identificación de las fracturas inducidas y breakout en las imágenes del FMI es posible determinar la dirección de los esfuerzos horizontales y plantear un modelo geomecánico que permite predecir la ubicación y el tipo de las fracturas inducidas, generando soluciones para el diseño de programas de lodo en el momento de perforar.

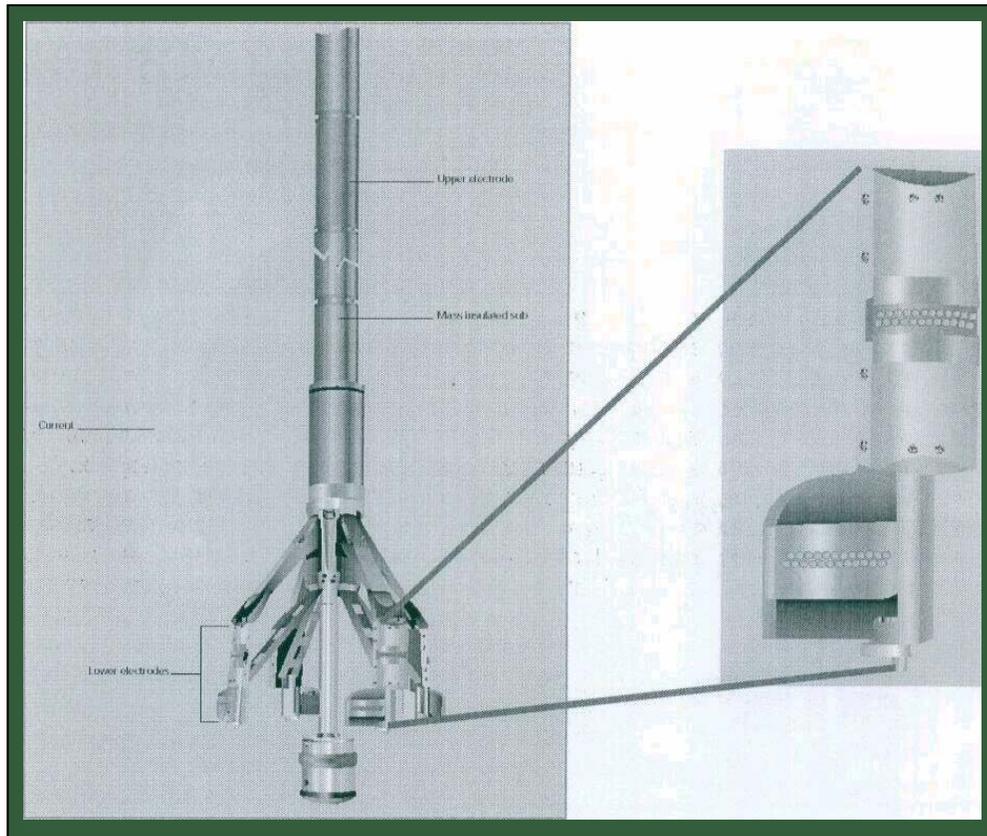


Figura 89. Configuración de la herramienta FMI (izquierda). (Derecha) configuración del patín y el flat utilizados de la herramienta. Fuente: Elliott 1996.

6. ANALISIS DE LAS PRUEBAS DE CAMPO

Se van a considerar dos tipos de pruebas: las pruebas de fracturamiento hidráulico y las pruebas de integridad de la formación (pruebas leak-off), las cuales comparten el mismo contexto teórico para la medición de los esfuerzos.

6.1 PRUEBAS DE INTEGRIDAD DE FORMACION: FIT, LOT, Y ELOT

Como el objetivo es perforar un pozo en forma segura y eficaz, es necesario disponer de información acerca de la resistencia y presión de fractura de la formación. Para esto, la industria tiene a su disposición las llamadas Pruebas de Integridad de Formación (PIF), las cuales son obligatorias en muchos ambientes de operación en el mundo, como medios para diseñar los programas de casing, tolerancia de fugas y prevención de reventones. La nomenclatura de las PIF varía de una compañía a otra y como tal esta nomenclatura es útil para resumir cual prueba define cada nombre. 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 PIF la cual continúa hasta que la rata de incremento de presión declina, lo cual usualmente una indicación de que la compresibilidad del sistema se ha incrementado y que una LOT o fractura ha ocurrido en la formación^{2, 3, 20, 27}

Las LOT han sido utilizadas en la industria petrolera por la necesidad de información acerca de los esfuerzos en el planeamiento de trabajos de exploración y perforación, incluyendo 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.

6.1.1 Presión de fractura de la formación Cuestiones de seguridad indican que la presión del pozo a cualquier profundidad debe ser mantenida entre la presión de poro y la máxima presión de pozo que la formación puede soportar sin perder integridad. El conocimiento de la presión de fractura, la cual varía con la profundidad, es tan importante como el conocimiento de la variación de la presión de poro con la profundidad. Cuando una presión de formación anormal es encontrada, la densidad del fluido de perforación debe ser incrementada para mantener el sobre balance, y de esa manera prevenir posibles flujos de fluidos desde formaciones permeables. Sin embargo, hay un límite máximo de la densidad del fluido de perforación que puede ser tolerado para evitar la fractura en las zonas expuestas a baja profundidad y en zonas débiles debajo del zapato del casing. Esto significa que hay una máxima profundidad segura perforable dentro de una zona presurizada normalmente sin correr otra sarta de casing.

La presión de fractura es definida como la presión a la cual una formación expuesta se romperá y aceptará todo el fluido de perforación desde el pozo. Pérdidas de circulación, es la consecuencia de formaciones fracturadas. La resistencia de la formación a la fractura está relacionada directamente con el peso de sobrecarga de la formación dada a la profundidad de asentamiento, la presión de poro y el tipo de formación.

Los métodos para determinar la presión de fractura de la formación caen dentro de 2 grupos: métodos predictivos y métodos de verificación. Una planeación de pozo inicial requiere datos de fractura de la formación basado en métodos predictivos; generalmente correlaciones empíricas tales como la correlación de Eaton, la ecuación de Gubert y Willis, la correlación Christman, etc. Los resultados del diseño

del pozo a partir de métodos predictivos deben ser confirmados por un método de verificación, como es el caso del análisis LOT mientras se perfora.

A causa de que las areniscas son mas débiles que los shales, es una practica común correr la prueba en la primera arena debajo del zapato del casing. La presión de fractura estimada a partir de la prueba es usada como la presión máxima que la formación puede tolerar sin alterar su integridad. A continuación se explican las pruebas más conocidas en la industria para determinar el gradiente de fractura y el conocimiento del σ_h .

6.1.2 Clasificación de las pruebas PIF según Addis et al.

Tabla 4. Clasificación de las pruebas de presión realizadas en el zapato del casing.

Fuente: Addis 1998.

Nombre de la Prueba	Descripción de la Prueba (figura 1)	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 ₁)	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 ₂)	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 ₃)	La prueba es corrida hasta el punto B 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 B y la declinación de la presión es monitoreada. Subsecuentes presurizaciones y cierres son realizados	Buena

6.1.3 Pruebas FIT Es una prueba de formación integral 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 presionado 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, σ_h .

6.1.4 Prueba estándar 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). Hoy en día los datos LOT son comúnmente usados más allá de este propósito original, para la estimación de los esfuerzos en exploración y perforación. Pero como el principal objetivo es evaluar la integridad del cemento en la parte inferior del casing obliga a que los datos de esfuerzos sean interpolados o extrapolados sobre largos intervalos de hueco abierto. Para solucionar estos problemas ha tomado gran fuerza el uso de un empaque inflable para aislar el fondo del pozo en una forma efectiva con el fin de obtener resultados más puntuales. Se asume que la presión de leak-off indica que una fractura es formada y que dará una aproximación del σ_h . La relación que existe entre la presión de LOT y el σ_h ha sido investigada por Breckels & Van Eekelen (1982). Los resultados que analizaron mostraron que los valores de LOT generalmente son un 10% más grandes que los esfuerzos in-situ correspondientes^{2, 3, 27}.

Después de cementar cada sarta de casing, generalmente una LOT es corrida para verificar que el asiento del casing pueda soportar la presión de pozo requerida para perforar de una manera segura hasta la próxima profundidad de ubicación del

casing. La presión de fractura determinada a partir de esta prueba es usada como la máxima presión que puede ser impuesta a esta formación. Decisiones de perforación críticas para las profundidades subsecuentes de colocación de casing son basadas en los resultados LOT.

Aunque una LOT es una prueba simple y no costosa, su interpretación es a veces difícil, particularmente en formaciones que dan unas relaciones no lineales entre el volumen bombeado y la presión de bombeo observada. Idealmente, una línea recta es obtenida, la cual refleja la compresibilidad total del sistema (es decir, el fluido de perforación, la expansión del casing, y la expansión del pozo). Un comportamiento no lineal LOT se piensa que es causado por gas en el sistema, por falla en el pozo, o por fuga de fluido de perforación dentro del casing cementado/ anular del hueco. No hay sin embargo un modelo matemático que explique el comportamiento no lineal LOT.

Una grafica típica LOT para un pozo con una pequeña sección de hueco abierto es mostrada en la figura 90. Los datos de la prueba tempranos caen en la línea relativamente recta, resultando un incremento de presión constante para un bombeo incremental de fluido de perforación. La tendencia de la línea recta continúa hasta el punto A donde los granos de la formación empiezan a perder integridad y permiten que el lodo entre en la formación. La presión en el punto A es la presión de leak-off y es usada para calcular el gradiente de fractura de la formación. Sin embargo, en algunos casos, el bombeo es continuado hasta que una presión de prueba máxima es observada. El bombeo es parado luego en el punto B y el pozo es cerrado para observar la declinación de la presión causada por la pérdida del lodo o pérdida del filtrado del lodo.

Algunos de los principales factores que influyen la LOT son las fallas y grietas preexistentes, canales de cemento, comportamiento plástico de las formaciones, expansión del casing, el equipo de prueba, aparatos de medición de presión, ratas de inyección, y eficiencia del bombeo. El comportamiento LOT es examinado e interpretado basado en la experiencia, así que este no proporciona un modelo analítico numérico para soportar estas interpretaciones.

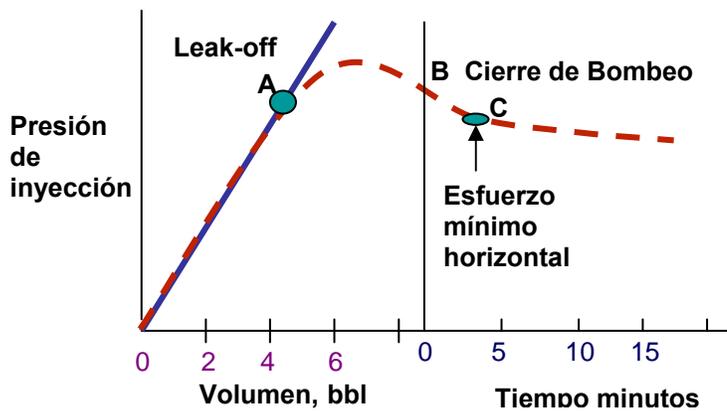


Figura 90. Comportamiento típico leak-off.

✚ **Procedimiento para la prueba** La prueba se realiza en todas las secciones de un pozo exploratorio donde se ha cementado el zapato del revestimiento, con el fin de probar su condición final^{2, 20}

- Después de bajar casing en el pozo y haber esperado un tiempo apropiado para que el cemento se endurezca, 10 a 20 ft de formación fresca es perforada para realizar la LOT con el fin de determinar un valor cercano del σ_h .
- Se cierra el anular y se comienza el bombeo del fluido de perforación lentamente del 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.
- Se hace un monitoreo frecuente del volumen y la presión del sistema en el transcurso de la prueba.
- El bombeo continúa hasta que la rata de presión se incremente 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 indicando que la presión de leak-off ha sido alcanzada.
- Después del rompimiento, el bombeo cesa, la formación es cerrada, y el decrecimiento de presión es monitoreado por 10 min.
- Finalmente, habiendo establecido el punto de fuga se obtiene la información de la resistencia de la formación que se estaba buscando, para continuar con la

perforación del pozo ahora con el conocimiento de las presiones máximas permitidas para no dañar la formación.

El fluido filtrado dentro de la formación ocasionará una caída de presión y el σ_h será alcanzado y determinado. Cálculos lineales elásticos sugieren que la fractura resultante es cerca de 25 ft en diámetro por medio barril de fluido inyectado dentro de la formación. Este tamaño ha sido confirmado por observaciones de fracturas inducidas recuperadas en corazones (Daneshy, Slusher, Chisholm y Magee 1986). Finalmente gracias a la prueba se obtiene la presión deseada la cual permitirá una perforación segura en la siguiente sección del hueco.

En el proceso de realización de una LOT, el fluido de perforación como sistema compresible atraviesa las siguientes etapas:

- ◆ Compresión del fluido de perforación
- ◆ Expansión de la sarta del casing
- ◆ Expansión del hueco abierto
- ◆ Fuga del fluido.

La figura 91 muestra cada componente del sistema, donde se permite investigar el efecto de cada componente del sistema compresivo. En otras palabras, el volumen bombeado debe ser igual a la sumatoria de los 4 componentes de volumen a cualquier tiempo durante la prueba.

Dentro de las suposiciones generales del sistema compresivo se tienen:

- ◆ Sistema compresible homogéneo
- ◆ Fluido de perforación isotérmico
- ◆ Hueco totalmente cilíndrico
- ◆ Expansión del casing
- ◆ No efectos finales en el fondo del pozo
- ◆ Rocas elásticas e isotrópicas, y
- ◆ Esfuerzo principal paralelo al eje del hueco.

La ecuación resultante de las anteriores suposiciones sería:

$$\left(\begin{array}{c} \text{Volumen} \\ \text{Bombeado} \end{array} \right) = \left(\begin{array}{c} \text{Volumen} \\ \text{Lodo} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{c} \text{Volumen} \\ \text{Casing} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{c} \text{Volumen} \\ \text{Fuga} \end{array} \right) \quad (225)$$

Donde el primer término explica la compresión del lodo, el segundo término la expansión del casing, y el último término las fugas. La no linealidad es causada por el último término.

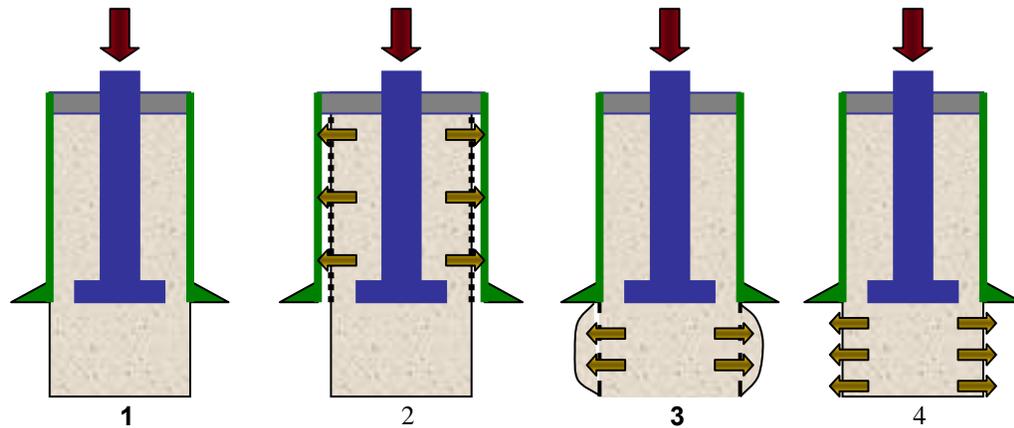


Figura 91. Etapas de una prueba LOT. Fuente: Addis 1998.

🚧 **Estimación del Esfuerzo Mínimo y máximo** La estimación de los esfuerzos a partir de LOT generalmente se basa en pruebas realizadas en pozos verticales, porque la iniciación de la fractura es solo debido a los esfuerzos horizontales en el tensor de esfuerzos. En una LOT la P_{lo} corresponde a la iniciación de la fractura en la pared del pozo, como lo indica la siguiente ecuación:

$$P_{lo} = 3\sigma_h - \sigma_H + T_o - P_o \quad (226)$$

Si se despeja el esfuerzo máximo y se incluye el parámetro poroelástico de Biot (α), la ecuación anterior queda:

$$\sigma_H = 3\sigma_h - \alpha P_{lo} - (2 - \alpha)P_o + T_o \quad (227)$$

Estas ecuaciones requieren la resistencia a la tensión (T_o), el esfuerzo mínimo (σ_h), la presión de fractura o fuga (P_{io}) y la presión de poro (P_o). La resistencia a la tensión, es raramente conocida, y asumir que esta es despreciable puede ser no siempre verdad, a menos que la formación fuera prefracturada. Para La mayoría de pruebas convencionales leak-off consisten de un ciclo, mientras por lo menos 2 ciclos son necesarios para que una condición prefracturada exista.

Las aproximaciones para estimar el σ_h a partir de datos LOT serían:

- ◆ Igualar la presión de leak-off (P_{LO} en varias gráficas de LOT), como el gradiente de iniciación de la fractura.
- ◆ Asumir que P_{LO} es igual al esfuerzo mínimo horizontal.
- ◆ Usar la “presión instantánea de cierre, ISIP”, cuando las bombas son cerradas en la LOT, como una indicación del esfuerzo mínimo.

Permanecen muchas preguntas acerca de la interpretación de las LOT para la estimación de los esfuerzos usando las anteriores aproximaciones. La suposición de que la P_{io} pueda ser interpretada como una presión de iniciación de fractura requiere un diámetro de hueco impermeable el cual actúe elásticamente durante la presurización. En segundo lugar, asumir que la presión instantánea de cierre, ISIP a partir de un ciclo de presurización es un reflejo del σ_h requiere que la fractura iniciada en la pared del pozo a la P_{io} tenga suficiente tamaño para sentirse y ser influenciada por esfuerzos mínimos lejanos del campo. Esto es poco claro si esta ISIP a partir del primer ciclo de presurización es representativa del σ_h .

🚩 **Desventajas de la prueba**

- ◆ No existe una metodología estándar en la industria para realizar esta prueba, especialmente si se quieren estimar esfuerzos.
- ◆ La prueba es siempre realizada en shales, y como tal cualquier estimación de los esfuerzos es solo válida para los shales, las cuales son las formaciones más competentes o adecuadas, teniendo el gradiente de fractura más alto (los datos

de la prueba no deberían ser extrapolados directamente para otras litologías, ejemplo areniscas y limonitas).

- El mecanismo e interpretación de la prueba es pobremente entendido, porque la prueba no fue diseñada para hacer una prueba de esfuerzos.
- El registro de presión en la prueba estándar LOT no puede reflejar la iniciación de la fractura necesaria para predecir el campo de esfuerzos, aunque si puede reflejar la compresibilidad del lodo, la expansión del casing, la fuga del cemento del casing.
- Existe la duda sobre la validez de los datos obtenidos a partir de un ciclo de presurización simple para la estimación de los esfuerzos, típico de las pruebas estándar leak-off, y la posibilidad de que tales datos puedan ser excesivamente influenciados por la resistencia a la tensión de la formación y la proximidad de una grieta al pozo.
- Datos de presión son solamente registrados cada medio barril o cada minuto lo cual es insuficiente para identificar cambios sutiles de presión que podrían indicar rompimientos incipientes o cierres de fractura.
- Mediciones de la densidad del fluido de perforación son esenciales para calcular las presiones de fondo, si datos de presión en superficie son medidos. Mediciones rutinarias de densidad son usualmente no hechas bajo presión, permitiendo que el aire presente inflencie las mediciones. Cuando son usados fluidos base aceite, se puede esperar que la densidad en la superficie sea diferente a la densidad en el fondo del pozo.
- El decrecimiento de la presión después del cierre es usualmente medido sobre una duración de 10 minutos, tiempo corto para que algunas fracturas se cierren. Hecho que conlleva a que si se calcula el σ_h a partir del cierre de la fractura o ISIP se obtendría un valor erróneo.

6.1.5 Pruebas Extendida leak-off (ELOT) La ELOT ha sido usada por la industria en los últimos 8 años, como método para vencer muchas de las limitaciones del procedimiento estándar LOT sin tomar mucho tiempo significativo. La ELOT se aproxima a una prueba de fracturamiento hidráulico, el cual es considerado como el método más apropiado para determinar los esfuerzos en una roca.

Las ELOT son realizadas de una forma similar a las estándar LOT, pero toman prestado de las metodologías de fracturamiento hidráulico la repetición de los ciclos de presurización (figura 92), lo cual resulta en un mejoramiento en la estimación de los esfuerzos. El término prueba de leak-off extendida o XLOT fue escogido para describir el procedimiento resultante para obtener datos de alta calidad de los esfuerzos horizontales por la aplicación de modificaciones fácilmente implementadas de la prueba estándar de leak-off.

La interrupción en la curva de declinación de presión indica el cierre del bombeo (figura 92). Esto produce la primera estimación de la magnitud del σ_h . Un ciclo o más son realizados para vencer la resistencia a la tensión de la formación y la concentración de esfuerzos alrededor del pozo. En el segundo ciclo, una cresta a presión constante es registrada: la presión de propagación de la fractura. La segunda presión de cierre de fractura usualmente da las mejores estimaciones de la magnitud del esfuerzo mínimo.

 **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 suficiente 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 casing, 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 bombeadora 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.

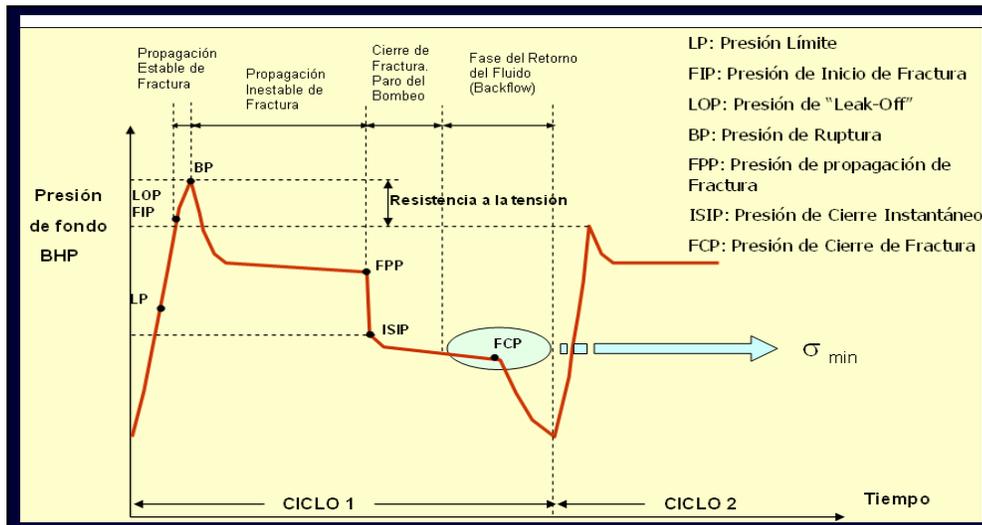


Figura 92. Diagrama típico de una prueba ELOT. Fuente: Cabrera 2003.

Las fracturas a menudo requieren más de 10 minutos para que se cierren, especialmente en shales donde el leak-off es lento. Para asegurar que este evento sea registrado, la presión es monitoreada por 30 minutos después del cierre del bombeo, por lo menos para el primer ciclo. Si el cierre de la fractura ocurre en menor tiempo, el monitoreo para periodos subsecuentes puede ser reducido. Finalmente es importante disponer de un método de graficación especial para extraer la presión de cierre de fractura.

✚ **Determinación del σ_h a partir de fracturamiento hidráulico y ELOT** A pesar de sus diferentes orígenes, la medición de los esfuerzos a partir de fracturamiento hidráulico y ELOT comparten el mismo marco teórico. 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 que²⁰:

- ◆ La magnitud σ_h sea estimada a partir de la presión de cierre
- ◆ La orientación de σ_H sea estimada directamente a partir de la orientación de la fractura (figura 93)
- ◆ La magnitud de σ_H sea estimada por alguna de estas expresiones:

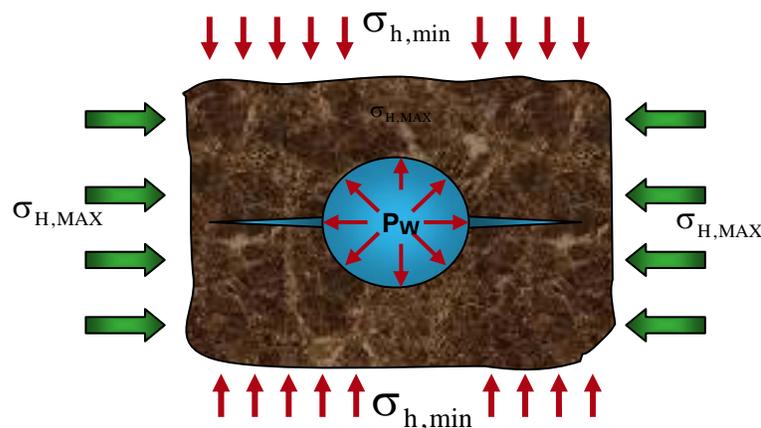


Figura 93. Dirección de los esfuerzo en relación a la fractura creada. Fuente: Cabrera 2003.

Para la iniciación de la fractura se tendría:

$$\sigma_H = 3\sigma_h - \alpha P_i + T_o - (2 - \alpha)P_o \quad (228)$$

Y para la reapertura de la fractura sería:

$$\sigma_H = 3\sigma_h - \alpha P_r - (2 - \alpha)P_o \quad (229)$$

Las ecuaciones 227 y 228 son generalizaciones de la ecuación 225 para rocas poroelásticas. La ecuación 227 es calculada en el primer ciclo de presurización en una prueba de esfuerzos mientras que la ecuación 228 se calcula en base a los siguientes ciclos 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 σ_h .

La aplicación de la metodología y experiencia del fracturamiento hidráulico, a la interpretación de la ELOT es presentada en Enever et al; 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 las prueba de fracturamiento hidráulico (\approx 1m) incrementa el chance 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.

6.1.6 Métodos de Graficación Especial Un método es graficar una curva idealizada de decrecimiento de presión versus tiempo, donde el esfuerzo mínimo corresponde al punto en el cual la rata de decrecimiento de presión se hace lenta, como es visto en la figura 94. Sin embargo, este cambio de rata es a menudo difícil de discernir directamente a partir de gráficas de presión contra tiempo y pueden requerir métodos alternativos de graficación para identificarlos²⁰.

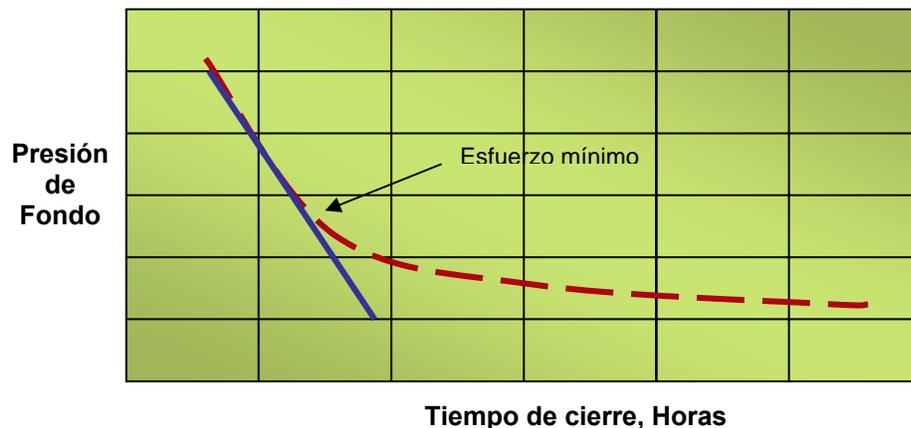


Figura 94. Gráfica de presión de fondo versus tiempo de cierre. El cambio de la pendiente indica el cierre de la fractura. Fuente: SPE 47272.

Otros métodos que permiten la identificación del cierre de fractura han sido propuestos en el pasado, por ejemplo: el análisis Horner (McLennan y Roegiers 1982) y el análisis Muskat (Aamodt y Kuriyagawa 1982, Lee y Haimson 1989). Estos

métodos a partir de análisis de yacimientos tienen bases teóricas para rocas, donde la ley de Darcy gobierna la fuga del fluido dentro de la formación. En shales, estos métodos de graficación no son más que herramientas para destacar el cambio sutil en la pendiente de los datos de leak-off.

6.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Es una prueba comúnmente utilizada para determinar la magnitud del σ_h . Los fundamentos de este método fueron presentados por primera vez por Hubbert y Willis en 1957. El fracturamiento hidráulico consiste en inyectar un fluido a alta presión hasta la profundidad a la que se encuentra la roca que se desea fracturar. Esta fractura crea un canal de flujo nuevo y más grande permitiendo un drenaje adicional del yacimiento. La longitud y el ancho de las fracturas depende de las propiedades mecánicas de las rocas en los límites de los intervalos probados. Usualmente a profundidades mayores de 1500 ft estas fracturas son verticales, mientras que a profundidades someras las fracturas son horizontales bajo condiciones ideales^{30, 33}

Un aspecto fundamental para la aplicación del fracturamiento hidráulico, es identificar la orientación de las fracturas generadas por la prueba; ya que se desarrollan fracturas en todas las direcciones. Sin embargo, las fracturas que realmente interesan son las horizontales. Normalmente la dirección de las fracturas depende del grado de consolidación. Si la formación es poco consolidada las fracturas tienden a propagarse verticalmente o con inclinaciones pronunciadas, en cambio si los sedimentos están bien consolidados estas fracturas tienden a ser horizontales. La precisión de los resultados en esta prueba en el cálculo de los esfuerzos es dudosa para desviaciones de pozo superiores a 15° con respecto a la vertical. Dentro de las causas que justifican un fracturamiento hidráulico se tienen:

- ◆ Daño alrededor del pozo
- ◆ Baja permeabilidad
- ◆ Determinación del campo de esfuerzos

6.2.1 Fluido de Fracturamiento En el fracturamiento se utiliza una mezcla de químicos especiales para configurar un fluido de perforación apropiado y bombearlo dentro de la zona objetivo con tasas y presiones elevadas suficientes para generar las fracturas y propagarlas. El primer fluido denominado “Pad” es bombeado para iniciar la fractura y establecer la propagación. Se continúa con una mezcla densa de fluido denominado agente propante para continuar la propagación de la fractura y colocar el propante lo más profundo de ella con el objetivo de mantener la fractura abierta después que cesa la inyección de fluido y el fluido de fractura es removido. Después de que el material es bombeado, se introduce un fluido químico de rompimiento que reduce la viscosidad a bajos niveles, el flujo retorna al hueco dejando una fractura conductiva para que exista flujo de gas o aceite Figura 95.

Los fluidos de estimulación se denominan propantes, los cuales contienen granos de arena, vidrio plástico o partículas cerámicas que sirven para mantener abierta la fractura después que se alivia la presión de inyección. La cantidad de propante inyectado por cada proceso de fracturamiento varía entre 10000 a 120000 lb. La presión de fractura está controlada por la profundidad, la tasa de presurización, las propiedades del fluido y los parámetros de deformabilidad de la roca. La fractura se propaga cuando la presión del fluido en la fractura excede el σ_h en el estrato, por lo tanto en el fracturamiento se requiere que la presión del fluido sea mayor al σ_h .

6.2.2 Procedimiento de la prueba

- ◆ 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_o 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

6.2.3 Gradientes de fractura Es muy común en la práctica de perforación transformar las presiones de fracturamiento a gradientes de fractura. Esto se logra dividiendo la presión de fractura por el TVD. Como se considera la presión de fractura equivalente a la presión de cierre o al σ_h la ecuación para el gradiente de fractura es:

$$FG = \frac{\sigma_h}{TVD} \quad (230)$$

La mejor manera de cuantificar la ISIP es realizar una serie de pruebas Microfrac. Sin embargo estas pruebas no se hacen durante la perforación, pero existen las

pruebas de LOT que se ejecutan en cada intervalo donde se irá a sentar el zapato del casing.

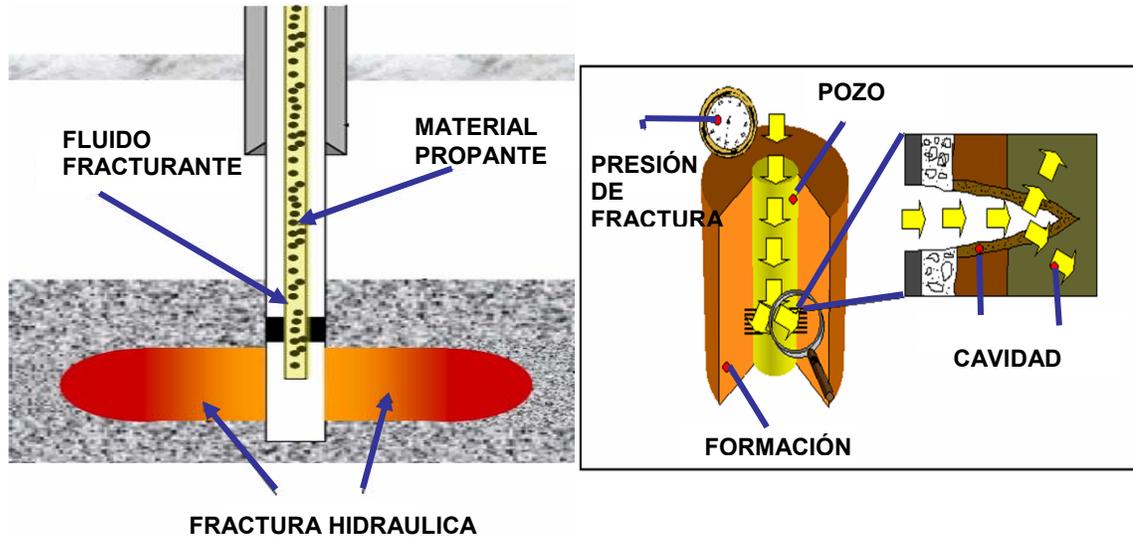


Figura 95. Diagrama clásico de fracturamiento hidráulico. Fuente: Cabrera 2003.

6.2.4 Determinación de los esfuerzos horizontales (σ_h y σ_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:

$$P > \sigma_v + T_0 \quad (231)$$

y en la dirección vertical si:

$$P > \sigma_0 + T_0 \quad (232)$$

Cuando una fractura es producida, la magnitud del σ_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 σ_H (figura 96)
- ◆ 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 σ_h que actúa perpendicular a la fractura.

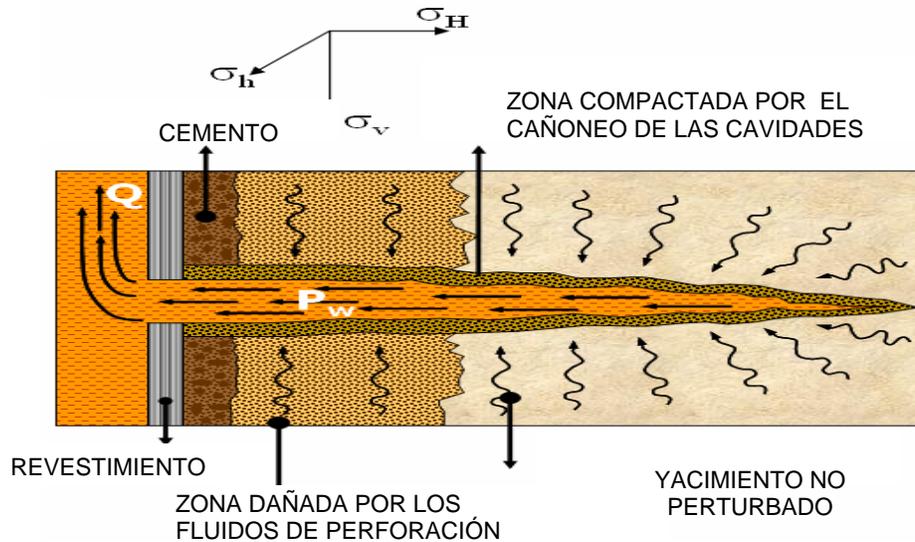


Figura 96. Dirección de propagación de la fractura. Fuente: Cabrera 2003.

Con las anteriores suposiciones, y con la lectura de la magnitud del σ_h determinada directamente de la presión de cierre (ISIP) se puede calcular la magnitud del σ_H con la siguiente expresión:

$$\sigma_H = 3\sigma_h + T_o - \alpha P_b - (2 - \alpha)P_o \quad (233)$$

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 σ_3 el esfuerzo mínimo horizontal puede ser estimado por:

$$\sigma_h = \sigma_3 = \text{ISIP} \quad (234)$$

Dos métodos con gran aceptación para determinar el σ_h es a través del análisis microfrac y la prueba Step Rate.

6.2.5 Prueba Microfrac Es una prueba en la cual se obtiene una fractura hidráulica muy pequeña hecha para obtener un valor del σ_h . Para realizar la prueba se aplica presión hidráulica a la formación a través de tasas de inyección bajas y constantes (0.5 – 25 gal/min) de un fluido que normalmente es agua con 2% de KCl, hasta que la fractura empiece en la formación. Esta fractura es propagada por un corto periodo de tiempo (3 – 10 minutos) para que no se extienda dentro de un área de diferentes esfuerzos. Para detener la propagación de la fractura simplemente se para el bombeo y se analiza la declinación de la presión; de esa forma se obtiene el valor de la presión de cierre ISIP (figura 93) y por lo tanto el valor del σ_h . Es preferible medir las presiones con un transductor en el fondo del pozo para eliminar las pérdidas por fricción en la sarta.

Para formaciones que tienen altas pérdidas de fluido el análisis de la declinación de presión para la determinación del σ_h es a menudo sin importancia. En este caso además de que se usa un sistema de fluido con los aditivos de control para pérdidas de fluido el procedimiento de la prueba y el análisis debe ser modificado. De esta forma la presión de reapertura de la fractura es usada como el σ_h . Esta presión de reapertura es por definición igual o ligeramente superior que la presión de cierre de la fractura. Además esta presión es usualmente difícil de determinar específicamente si es usada una tasa de inyección relativamente alta. Ahora, si las pérdidas de fluido son extremadamente altas, bajas tasas de flujo pueden no abrir las fracturas.

6.2.6 Prueba Step Rate (prueba de rata escalonada) Es realizada a lo largo de una fractura existente para determinar su presión. Para que sea exitosa la prueba se

deben medir tasas de bombeo y presiones sin las fluctuaciones asociadas con el equipo de bombeo. En esta prueba la tasa de inyección (0.3 a 0.5 bbl/min) se incrementa paso a paso y se mantiene constante por un espacio de tiempo definido, 3 a 10 minutos. Si la presión al final de cada escalón es graficada en función de la tasa de inyección, la presión de extensión de fractura se determina por el cambio de la pendiente de la curva (figura 98).

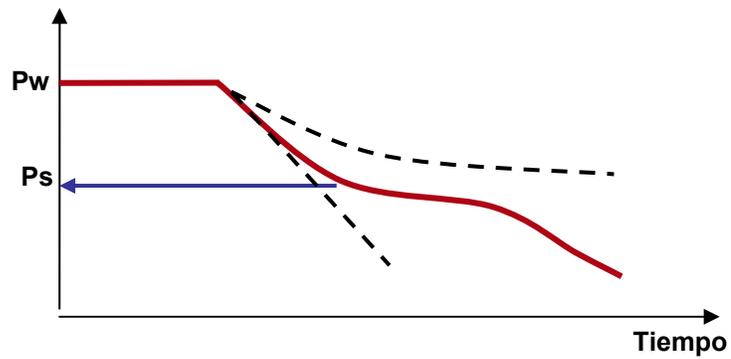


Figura 97. Prueba de tasa escalonada. Fuente: Torres 2003.

7. CALCULO DEL TENSOR DE ESFUERZOS EN POZOS DE CUIPIAGUA

Los métodos para determinar el tensor de esfuerzos fueron descritos en los capítulos IV al VI. A partir de estos métodos es posible calcular la magnitud del esfuerzo vertical; y la magnitud y dirección de los dos esfuerzos horizontales (máximo y mínimo). A continuación se presenta una breve historia de perforación y geología estructural de los dos pozos que fueron escogidos por el ICP para el cálculo del tensor de esfuerzos in-situ (figura 98), además de los resultados obtenidos por cada una de los métodos.

7.1 RESUMEN DE PERFORACIÓN DEL POZO B-2ST

El pozo B-2ST fue un de los dos sidetrack que se efectuaron en el pozo B-2 con el objetivo de evaluar la estructura Sur del Campo Cupiagua. El pozo fue comenzado a perforar el 1 de septiembre del 96 hasta una profundidad de 16526 ft MD. El pozo inicialmente comenzó como B-2 y fue planeado de tal manera que se llegara al tope de la Formación Mirador con un casing de 13 3/8" desde el tope de la Formación Carbonera C1; pero debido a los problemas de inestabilidad que se presentaron especialmente en las formaciones Carbonera C6, C7, C8 y la formación cuervos esto no se pudo lograr. Precisamente debido a estos problemas mecánicos y de inestabilidad hubo la necesidad de efectuar las dos operaciones de sidetrack. Sin embargo los problemas de pozo continuaron ocasionando daños en el casing de 13 3/8", para lo cual se decidió colocar un casing de 9 5/8" en el tope Formación carbonera C5. Mientras se estaba perforando Carbonera C7 a 13416 ft se atravesó una zona sobre presurizada, en la cual hubo la necesidad de aumentar el peso del lodo hasta 15.1 ppg para controlar el pozo. Debido a la incertidumbre geológica, los problemas de pozo y daño en el casing de 9 5/8" continuaron por lo tanto se decidió utilizar un Liner de 7" en el tope de la Formación Mirador.

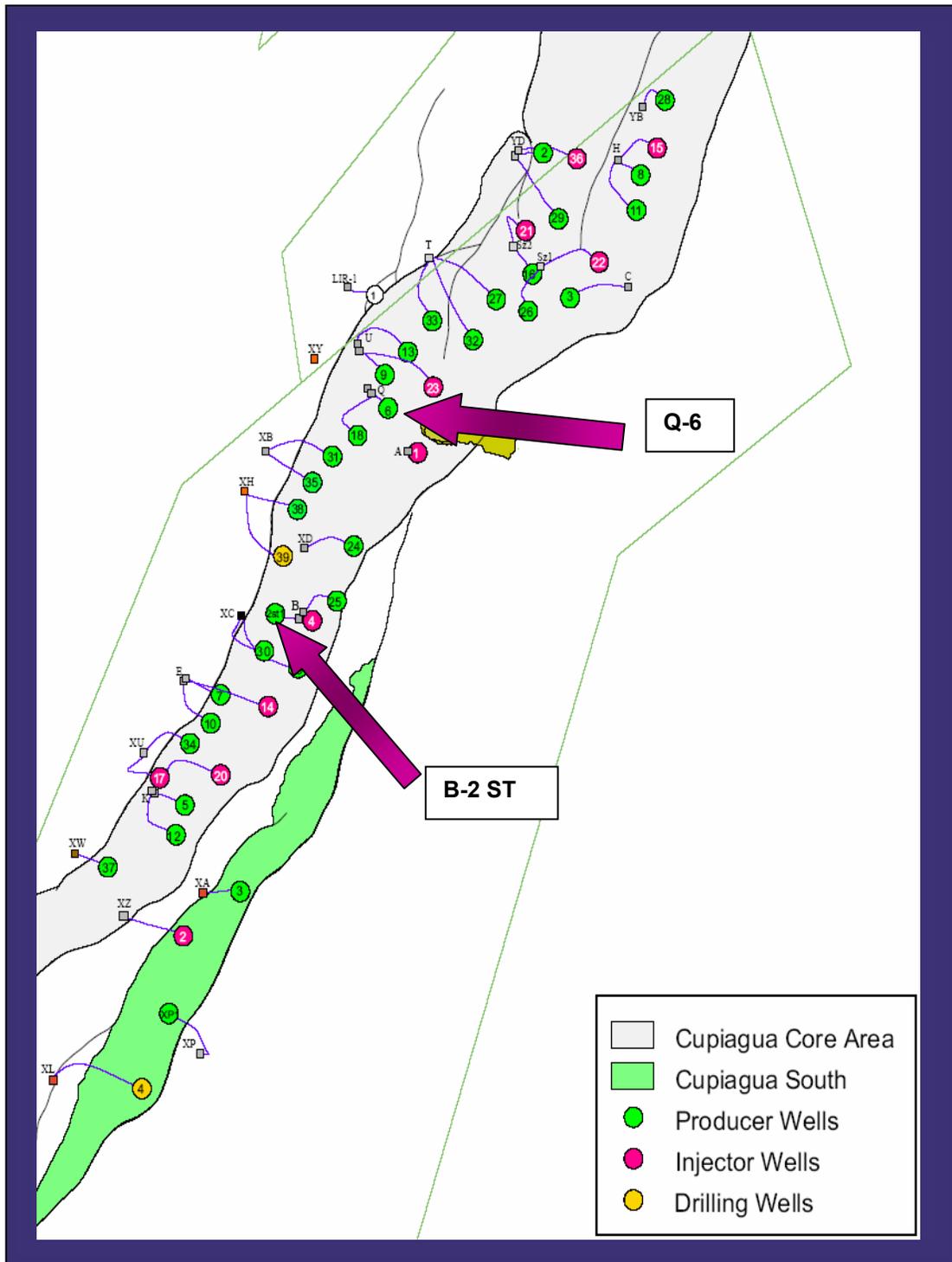


Figura 98. Mapa de ubicación de los pozos del campo Cupiagua. Fuente: Well Review Cusiana-Cupiagua. 2001.

7.2 RESUMEN DE PERFORACIÓN DEL POZO Q-6

El pozo Q-6 fue planeado a ser perforado en 202 días con un costo total de 20.24 millones de dólares en la etapa de desarrollo del campo Cupiagua, con el fin de precisar el contacto agua-petróleo para las secciones productoras, además se perforó para que funcionara como pozo productor. En este pozo luego de cumplir con los objetivos iniciales, se bajó revestimiento de fondo (Liner) de 7" y se decidió seguir perforando con 6" para probar el modelo geológico del campo. El objetivo no se cumplió, ya que los problemas de inestabilidad (cavings, pega tubería, baja limpieza del hueco) en C-7 y C-8 no pudieron ser manejados y el pozo debió ser abandonado después de perforar un sidetrack.

7.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL DE LOS POZOS B-2ST Y Q-6

La estructura de estos pozos es un anticlinal compresivo formado por las fallas de cabalgamiento que involucran rocas del cretáceo y terciario. El anticlinal está acuñado y limitado por debajo y sureste por la falla Cupiagua. Las formaciones reservorio forman un anticlinal en dirección Noreste a Suroeste, con una pendiente estructural mayor hacia el Noreste y truncamiento del flanco sureste contra la falla Cupiagua. El anticlinal cabecea hacia el Noreste-suroeste y el cierre de la estructura está controlado por las fallas que limitan la estructura. El área de interés (ubicación de los pozos B-2ST y Q-6) está en el anticlinal fallado que se encuentra en la zona media de las estructuras mencionadas como se muestra en los Gráficos 99 y 100.

7.4 TENSOR DE ESFUERZOS

Para determinar el tensor de esfuerzos se debe conocer la magnitud y dirección de los 3 esfuerzos: esfuerzo horizontal máximo, mínimo y el esfuerzo vertical.

7.4.1 Cálculo de la magnitud del esfuerzo vertical Este cálculo puede realizarse a través del registro de densidad o a partir de la litología de la formación. A continuación se muestra la metodología que fue utilizada para calcularlo a través de la litología y consiste en los siguientes pasos:

- Se determinan los topes y bases de las diferentes formaciones atravesadas durante la perforación.
- Se analizan los porcentajes de arenas, arcillas, Limonitas y otras litologías que estén presentes.
- A los porcentajes litológicos se le asignan un valor de densidad y se calcula una densidad promedio para cada formación.

Con estos datos y basados en la presión de sobrecarga la cual esta definida matemáticamente como:

$$\sigma_v = 0.42415968 * \rho * D$$

Donde ρ es la densidad de la formación en gr/cc, D es el espesor de la formación en ft y 0.42415968 es la constante para convertir el resultado en psi; se puede calcular el esfuerzo vertical.

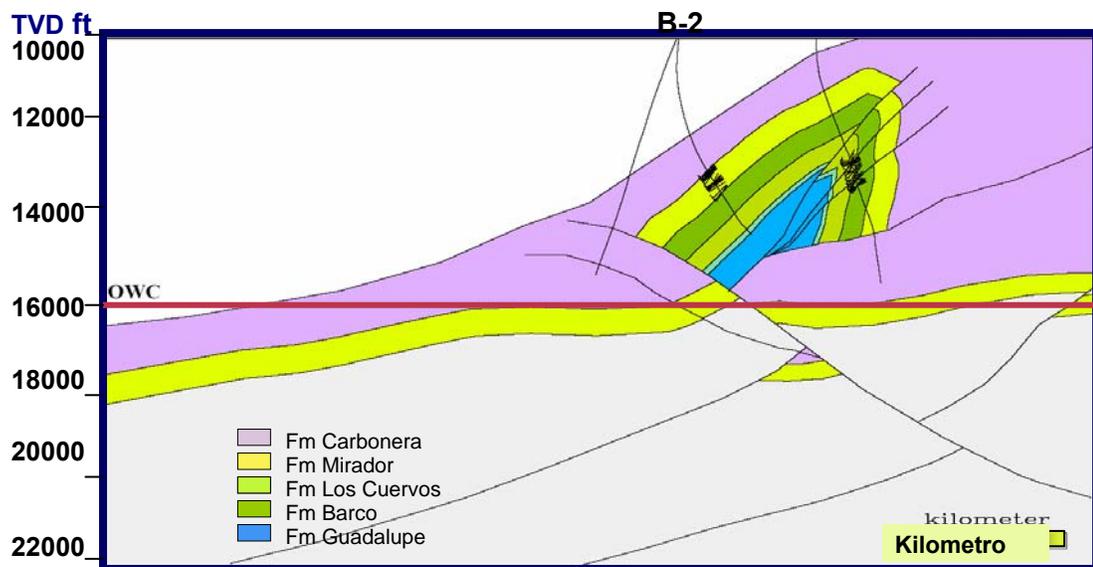


Figura 99. Interpretación estructural del pozo B-2 st1. Fuente: BP 2001

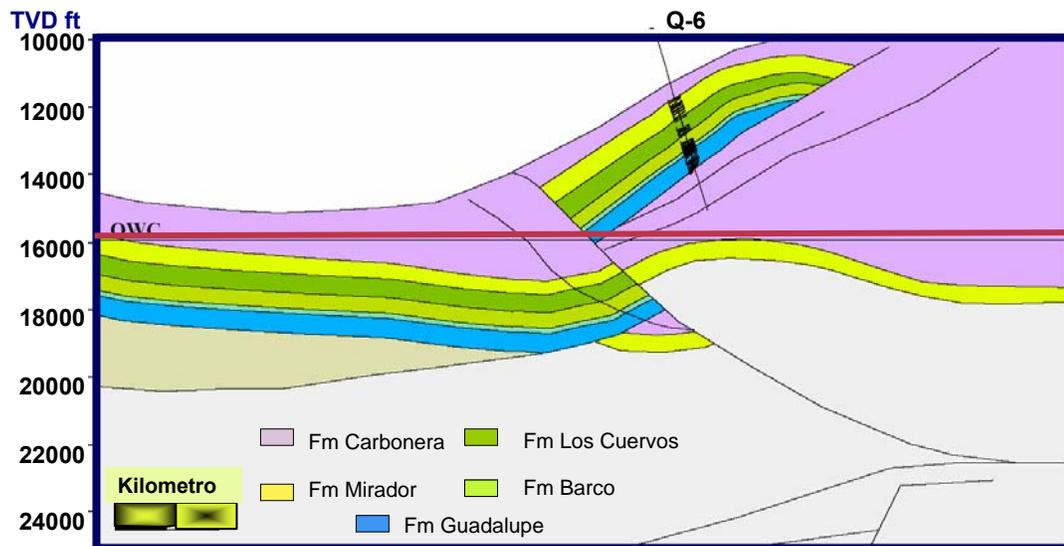


Figura 100. Interpretación estructural del pozo Cupiagua Q-6. Fuente: BP 2001

✚ **Magnitud del esfuerzo vertical para el pozo B-2ST** Las formaciones presentes en este pozo son de base a superficie: formación Guadalupe, la cual no se perforó completamente, solo los miembros superiores, luego siguen las formaciones Barco, Los Cuervos, Mirador y Carbonera (miembros C-8, C-7), este último cortado por una falla que solo afecta el miembro C-7, posterior a esta repetición de C-7 sigue C-6 que es producto de la repetición que causa la falla Yopal, encima de esta falla sigue la secuencia normal de los Miembro C-7, C-6, C-5, C-4, C-3, C-2, C-1 y formaciones León y Guayabo.

El cálculo del σ_v fue realizado con base en los datos de well review y del informe final de los pozos B-2st1, XC-30, B-25st1 de donde se sacaron los toques de las formaciones encontradas en el pozo y los porcentajes de arena, arcilla, limolita, carbón y de otras litologías presentes. También se contó con la historia de perforación del pozo con datos de MD en intervalos de 25 ft y su equivalente en TVD con los cuales se realizaron los cálculos de espesores.

Los datos de densidad de cada litología se trabajaron en unidades gr/cc. Para las formaciones productoras (Mirador, Barco, Guadalupe) se utilizaron datos

generalizados de los campos Cusiana y Cupiagua, como fueron los trabajos realizados por A. Bejarano, E. Villegas (1993) y por Fajardo et al. (1997). Los cuales se elaboraron con base en registros density, estos registros tienen en cuenta la porosidad y contenido de fluidos de la formación a la hora de hacer un análisis de la densidad. Para las formaciones no productoras se tomaron los valores de densidad de las mismas litologías de las formaciones productoras.

✚ **Magnitud del esfuerzo vertical para el pozo Q-6** Las formaciones presentes en este pozo son de base a superficie: Los miembros C-8, C-7 de la formación Carbonera que aparecen a esta profundidad se presentan a los niveles arcillosos del miembro C-7 que sirve como zona de despegue de una falla, luego sigue la formación Guadalupe, la cual no se encuentra completa, como consecuencia de la falla.

Solo están presentes los miembros superiores (Guadalupe Mdst y Sst), luego siguen las formaciones Barco, los Cuervos, Mirador y Carbonera (miembros C-8, C-7), este ultimo cortado por una falla que solo afecta el miembro C-7, encima de esta falla sigue la secuencia normal de los Miembro C-7, C-6, C-5, C-4, C-3, C-2, C-1 y formaciones León y Guayabo.

Para este pozo se tomaron los topes de las formaciones de la historia de perforación (informe final de perforación) y al igual que en el pozo B2ST se contó con datos de perforación cada 25 ft en MD y su equivalente en TVD con los cuales se trabajo. Los porcentajes de arenas, arcilla, limonitas y otras litologías presentes se realizó con datos de pozos aledaños como el U-9, U-13X, U-18W Y A1Z. Las densidades de cada litología se trabajaron en unidades de gr/cc. Para las formaciones productoras se contó con registros de densidad para algunos intervalos. Para las formaciones no productoras se trabajo con datos generalizados para los campos de Cusiana y Cupiagua al igual que para el B-2ST.

Tabla 5. Cálculo de esfuerzo vertical para el pozo B-2ST

ESFUERZO VERTICAL EN B-2ST							
FORMACIÓN	UNIDAD	INTERVALO TOPE TVD (ft)	INTERVALO BASE TVD (ft)	Espesor (ft)	Densidad intervalo (gr/cc)	Esfuerzo vertical en psi	Esf Sumatoria en la base
GUAYABO		0	3094	3094	2,668	3501,3	3501,3
LEÓN		3094	6440	3346	2,674	3795,0	7296,4
CARBONERA	C-1	6440	8963	2523	2,665	2852,0	10148,4
	C-2	8963	9887	924	2,679	1049,8	11198,1
	C-3	9887	10435	548	2,665	619,5	11817,6
	C-4	10435	10790	355	2,665	401,3	12218,9
	C-5	10790	11148,28	358,28	2,570	390,6	12609,4
		11148,28	11347,09	198,81	2,585	218,0	12827,4
		11347,09	11745,31	398,22	2,600	439,2	13266,6
		11745,31	11945,12	199,81	2,590	219,5	13486,1
12098	11945,12	12144,93	199,81	2,600	220,4	13706,4	
CARBONERA	C-6	12144,93	12343,95	199,02	2,600	219,5	13925,9
	12483	12343,95	12541,84	197,89	2,600	218,2	14144,1
	C-7	12541,84	12738,75	196,91	2,600	217,2	14144,1
	12635	12738,75	12934,58	195,83	2,600	216,0	14361,3
	C-6	12934,58	13128,8	194,22	2,595	213,8	14577,3
	13041	13128,8	13320,9	192,1	2,465	200,9	14791,0
CARBONERA	C-7	13320,9	13510,87	189,97	2,465	198,6	14791,0
	13374	13510,87	13698,35	187,48	2,470	196,4	14991,9
	C-7	13698,35	13882,83	184,48	2,600	203,4	15190,5
	13796	13882,83	14062,95	180,12	2,600	198,6	15386,9
	C-8	14062,95	14290,45	227,5	2,600	250,9	15590,4
		14290,45	14496,38	205,93	2,600	250,9	15590,4
	14309	14496,38	14667,77	171,39	2,555	223,2	15789,0
	14854	14667,77	14836,2	168,43	2,555	185,4	16039,9
MIRADOR	14836,2	15005	168,8	2,595	185,8	16263,1	
	15005	15174,15	169,15	2,595	186,2	16448,5	
	15174,15	15346,56	172,41	2,595	187,6	16631,0	
	15346,56	15511,18	164,62	2,555	178,4	16816,8	
CUERVOS	15511,18	15660,55	149,37	2,555	161,9	17003,0	
	15660,55	15754,76	94,21	2,550	101,9	17190,5	
	15754,76					17369,0	
BARCO	15655					17530,8	
	Sandstone					17632,7	
GUADALUPE	Mudstone			15754,76		17632,7	
						17632,727	
GRADIENTE						1,119199976	

Tabla 6. Cálculo de esfuerzo vertical para el pozo Q-6

ESFUERZO VERTICAL EN Q-6							
Formación	UNIDAD	TOPE TVD (ft)	BASE TVD (ft)	Espesor (ft)	Densidad intervalo (gr/cc)	Esfuerzo vertical en psi	Esf Sumatoria en la base
Guayabo		0	5121	5121	2,576	5596,3	5596,3
	charte	5121	7206	2085	2,593	2293,6	7889,9
LEÓN	Leon low	7206	7591	385		423,5	8313,4
	Leon CH-A	7591	8092	501		551,1	8864,5
CARBONERA	C-1	8092	9840	1748	2,598	1926,5	10791,0
	C-2	9840	10440	600	2,600	661,7	11452,7
	C-3	10440	10784	344	2,598	379,0	11831,7
	C-4	10784	10989	205	2,600	226,1	12057,8
	C-5	10989	12187	1198	2,600	1321,0	13378,8
	C-6	12187	12504	317	2,599	349,5	13728,2
	C-7	12504	12650	146	2,599	160,9	13889,2
	C-7	12650	13113	463		510,4	14399,6
	C-8	13113	13583	470	2,599	518,2	14917,8
Mirador		13583	14132	549	2,649	616,9	15534,6
cuervos		14132	14618	486	2,649	546,1	16080,7
Barco		14618	14989	371	2,649	416,9	16497,6
Guadalupe	Mudstone	14989	15102	113	2,600	124,6	16622,2
	Sandstone	15102	15641	539	2,550	583,0	17205,2
CARBONERA	C-7	15641	16300	659	2,599	726,5	17931,6
	C-8	16300	16704	404	2,599	445,4	18377,0
				16704		18377,0435	
						Gradiente	1,10015826

7.4.2 Cálculo de la magnitud del esfuerzo mínimo horizontal Según la teoría expuesta en el capítulo VI, a partir de las pruebas leak-off es posible estimar la magnitud del σ_h directamente de los datos de presión de fractura. Para calcular el σ_h en los pozos B-2ST y Q-6 hubo la necesidad de tomar pruebas realizadas en pozos cercanos, ya que los reportes de perforación no mostraban gráficas completas de las pruebas leak-off. Por lo tanto era imposible hacer una lectura de σ_h , el cual se calcula después de que el bombeo ha parado y se está analizando como cae la presión con respecto al tiempo. Entonces al no disponer del ciclo completo en la prueba se planteó una de las metodologías que se explican en el capítulo VI; la cual se hace tomando los datos de presiones de fuga o leak-off de varias pruebas y en

varios pozos cercanos al pozo de análisis Anexo 1. Con estos valores de leak-off y la profundidad a la que se realizó la prueba, se hace una gráfica donde se ubican todos los puntos de presión de fractura o leak-off. Con estos puntos se puede conocer el gradiente de la magnitud del σ_h si se hace una distribución lineal de tal manera que la mayor cantidad de puntos puedan conectar la línea recta. Si este procedimiento es realizado tal como se acaba de mencionar, el grado de exactitud del σ_h es bastante bueno. Por otro lado, se tuvo en cuenta la información contenida en el well review con el fin de conocer la posición de los pozos dentro del campo.

✚ **Magnitud del esfuerzo mínimo horizontal para el pozo B-2ST** Para este caso se tomaron un total de 11 pozos (tabla 7) donde además de los datos de presión de fractura y profundidad de la prueba se tuvo en cuenta la densidad del lodo, volumen de lodo tomado por la roca, volumen total bombeado, viscosidad plástica, punto de cedencia y gel. Estos datos se anexaron porque se consideró que eran importantes en el momento de analizar la prueba rigurosamente.

Los datos registrados en la tabla se dividieron en tres partes: los de color amarillo claro hacen referencia a pruebas que fueron realizada en pozos del flanco, que es la misma posición donde se encuentra ubicada el pozo B-2ST, los de color verde claro se refieren a pruebas realizada a pozos de la cresta y los datos de azul claro tienen que ver con pruebas realizadas en pozos del flanco pero que no dieron buenos resultados en el momento que se graficó la presión de fractura contra la profundidad a la que se realizó la prueba ya que se alejaban demasiado la línea recta causando un cálculo inexacto del valor del σ_h , motivo por el cual fueron obviados. El color amarillo encendido se utilizó únicamente con el fin de mostrar realmente que datos se estaban graficando. Finalmente se realizaron las tres gráficas: una con todos los pozos de la tabla (Figura 101), otra con los pozos del flanco (Figura 102), y la última con los pozos de la cresta (Figura 103). Los valores de gradiente obtenidos fueron:

0.7411 psi/ft para todas las pruebas de la tabla 7

0.7309 psi/ft para pruebas en pozos de la cresta, y

0.7435 psi/ft para pruebas en pozos del flanco

Este último valor fue tomado como σ_h ya que su análisis fu más riguroso, debido al hecho que solo tiene en cuenta pruebas realizada en pozos del flanco, donde está B-2ST.

 **Magnitud del esfuerzo mínimo horizontal para el pozo Q-6** Para este pozo el procedimiento fue relativamente parecido al del B-2ST. Se tomaron 6 pozos ya que no se contaba con más pruebas de pozos relativamente cercanos (tabla 8). Al igual que en el B-2ST los datos de color azul claro fueron reportes que se alejaron demasiado de la línea recta, y fueron obviados. El grafico de presión de fractura contra profundidad de la prueba (Figura 105), arrojó un valor de 0.8268 psi/ft el cual es relativamente alto en comparación del B-2ST y en relación a los resultados que se manejan para esta cuenca en la literatura. Las diferencias pueden ser por el alto tectonismo o diferencias en la configuración geológica de la zona. Finalmente ese valor fue tomado como gradiente del σ_h para el cálculo del σ_H .

7.4.3 Cálculo de la magnitud del esfuerzo máximo horizontal Para el cálculo de este esfuerzo no existe en la industria un método o técnica que estime este esfuerzo. Normalmente se ha calculado a partir de correlaciones que existen en la industria.

A partir de correlaciones basadas en pruebas leak-off, fracturamiento hidráulico, fracturas de tensión inducidas durante la perforación y breakouts es posible determinar este esfuerzo. Algo muy interesante lo cual certifica la veracidad de los resultados es comparar el cálculo del esfuerzo máximo a partir de los métodos antes mencionados. Si el valor arrojado es relativamente cercano indica que el cálculo ha sido bueno. En páginas más adelante se muestran todos los procedimientos que fueron usados para conocer este esfuerzo.

Tabla 7. Lista de pozos cercanos al pozo B-2ST en Cupiagua para el calculo de Esfuerzo Mínimo por Leak – Off

PRUEBAS LEAK-OFF EN CUPIAGUA PARA EL CALCULO DEL ESFUERZO MÍNIMO DEL POZO B-2															
Pozo	Volum Total	Volum Perdido	EMW ppg	P. Fractura psi	Prueba MD	Prueba TVD	Hueco MD	Hueco TVD	Casing OD	Casing MD	Casing TVD	MW ppg	PV cP	YP	Gel
B-25	1,0	0,0	14,50	894,54	1191	1190	1203	1202	20,000	1191	1190	8,8	25	18	24
B-25X	10,0	4,0	15,40	7780,72	10088	9691	10118	9721	13,375	9210	8829	12,9	44	29	32
E-10	4,8	0,0	16,00	1494,51	1807	1799	1807	1799	20,000	1790	1784	8,6	11	13	8
E-10	15,5	0,0	15,00	9004,82	11635	11442	11635	11442	13,375	11619	11427	11,0	14	24	24
XU-17	17,0	3,0	15,40	8210,60	10488	10253	10508	10273	13,375	10488	10253	11,1	27	17	31
XU-17			14,80	988,94	1285	1285			20,000	1250	1250	9,6			
B-2			16,30	4906,33	5897	5803			13,375	5897	5803	9,3			
B-2	4,5	0,5	13,50	8602,73	13200	12743			9,625	13200	12743	10,9			
XH-38			14,00	952,22	1308	1308			20,000	1303	1303	9,0			
XH-39			12,85	885,36	1325	1325			20,000	1295	1295	9,0			
CU-1			11,60	1107,47		1836			20,000						
CU-1			11,10	1634,05		2831			20,000						
CU-1			14,00	9086,17		12481			9,625						
XC-19Y	12,0	0,0	13,40	823,62	1168	1168	1188	1184	20,000	1168	1168	8,9	28	16	27
XC-19Y	6,0	1,0	14,70	5435,73	7758	7106	7778	7128	13,375	7758	7106	10,8	32	18	28
XC-19Y	25,0	25,0	12,80	6757,96	11138	10022	14028	12751	13,375	7760	7758	12,2	37	13	18
XC-19Y	75,0	35,0	13,50	6210,78	9800	8860	14028	12751	13,375	7760	7758	12,2	37	13	18
E-14			16,00	1068,29	1284	1284			20,000	1259	1259	8,9			
E-14			15,60	7223,74	8905	8905			13,375	8805	8805	10,8			
K-12Z	3,0	2,0	13,90	1096,61	1513	1513	1519	1519	20,000	1513	1513	8,6	3	7	10
K-12Z	25,0	22,5	15,30	8461,41	11107	10643	11510	11045	13,375	11107	10643	1,1	30	26	34
K-5	3,0	0,0	15,18	1596,70	2025	2024	2025	2024	20,000	2015	2014	8,9	10	22	26
K-5	3,6	0,6	12,61	7268,04	11263	11085	11938	11749	13,375	11263	11085	12,0	23	24	28
B-25X	35,0	3,0	19,60	9558,19	9751	9361	9957	9563	9,625	9751	9361	14,5	46	29	26
XH-39			17,00	12200,97	13802	13802			11,875	13788	13788	11,4			
XH-38			16,00	11290,24	13570	13570			11,875	13533	13533	15,2			

Tabla 8. Lista de pozos cercanos al pozo Q-6 en Cupiagua para el calculo de Esfuerzo Mínimo por Leak – Off

PRUEBAS LEAK-OFF EN CUPIAGUA PARA EL CALCULO DEL ESFUERZO MÍNIMO DEL POZO Q-6															
Pozo	Volumen Total	Volumen Perdido	EMW ppg	P. Fractura psi	Prueba MD	Prueba TVD	Hueco MD	Hueco TVD	Casing OD	Casing MD	Casing TVD	MW ppg	PV cP	YP	GeI
Q-6	17,50	6,0	16,270	8964,4	10561	10600	10640	10589	13,38	10637	10586	12,0	43	24	38
Q-6	11,00	0,0	16,600	13502,25	15945	15644	16147	15838	7,00	13429	13249	12,4	28	18	30
U-9	2,94	0,0	18,157	1825,9	1935	1935	2110	2110	20,00	2103	2103	9,5	17	19	13
U-9	21,62	0,0	17,067	10114,2	11500	11401	11500	11401	13,38	11472	11373	12,0	30	30	45
T-33	5,00	0,0	17,275	2247,8	2510	2504	2510	2504	20,00	2490	2484	8,6	24	25	23
T-33Z	14,64	0,0	14,279	10748,5	14909	14480	15042	14510	11,88	14909	14480	11,3	36	29	32
H-11	6,00	2,0	13,400	1345,8	1950	1935	1968	1953	20,00	1950	1935	9,4	21	18	15
H-15	3,50	0,0	15,000	973,4	1239	1239	1245	1245	20,00	1239	1239	8,9	32	14	26
H-15	14,50	2,5	15,900	7011,8	8790	8479	8890	8577	13,38	8790	8479	10,8	37	19	30
S-22Z	4,00	0,0	13,900	883,3	1222	1222	1222	1222	20,00	1192	1192	9,1	29	15	19
S-22Z	11,60	1,1	16,600	6791,5	8665	7873	8686	7894	13,38	8665	7873	10,8	32	25	29
S-22Z	3,80	1,0	15,500	10466,9	13856	12987	13856	12987	9,63	13799	12933	13,5	52	26	36
Q-6	7,10	5,5	10,670	7508,3	13735	13539	14150	13933	9,63	13735	13556	9,5	42	18	40
U-9	5,54	0,0	10,500	8331,9	15620	15346	15620	15346	9,63	14922	14678	9,0	25	25	35

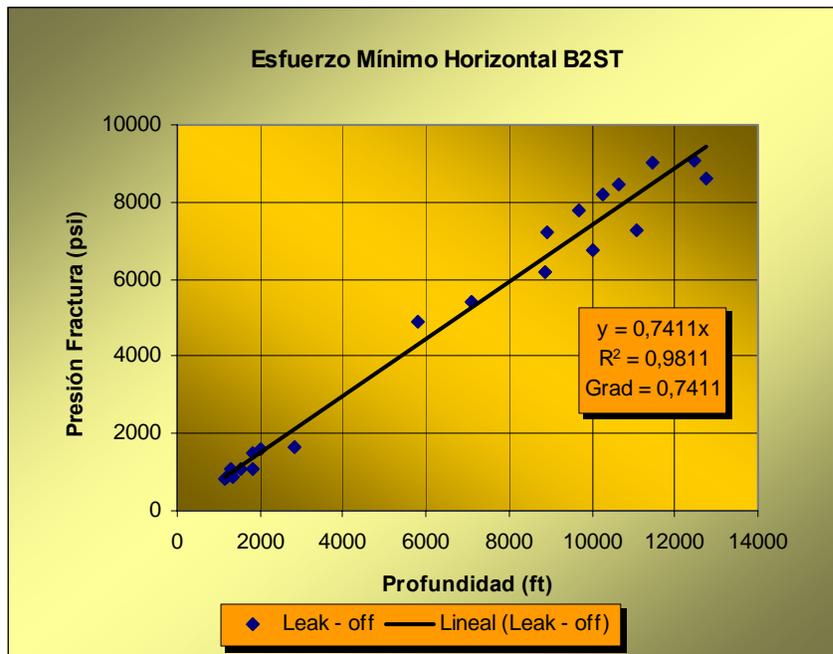


Figura 101. Gradiente de esfuerzo mínimo por regresión lineal con todos los pozos de la tabla 7, para el pozo B- 2ST.

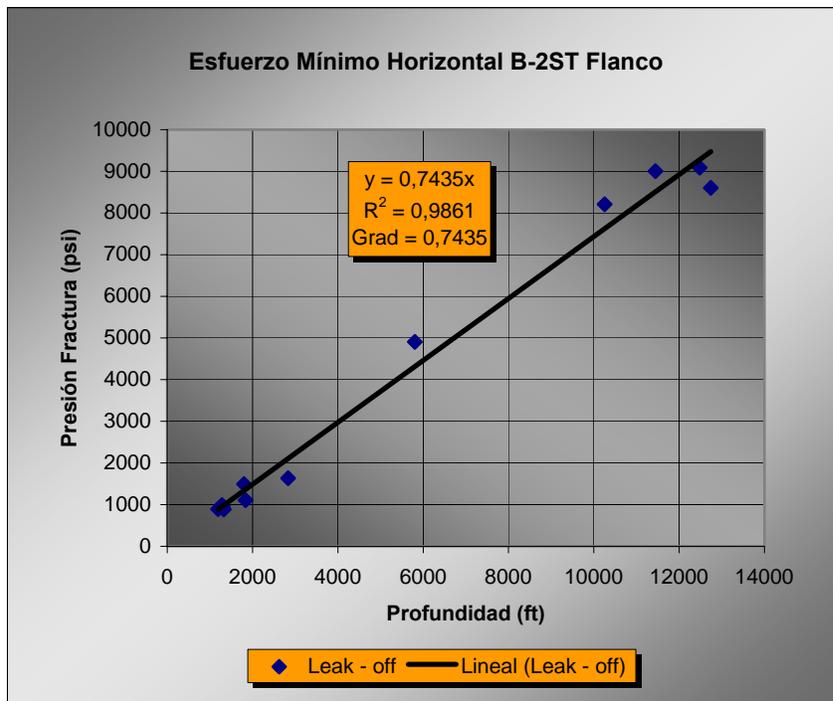


Figura 102. Gradiente de esfuerzo mínimo por regresión lineal con todos los pozos pertenecientes al flanco.

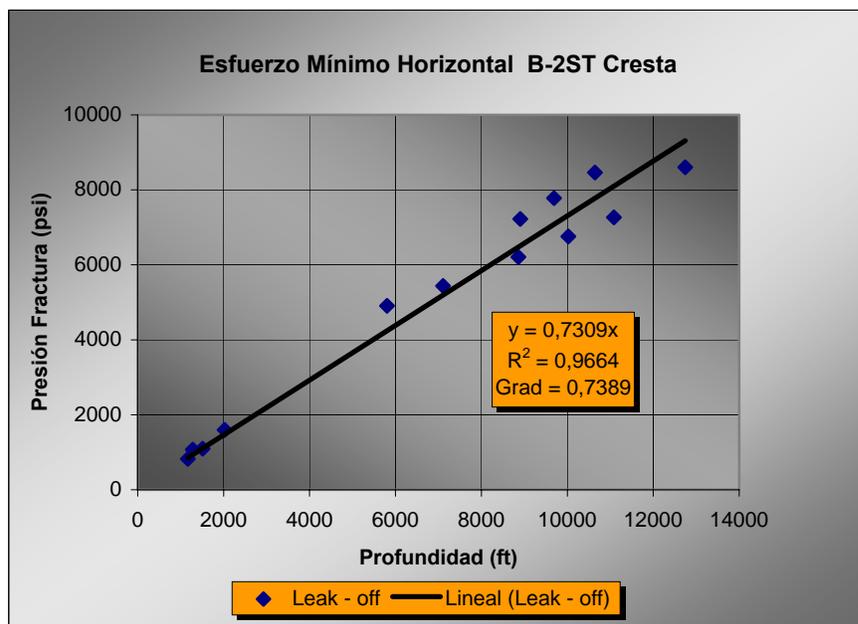


Figura 103. Gradiente de esfuerzo mínimo por regresión lineal con todos los pozos pertenecientes a la cresta.

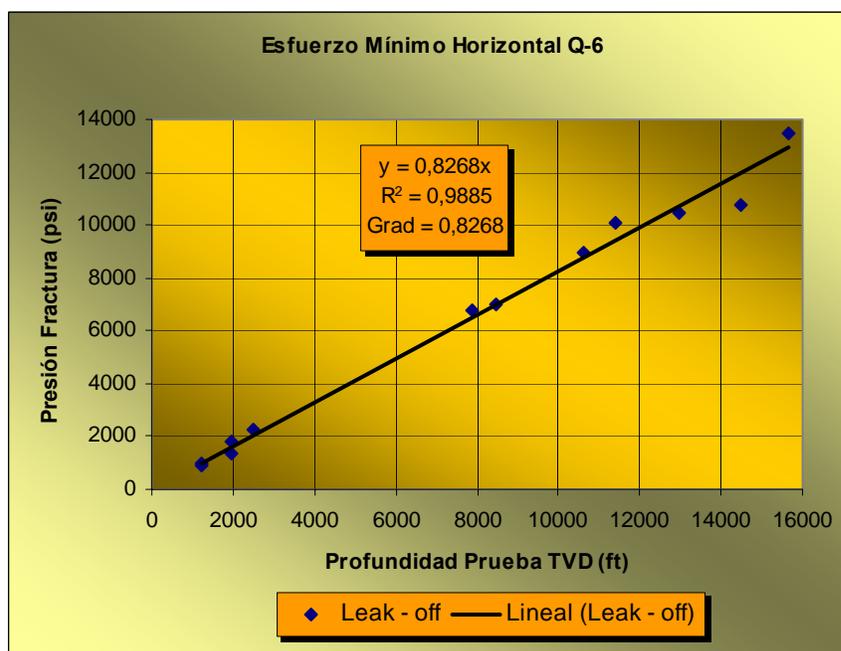


Figura 104. Calculo del gradiente de esfuerzo Mínimo para Q-6

✚ **Cálculo de la magnitud del esfuerzo máximo por leak-off** Conocidos los esfuerzos mínimos de los pozos B-2ST y Q-6, se puede calcular el σ_H a partir de las ecuaciones (226 y 227) para cada uno de los pozos. La ecuación relaciona: la resistencia a la tensión a la cual se ajustó un valor supuesto dado por Marcelo Frydman (Manager de Schlumberger), la presión de poro la cual viene reportada en la historia de perforación, el σ_h que fue calculado por leak-off y la presión de toma, fuga o fractura que para el caso del B-2ST al no disponer de ninguna prueba leak-off fue necesario tomar las dos pruebas que fueron realizadas en B-2 (tabla 7) pero que al final solo una sirvió la cual estaba en el rango de las formaciones analizadas. A partir de esta valor de fractura se sacó un gradiente que se utilizó para todas las formaciones pedidas excepto para las dos formaciones presurizadas (C7 y C8) donde esta presión de toma fue menor. En el caso del Q-6 no hubo tanto problema ya que se tenía a disposición varias pruebas de leak-off para sacar un valor de gradiente de fractura cercano para las formaciones evaluadas. Por otro lado se utilizó la correlación de Hubbert y Wyllis como método de comprobación de la presión de leak-off para los dos pozos en estudio.

$$\frac{P_f}{TVD}(\text{min}) = \frac{1}{3} \left(\frac{\sigma_v}{TVD} + \frac{2P_o}{TVD} \right) \text{ Correlación de Hubbert y Wyllis}$$

El valor σ_h fue tomado el mismo para todo el pozo ya sea en B-2ST o Q-6, ya que no hubo otra manera de sacarlo debido a que es difícil tener un dato puntual a determinada profundidad, por el hecho de que una prueba leak-off no se realiza en cualquier punto del pozo sino exactamente donde el perforador lo requiera.

Finalmente reemplazando todos los valores de las incógnitas se calcula el σ_H para el pozo B-2ST (tabla 9 y 10) y para el Q-6 (tabla 11 y 12) como modelo elástico y poroelástico. También es notable observar que el valor de σ_H calculado para B-2ST es relativamente más bajo que en Q-6. Esto por un lado debido al valor de σ_h que fue reemplazado y por otro lado por las diferencias que hay en cuanto a presión de poro y presión de leak-off.

Tabla 9. Calculo del esfuerzo Máximo Horizontal basado en las ecuaciones (226 y 227) para el pozo B2ST, utilizando la presión de fractura de la prueba.

ESFUERZO MÁXIMO HORIZONTAL PARA B-2														
Formación	Intervalo TVD, ft	TVD ft	σ_h psi/ft	σ_h psi	Po ppg	Po psi	To psi	Fract ppg	Fract psi	σ_H Elástico	σ_H psi/ft	Biot	σ_H Poroelást.	σ_H psi/ft
C-5	10953 - 12165	11559	0,7435	8594,1	9,1	5469,7	800	13,5	8114,4	12998,2	1,1245	0,80	13527,2	1,1703
C-6	12165 - 12989	12577	0,7435	9351,0	9,5	6213,0	800	13,5	8829,1	13810,9	1,0981	0,80	14334,1	1,1397
C-7	12989 - 13356	13172	0,7435	9793,4	13,7	9383,7	800	9,5	6507,0	14289,4	1,0848	0,80	13714,1	1,0412
C-8	13356 - 14291	13823	0,7435	10277,4	13,8	9919,4	800	9,5	6828,6	14884,3	1,0768	0,80	14266,1	1,0321
Mirador	14291 - 14823	14557	0,7435	10823,1	8,6	6509,9	800	13,5	10219,0	16540,5	1,1363	0,52	18320,9	1,2586
Cuervos	14823 - 15288	15055	0,7435	11193,4	8,8	6889,2	800	13,5	10568,6	16922,4	1,1240	0,80	17658,3	1,1729
Barco	15288 - 15683	14485	0,7435	10769,6	9,1	6854,3	800	13,5	10168,5	16086,0	1,1105	0,57	17511,1	1,2089
Guadalupe	15683 - 16410	16046	0,7435	11930,2	9,1	7593,0	800	13,5	11264,3	17733,3	1,1052	0,66	18981,6	1,1829

Tabla 10. Calculo del esfuerzo Máximo Horizontal basado en las ecuaciones (226 y 227) para el pozo B2ST, utilizando la presión de fractura a partir de la correlación de Hebbert y Wyllis

ESFUERZO MÁXIMO HORIZONTAL PARA B-2															
Formación	Intervalo TVD, ft	TVD ft	σ_h psi/ft	σ_h psi	Po ppg	Po psi	To psi	G. Fract Correlac	G. Fract ppg	Fractura psi	σ_H Elástico	σ_H psi/ft	Biot	σ_H Poroelast	σ_H psi/ft
C-5	10953 - 12165	11559	0,7435	8594,1	9,1	5469,7	800	0,68213	13,1179	7884,78	13227,85	1,14438	0,80	13710,86	1,18616
C-6	12165 - 12989	12577	0,7435	9351,0	9,5	6213,0	800	0,69600	13,3846	8753,59	13886,37	1,10411	0,80	14394,48	1,14451
C-7	12989 - 13356	13172	0,7435	9793,4	13,5	9246,7	800	0,83467	16,0513	10994,23	9939,17	0,75457	0,80	10288,67	0,78110
C-8	13356 - 14291	13823	0,7435	10277,4	13,5	9703,7	800	0,83467	16,0513	11537,60	10390,86	0,75171	0,80	10757,63	0,77824
Mirador	14291 - 14823	14557	0,7435	10823,1	8,6	6509,9	800	0,66480	12,7846	9677,49	17082,00	1,17346	0,52	18602,45	1,27790
Cuervos	14823 - 15288	15055	0,7435	11193,4	8,8	6889,2	800	0,67173	12,9179	10112,95	17378,06	1,15431	0,80	18022,82	1,19713
Barco	15288 - 15683	14485	0,7435	10769,6	9,1	6854,3	800	0,68213	13,1179	9880,70	16373,79	1,13040	0,57	17675,14	1,22024
Guadalupe	15683 - 16410	16046	0,7435	11930,2	9,1	7593,0	800	0,68213	13,1179	10945,51	18052,12	1,12502	0,66	19191,99	1,19606

Tabla 11 Calculo del esfuerzo máximo horizontal basado en las ecuaciones (226 y 227) para el pozo Q-6, utilizando la presión de fractura de la prueba.

ESFUERZO MÁXIMO HORIZONTAL PARA Q-6														
Formación	Intervalo TVD, ft	TVD ft	σ_h psi/ft	σ_h psi	Po ppg	Po psi	To psi	Fract ppg	Fract psi	σ_H Elástico	σ_H psi/ft	Biot	σ_H Poroelást.	σ_H psi/ft
C-5	10902 - 12182	11542	0,8268	9542,9	10	6001,8	800	10,67	6404,0	17023,0	1,4749	0,80	17103,4	1,4818
C-6	12182 - 12504	12343	0,8268	10205,2	10	6418,4	800	10,67	6848,4	18148,8	1,4704	0,80	18234,8	1,4773
C-7	12504 - 13113	12808	0,8268	10589,7	10	6660,2	800	10,67	7106,4	18802,4	1,4680	0,80	18891,7	1,4750
C-8	13113 - 13545	13329	0,8268	11020,4	10	6931,1	800	10,67	7395,5	19534,7	1,4656	0,80	19627,6	1,4725
Mirador	13545 - 14152	14405	0,8268	11910,1	8,9	6666,6	800	10,67	7992,5	21871,1	1,5183	0,52	22507,5	1,5625
Cuervos	14152 - 14618	13840	0,8268	11442,9	8,9	6405,2	800	10,67	7679,0	21044,6	1,5206	0,80	21299,4	1,5390
Barco	15288 - 15683	14485	0,8268	11976,2	9,10	6854,3	800	10,67	8036,9	21837,4	1,5076	0,57	22345,9	1,5427
Guadalupe	15683 - 16410	16046	0,8268	13266,8	9,10	7593,0	800	10,67	8903,0	24104,6	1,5022	0,66	24550,0	1,5300

Tabla 12. Calculo del esfuerzo máximo horizontal basado en las ecuaciones (226 y 227) para el pozo Q-6, utilizando la presión de fractura a partir de la correlación de Hebbert y Wyllis

ESFUERZO MÁXIMO HORIZONTAL PARA Q-6															
Formación	Intervalo TVD, ft	TVD ft	σ_h psi/ft	σ_h psi	Po ppg	Po psi	To psi	G. Fract Correlac	G. Fract ppg	Fractura psi	σ_H Elástico	σ_H psi/ft	Biot	σ_H Poroelast	σ_H psi/ft
C-5	10902 - 12182	11542	0,8268	9542,9	10	6001,8	800	0,71667	13,7821	8271,77	15155,17	1,31305	0,80	15609,16	1,35238
C-6	12182 - 12504	12343	0,8268	10205,2	10	6418,4	800	0,71667	13,7821	8845,82	16151,40	1,30855	0,80	16636,89	1,34788
C-7	12504 - 13113	12808	0,8268	10589,7	10	6660,2	800	0,71667	13,7821	9179,07	16729,74	1,30619	0,80	17233,52	1,34553
C-8	13113 - 13545	13329	0,8268	11020,4	10	6931,1	800	0,71667	13,7821	9552,45	17377,72	1,30375	0,80	17902,00	1,34309
Mirador	13545 - 14152	14405	0,8268	11910,1	8,9	6666,6	800	0,67853	13,0487	9774,27	20089,26	1,39460	0,52	21580,92	1,49815
Cuervos	14152 - 14618	13840	0,8268	11442,9	8,9	6405,2	800	0,67853	13,0487	9390,90	19332,68	1,39687	0,80	19929,83	1,44002
Barco	15288 - 15683	14485	0,8268	11976,2	9,10	6854,3	800	0,68547	13,1821	9928,98	19945,31	1,37696	0,57	21267,42	1,46824
Guadalupe	15683 - 16410	16046	0,8268	13266,8	9,10	7593,0	800	0,68547	13,1821	10999,00	22008,53	1,37159	0,66	23166,58	1,44376

✚ **Cálculo de la magnitud del esfuerzo máximo por fracturas de tensión** Para este análisis es fundamental contar con registros de imágenes para poder determinar las fracturas de tensión. Las imágenes de la pared del pozo suministradas por las herramientas de registros son producidas por tres técnicas comunes como cámaras de video, imágenes micro eléctricas y escáner ultrasónicos. La herramienta del Ultrasonic Borehole Imager (UBI) reproduce la imagen de la pared del pozo a partir de pulsos ultrasónicos, los cuales pueden ser obtenidos en lodos base agua y lodos base aceite proporcionando una mejor y alta resolución de la geometría del pozo que es suministrada por la herramienta del caliper.

Se analizaron las fracturas inducidas de tensión presente en los registros de imágenes de pozo UBI corridos en los pozos de estudio, para el caso del Pozo B-2ST el registro corresponde al intervalo 14445-14835 (TVD) Formación Mirador y para el Pozo Q-6 el intervalo 13635-14135 y 14626-14983 en (TVD) correspondientes a las formaciones Mirador y Barco.

Para la determinación de la magnitud de los esfuerzos se trabajo en base a la ecuación de Kirsch. Para los dos pozos investigados a cada intervalo donde se identificaron las fracturas se determinaron los valores de Presión de poro y la presión del lodo, basados en la historia de perforación de cada pozo, los valores de Biot se obtuvieron en laboratorio para cada formación de interés. Otros parámetros necesarios para poder determinar la magnitud es la resistencia a la tensión para la cual se hizo una extrapolación con los datos obtenidos para el Campo Cusiana y Cupiagua reportados por Marcelo Frydman (Manager de Schlumberger), y la magnitud del esfuerzo mínimo horizontal se obtuvo por medio del análisis de las pruebas de Leak-off. Finalmente los datos obtenidos fueron reportados en las tablas 13 y 14 donde se observa que los valores del esfuerzo máximo horizontal en el pozo Q-6 son mayores debido a que el gradiente del esfuerzo mínimo es mayor que en el pozo B-2ST.

Tabla 13. Calculo de magnitud del esfuerzo máximo para el pozo B-2ST

ANALISIS DE FRACTURAS INDUCIDAS, POZO B-2ST												
Formación	Intervalo TVD, ft	TVD ft	Po ppg	Po psi	P _w ppg	P _w psi	Biot	To psi	σ _h psi/ft	σ _h psi	σ _H Poroelást.	σ _H psi/ft
Mirador	14483 - 14495	14489	8,6	6479,5	9,1	6856,2	0,52	800	0,7435	10772,6	19962,9	1,3778
Mirador	14574 - 14590	14582	8,6	6521,1	9,1	6900,2	0,52	800	0,7435	10841,7	20085,9	1,3774
Mirador	14565 - 14572	14568	8,6	6514,8	9,1	6893,6	0,52	800	0,7435	10831,3	20067,3	1,3775
Mirador	14707 - 14715	14711	8,6	6578,8	9,1	6961,2	0,52	800	0,7435	10937,6	20256,5	1,3770

Tabla 14. Calculo de magnitud del esfuerzo máximo para el pozo Q-6

ANALISIS DE FRACTURAS INDUCIDAS, POZO Q-6												
Formación	Intervalo TVD, ft	TVD ft	Po ppg	Po psi	P _w ppg	P _w psi	Biot	To psi	σ _h psi/ft	σ _h psi	σ _H Poroelást.	σ _H psi/ft
Mirador	13745 - 13761	13753	8,9	6364,9	9,5	6794,0	0,52	800	0,8153	11212,8	21485,6	1,5622
Mirador	13843 - 13870	13856	8,9	6412,6	9,5	6844,9	0,52	800	0,8153	11296,8	21640,5	1,5618

✚ **Cálculo de la magnitud del esfuerzo máximo por breakouts** La ubicación de los breakouts al igual que las fracturas se realizó en base a los registros UBI con los que contó para los dos pozos de estudio. Se analizaron los breakouts presentes en los registros de imágenes de pozo UBI corridos en los pozos de estudio. Para el caso del Pozo B-2ST el registro corresponde al intervalo 14445-14835 (TVD) Formación Mirador y para el pozo Q-6 el intervalo 13635-14135 y 14626-14983 en (TVD) correspondientes a las formaciones Mirador y Barco respectivamente.

Para determinar la presencia de breakouts, se hace una correlación entre el registro de imagen UBI y el registro Caliper que confirma la presencia de la deformación. El Caliper es fundamental en esta técnica puesto que la diferencia entre los pares de patines (1-3 y 2-4) muestran la distancia del centro del pozo a la pared más cercana y el otro patín indica la distancia del centro del pozo a la parte más lejana de la pared (breakouts).

La información que se requiere para aplicar el método de breakouts en el cálculo de la magnitud del σ_H es: la resistencia compresiva de la roca no confinada (UCS) que se obtuvo en laboratorio, la presión de poro (P_o) que se obtuvo del reporte de perforación para cada pozo, la presión del lodo (P_w) que también se obtuvo de la historia de perforación y por último se necesita el esfuerzo mínimo horizontal, los cuales se trabajaron con el gradiente obtenido para cada pozo por medio de las pruebas de Leak-off. Con estos datos se procedió a estimar el ángulo de apertura del Breakouts $2\theta_b$, el cual es medido directamente en registro como lo muestran las figuras 108. Con estos datos aplicamos la solución Kirsch la cual ilustra muy bien Zoback y Peska (1985).

Los resultados para cada pozo se muestran en las tablas 15 y 16. Donde se muestra que al igual que en las pruebas leak-off se conserva un valor de σ_H menor para el pozo B-2ST en relación al Q-6. Además el valor arrojado por esta técnica es más elevado para ambos pozos que el dado por la prueba leak-off.

Tabla 15. Cálculo de la magnitud del esfuerzo máximo horizontal utilizando la solución Kirsch para el pozo B-2ST.

ESFUERZO MÁXIMO HORIZONTAL PARA B-2ST													
Formación	Intervalo TVD, ft	TVD ft	C ₀ psi	P _o ppg	P _o psi	P _w ppg	P _w psi	σ _h psi/ft	σ _h psi	2θ _b Grados	2θ _b Radian	σ _H Elástico	σ _H psi/ft
Mirador	14674 - 14681	14677,5	36207	8,6	6564	9,1	6943,8	0,7435	10912,7	46,5	0,8116	22647,1	1,5430
Mirador	14682 - 14686	14684,0	36207	8,6	6567	9,1	6947,8	0,7435	10917,6	46,5	0,8116	22650,7	1,5425
Mirador	14696 - 14701	14698,5	36207	8,6	6573	9,1	6954,4	0,7435	10928,3	38,0	0,6632	21750,4	1,4798
Mirador	14716 - 14722	14719,0	36207	8,6	6582	9,1	6964,0	0,7435	10943,6	47,5	0,8290	22795,6	1,5487
Mirador	14733 - 14740	14736,5	36207	8,6	6590	9,1	6972,0	0,7435	10956,6	43,0	0,7505	22267,7	1,5111
Mirador	14766 - 14776	14771,0	36207	8,6	6606	9,1	6987,6	0,7435	10982,2	43,0	0,7505	22285,1	1,5087
Mirador	14818 - 14823	14820,5	36207	8,6	6628	9,5	7320,5	0,7435	11019,0	47,0	0,8203	22913,0	1,5460

Tabla 16. Cálculo de la magnitud del esfuerzo máximo horizontal utilizando la solución Kirsch para el pozo Q-6.

ESFUERZO MÁXIMO HORIZONTAL PARA Q-6													
Formación	Intervalo TVD, ft	TVD ft	C ₀ psi	P _o ppg	P _o psi	P _w ppg	P _w psi	σ _h psi/ft	σ _h psi	2θ _b Grados	2θ _b Radian	σ _H Elástico	σ _H psi/ft
Mirador	13611 - 13628	13619,5	36207	8,9	6303,1	9,5	6728,0	0,8153	11104,0	46,0	0,8029	22416,9	1,6459
Mirador	13901 - 13926	13913,5	36207	8,9	6439,2	9,5	6873,3	0,8153	11343,7	50,4	0,8796	23138,8	1,6630
Mirador	14058 - 14119	14088,5	36207	8,9	6520,2	9,5	6959,7	0,8153	11486,4	30,0	0,5236	21264,4	1,5093
Barco	14971 - 14983	14977,0	31204	8,9	6931,4	9,5	7398,6	0,8153	12210,7	51,4	0,8971	21603,4	1,4424

7.4.4 Dirección de los esfuerzos horizontales La dirección de estos esfuerzos puede ser calculada a partir de la dirección de la fractura en un fracturamiento hidráulico ideal o a partir de fallas de pozo inducidas durante la perforación como son los breakouts y las fracturas de tensión. A continuación se muestran los procedimientos utilizados y los valores estimados a partir de fallas de pozo.

🚧 Dirección de los esfuerzos horizontales por fracturas de tensión Las fracturas inducidas de tensión se propagan en la misma dirección que las fracturas por leak-off y fracturamiento hidráulico ósea en la dirección del σ_H y perpendicular al σ_h . En registros donde las condiciones y el estado de formación de las fracturas inducidas de tensión y los Breakouts lo permitan, se puede observar en la imagen estos dos fenómenos simultáneamente, lo cual permite una mejor y más precisa determinación de la dirección de los esfuerzos in-situ.

Para el pozo B-2ST se determinaron fracturas inducidas de tensión en cuatro intervalos. Los cuales se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 17. Dirección de las fracturas inducidas en el pozo B-2ST

Análisis de Fracturas inducidas Pozo B-2ST				
Formación	Intervalo TVD, ft	TVD ft	Azimut σ_H	Rumbo σ_H
Mirador	14483 - 14495	14489	90±15	E - W
Mirador	14574 - 14590	14582	103±15	N 77W
Mirador	14565 - 14572	14568	108±15	N72W
Mirador	14707 - 14715	14711	85±15	N85E

Las fracturas que se determinaron en este pozo son muy incipientes, sin embargo se puede observar que las fracturas tienen una tendencia general de W-E, todas dentro la formación Mirador. El margen de error se calculo midiendo el azimut de los extremos de las fracturas y dividiendo en dos. Figura 105

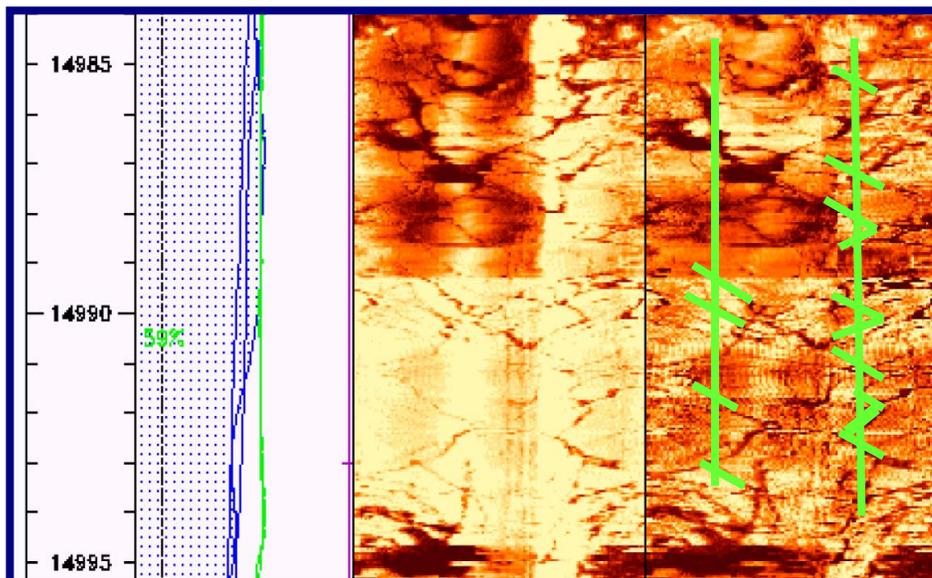


Figura 105. Las fracturas inducidas por tensión muestran un rasgo característico el cual consiste en pequeñas fracturas paralelas entre si que forman o hacen parecer una gran fractura. Lectura del registro UBI del pozo B-2ST.

Para el pozo Q-6 fue posible determinar fracturas inducidas de tensión para dos intervalos. Ambos intervalos se encuentran dentro la formación Mirador. Las direcciones de estos intervalos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 18. Dirección de las fracturas inducidas en el pozo Q-6

Análisis de Fracturas inducidas Pozo Q-6				
Formación	Intervalo TVD, ft	TVD ft	Azimut σ_H	Rumbo σ_H
Mirador	13745 - 13761	13753	157 \pm 5	N23W
Mirador	13843 - 13870	13856	145 \pm 5	N35W

Las fracturas que se determinan en este pozo están más marcadas lo cual permite una mejor lectura. La orientación de estas fracturas muestran una dirección preferencial N30⁰ W aproximadamente. Las fracturas se observan en la figura 106.

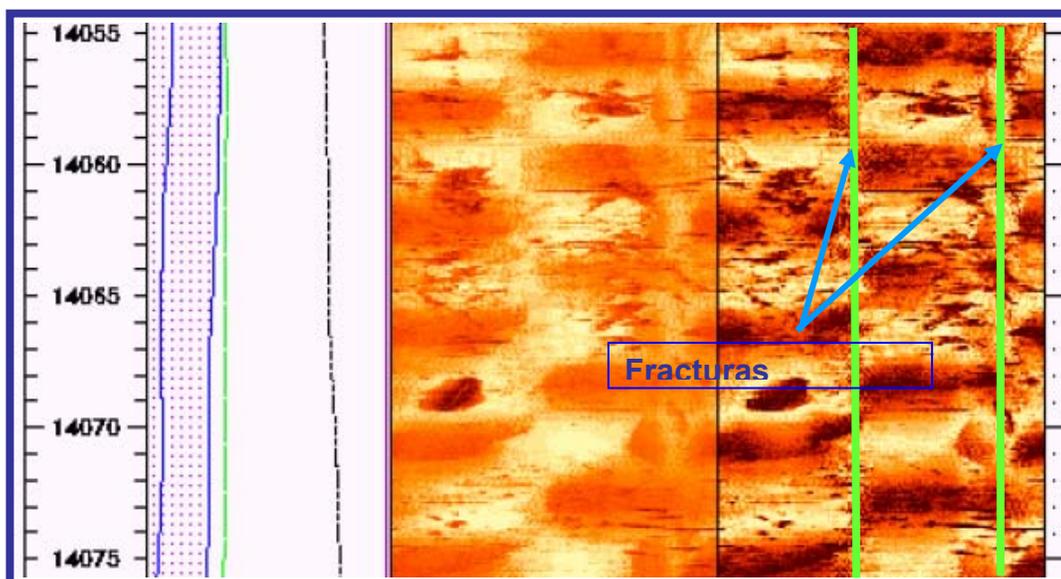


Figura 106. La gráfica muestra unas fracturas inducidas mejor definidas que en el primer pozo. Lectura del registro UBI del pozo Q-6

🚧 **Dirección de los esfuerzos horizontales por breakouts** La dirección de los esfuerzos se determinaron en base a que los breakouts se forman en la dirección del mínimo esfuerzo horizontal y a 90° de las fracturas de tensión.

Para el pozo B-2ST se analizó el registro UBI donde se localizaron siete pares de elongaciones correspondientes a la formación Mirador.

Tabla 19. Calculo del azimut del esfuerzo máximo horizontal para el pozo B-2ST.

Análisis de Breakouts Pozo B-2ST					
Formación	Intervalo TVD, ft	TVD ft	Azimut Breakout	Azimut σ_H	Rumbo σ_H
Mirador	14674 - 14681	14677,5	355 - 175	85 ± 10	N85E
Mirador	14682 - 14686	14684,0	355 - 175	85 ± 10	N85E
Mirador	14696 - 14701	14698,5	5 - 185	95 ± 10	N85W
Mirador	14716 - 14722	14719,0	346 - 166	76 ± 10	N76E
Mirador	14733 - 14740	14736,5	330 - 150	70 ± 10	N70E
Mirador	14766 - 14776	14771,0	346 - 166	76 ± 10	N76E
Mirador	14818 - 14823	14820,5	3,5 - 183,5	$93,5 \pm 10$	N87W

En este pozo se observa una tendencia general del esfuerzo Máximo W-E y una dirección aproximada de los breakouts de N-S como se puede apreciar en la figura 107.

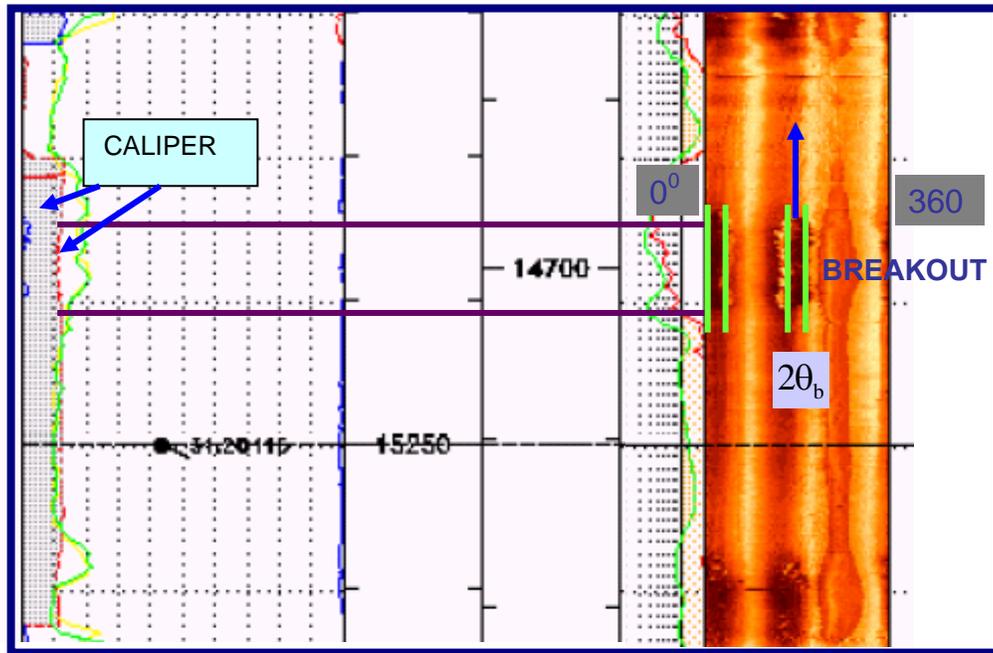


Figura 107. Esta figura muestra la relación existente entre el registro Caliper y el UBI lo cual ayuda a la determinación del breakout. Lectura del registro UBI del pozo B-2ST.

Para el pozo Q-6 se analizó el registro UBI donde se localizaron siete pares de elongaciones correspondientes a las formaciones Mirador y Barco.

Tabla 20. Calculo del azimut del esfuerzo máximo horizontal para el pozo Q-6.

Análisis de Breakouts Pozo Q-6					
Formación	Intervalo TVD, ft	TVD ft	Azimut Breakout	Azimut σ_H	Rumbo σ_H
Mirador	13611 - 13628	13619,5	58 - 238	148,00	N32W
Mirador	13901 - 13926	13913,5	50,4 - 230,4	140,40	N40W
Mirador	14058 - 14119	14088,5	52,5 - 232,5	142,50	N38W
Barco	14971 - 14983	14977,0	58,7 - 238,7	148,75	N31W

Para el pozo Q-6 se observa una tendencia del esfuerzo máximo horizontal de N35°W y un azimuth de los breakouts de 55°-235° Figura 108

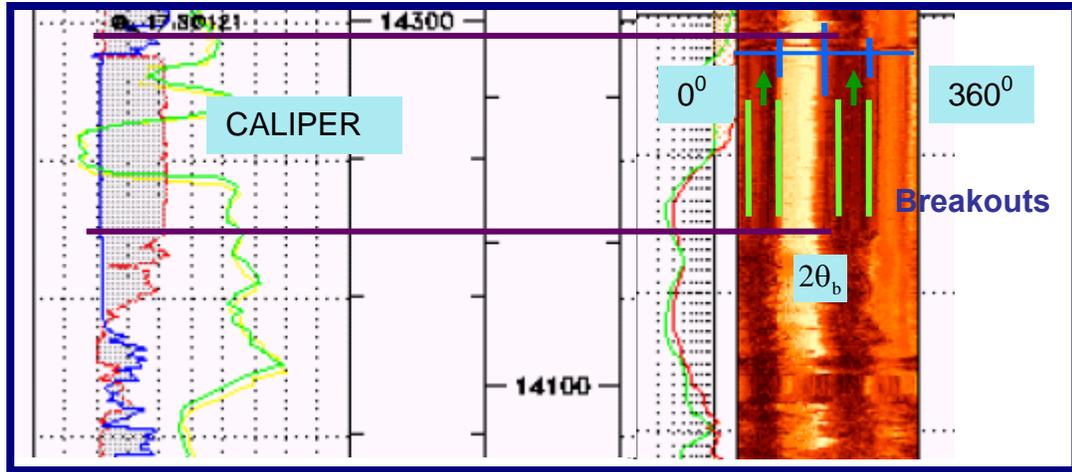


Figura 108. La grafica muestra la orientación de los Breakouts en el pozo Q-6. Lectura del registro UBI del pozo Q - 6.

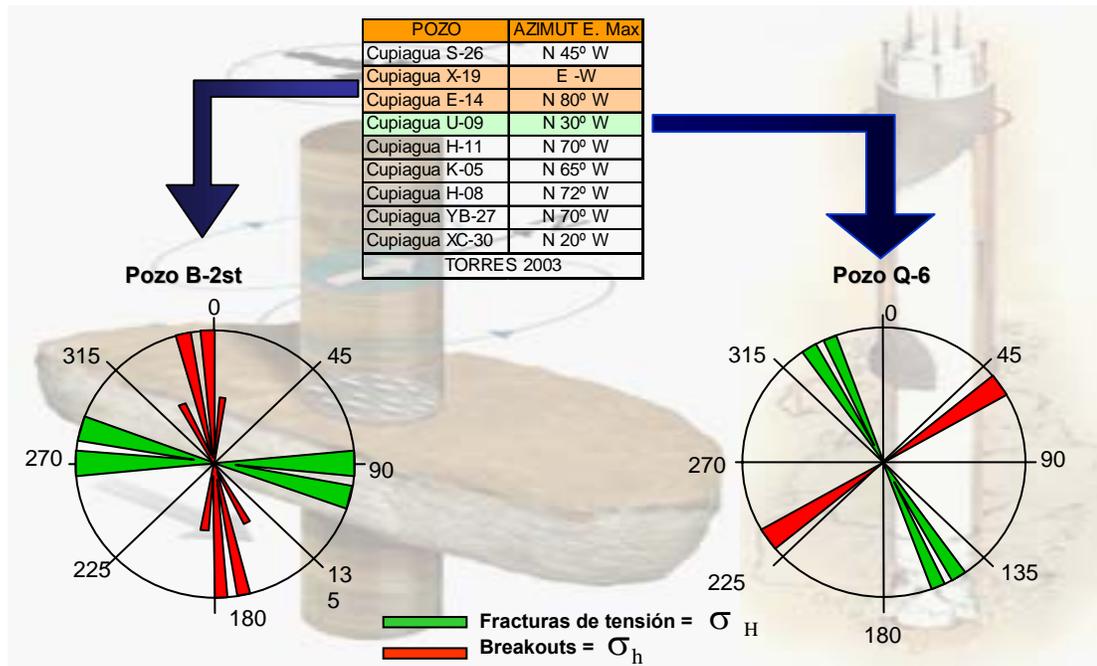


Figura 109. Comparación entre las direcciones de los esfuerzos para los pozos B-2st y Q-6

8. CONCLUSIONES

1. En el cálculo del tensor de esfuerzos en los pozos B-2ST y Q-6 finalmente se utilizaron 3 de las 4 técnicas que se habían planteado desde el comienzo del proyecto para medir la magnitud y dirección de los esfuerzos horizontales, además del análisis litológico realizado para el cálculo del esfuerzo de sobrecarga o σ_v . Las técnicas utilizadas fueron las pruebas leak-off para el cálculo de la magnitud del σ_h y σ_H , las fracturas por tensión inducidas durante la perforación para determinar la dirección de los esfuerzos horizontales y la magnitud del σ_H ; y finalmente los breakouts los cuales además de determinar la dirección de los esfuerzos horizontales, también sirven para el cálculo de la magnitud del σ_H si se conoce el ancho del breakout.
2. Las lecturas de los ángulos de los Breakouts es un factor de suma importancia para poder estimar la magnitud del esfuerzo máximo, debido a que una pequeña variación en el ángulo incrementa o disminuye el valor del esfuerzo. La magnitud obtenida para B-2ST estuvo en el rango de 1.47 – 1.54 psi/ft y para Q-6 fue de 1.44 – 1.66 psi/ft un poco más que para B-2ST.
3. Con las fracturas de tensión es posible determinar la magnitud del σ_H aplicando una ecuación similar a la aplicada por las pruebas leak-off. La única diferencia radica en que las pruebas leak-off utilizan un valor de presión de fuga o fractura mientras que la ecuación por fracturas de tensión reemplaza el valor de la presión del lodo.
4. Los breakouts como falla de pozo junto con las fracturas de tensión son muy útiles para el cálculo de la dirección de los esfuerzos in-situ a partir de lecturas realizadas en los registros UBI y corroboradas por el registro Caliper ya que conociendo la dirección de un esfuerzo y sumándole 90° se conoce la dirección del otro.

5. Con las pruebas leak-off es posible obtener un valor de σ_H ya que tiene el mismo principio físico de las fracturas de tensión y fracturamiento hidráulico. Para el estudio oscila alrededor de 1.1 psi/ft para B-2ST y de 1.4 para Q-6. Esta diferencia se debe no solamente al valor de esfuerzo mínimo tomado sino también a la veracidad de los datos reemplazados en la correlación, sobretodo la presión de poro y la presión de fractura.

6. A partir de datos de presión de fractura de varios pozos cercanos a los dos pozos de análisis fue posible estimar la magnitud del σ_h en la pruebas leak-off. Para el B-2ST se tomaron pruebas de 11 pozos y para el Q-6 de 6 pozos. Con estas pruebas fue posible determinar un gradiente de σ_h para cada uno de los pozos. Debe tenerse claro que el valor del σ_h debe ser mayor o como mínimo igual a la presión de poro de la formación.

7. La determinación del σ_h fue obtenida a partir de pruebas leak-off arrojando un valor de 0.7435 psi/ft para el pozo B- 2ST y 0.8153 psi/ft para el pozo Q-6. Las diferencias encontradas pueden ser debidas a la alta actividad tectónica de la zona o a la posición estructural del pozo dentro del campo. Por otro lado existe cierta sensibilidad de los resultados de σ_h no solo por no disponer de ciclos completos de leak-off haciendo necesario el uso de pruebas de pozos vecinos sino también porque estas pruebas solo son hechas cuando el ingeniero de perforación las requiera.

RECOMENDACIONES

- Disponer de información no solo de la zona productora, sino también a nivel de todo el pozo. Esto con el fin de ubicar y dar solución a las zonas que presentan problemas. Para el caso de nuestra investigación hubo la necesidad de sacar gradientes o interpolar datos para el cálculo de los esfuerzos ya que no se tenía información.
- Para mejores resultados en la obtención del σ_h es aconsejable disponer de ciclos completos en la prueba de leak-off. De esa manera se podrían hacer lecturas directas del σ_h y así conocer el valor real en el lugar donde se ha corrido la prueba.
- Además de los registros UBI, es primordial disponer de registros como el FMI, FMS y BHTV para tratar de corroborar la información que se lee a cada profundidad. Con gran información de registros se puede calcular con gran exactitud los esfuerzos in-situ de la zona donde han sido corridos. Como observación sería interesante que estos registros fueran corridos además de la zona productora en zonas donde hay problemas de inestabilidad.
- Para mejores lecturas de breakouts es necesario disponer del software HOSANA (Hole Shape Análisis, propiedad de Schlumberger) para obtener mediciones 100% confiables del ancho de los breakouts. Medida utilizada en la estimación del σ_H .
- Realizar pruebas de laboratorio sobre núcleos que han sido extraídos de zonas problema como lo son carbonera C7 y C8, ya que desafortunadamente solo se dispone información de la zona productora. Motivo por el cual se incurre a errores en los cálculos, debido a que la roca no conserva sus propiedades geomecánicas constantes a nivel de todo el pozo.

NOMENCLATURA

σ	Esfuerzo
ε	Deformación
$E_{\text{sec}}(\varepsilon)$	Valor secante del módulo de Young
$E_{\text{tan}}(\varepsilon)$	Valor tangente del módulo de Young
E	Módulo de Young
F	Fuerza
A	Área
σ_N	Esfuerzo normal
τ_S	Esfuerzo de corte o de cizalla
F_N	Fuerza normal
F_P	Fuerza paralela
ΔF_i	Delta de fuerza
ΔA_i	Delta de área
σ_x	Esfuerzo en 'x'
σ_y	Esfuerzo en 'y'
σ_z	Esfuerzo en 'z'
τ_{xy}	Esfuerzo de cizalla en 'xy'
τ_{xz}	Esfuerzo de cizalla en 'xz'
τ_{yz}	Esfuerzo de cizalla en 'yz'
ΔL	Deformación longitudinal
L_i	Longitud inicial
L_f	Longitud final
Γ	Esfuerzo de corte
Ψ	Deformación por cizalladura
ΔU_x	Deformación en 'x'
ΔU_y	Deformación en 'y'
ΔU_z	Deformación en 'z'
D'	Deformación lateral
ν	Relación de Poisson
K	Módulo elástico de Bulk o total
σ_p	Presión hidrostática externa
ε_v	Deformación volumétrica
ε_{vT}	Deformación volumétrica total
C_{bc}	Compresibilidad total de la roca
σ_v	Esfuerzo vertical

σ_H	Esfuerzo máximo horizontal
σ_h	Esfuerzo mínimo horizontal
G	Módulo de rigidez
λ	Parámetro de Lamé
g	Gravedad
ρ	Densidad
σ_1	Esfuerzo máximo
σ_2	Esfuerzo intermedio
σ_3	Esfuerzo mínimo
R	Radio del círculo de Mohr
c	Centro del círculo de Mohr
V_f	Volumen del fluido
K_{eff}	Módulo Bulk de la mezcla
K_s	Módulo Bulk del sólido
K_f	Módulo Bulk del fluido
K_{fr}	Módulo Bulk del armazón sólido
ϕ	Porosidad
u_s	Desplazamiento del sólido
u_f	Desplazamiento del fluido
$\varepsilon_{v,s}$	Deformación volumétrica del sólido
$\varepsilon_{v,f}$	Deformación volumétrica del fluido
V_{tot}	Volumen total
ζ	Deformación volumétrica del fluido relativa a la del sólido
C, M	Módulos elásticos para describir el medio de dos fases
P_o	Presión de poro
P_{no}	Presión normal de poro
α	Constante poroelástica de Biot
C_m	Compresibilidad de la matriz
t_{normal}	Tiempo normal
$t_{observado}$	Tiempo observado
ε_{VT}	Deformación total en la dirección del esfuerzo vertical
ε_{HT}	Deformación total en la dirección del esfuerzo máximo horizontal
ε_{hT}	Deformación total en la dirección del esfuerzo mínimo horizontal
σ_r	Esfuerzo radial
σ_θ	Esfuerzo tangencial
σ_v	Esfuerzo vertical

r	Radio del pozo
R	Cualquier radio lejano del pozo
P_w	Peso del lodo
C_o	Resistencia a la compresión
F_c	Carga pico ejercida a la muestra
I_s	Índice de resistencia

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ADDIS M. A., LAST N. C., and YASSIR N. A. Estimation of Horizontal Stresses at Depth in Faulted Regions and Their Relationship to Pore Pressure Variations, SPE Formation Evaluation, Marzo 1996.
2. 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.
3. ALLUN G., LANGLINAIS U. J., and BOURGOYNE A.T. Application of a New Model to Analyze Leak-off Test. SPE Drilling & Completion, June 2001.
4. BARTON C. A. Discrimination of Natural Fractures from Drilling Induced Wellbore Failures in Wellbore Image Data – Implications for Reservoir Permeability. SPE 58993.
5. BARTON C. A., CASTILLO D. A., MOOS D., PESKA P., and ZOBACK M. D. Characterising the Full Stress Tensor Based on Observations of Drilling – Induced Wellbore Failures in Vertical Boreholes Leading to Improved Wellbore Stability and Permeability Prediction, APPEA Journal, 1998.
6. BARTON C. A., MOOS D. A., PESKA P. and ZOBACK M. D. Utilizing Wellbore Image Data to Determine the Complete Stress Tensor: Application to Permeability Anisotropy and Wellbore Stability. The log analyst 1997.
7. BEJARANO A., and VILLEGAS E. Caracterización de Parámetros en Registros de Pozos en los Campos Cusiana y Cupiagua. Bogotá pag 11, 1993.
8. BLOCH M., SIQUEIRA C. A., and FERREIRA F. H. Techniques for Determining In-situ Stress Direction and Magnitudes, SPE 39075, 1997.

9. BOURGOYNE, MILLHEIM, CHENEVERT, and YOUNG. Wellbore Stability, Applied drilling Engineering.
10. BRADLEY W. B. Failure of Inclined Boreholes. ASME, Vol. 101, December 1979.
11. BRADLEY W. B. Mathematical Concept- Stress cloud, The Oil and Gas Journal, 1979.
12. BRAUN R., and STROMEYER E. Determination of In-situ Stress Magnitudes and Orientations with RACOS, The World Stress Map and Beyond, 1998.
13. CABRERA J. R., and DE GENNARO S. Aplicaciones Prácticas de la Geomecánica en la Industria Petrolera y Gasífera, ICP, Diciembre 2003.
14. CASTILLO J. E., and MOJICA J. Determinación de la Orientación de Esfuerzos Actuales a partir de Deformaciones Tectónicas (Breakouts), en Algunos Pozos Petroleros de los Llanos Orientales y del Valle Medio del Magdalena, Colombia, 1990.
15. CAZIER E. C., ESPINOSA G., MUGNIOT J. F., and LEEL JR W. G. Petroleum Geology of the Cusiana Field, Llanos Basin Foothills, Colombia. AAPG Bulletin, volumen 79. Octubre 1995.
16. COOPER M. A., ADDISON F.T., ALVAREZ R., CORAL M., GRAHAM R. H., HAYWARD A. B., and TABORDA. Basin Development and Tectonic History of the Eastern Cordillera and Llanos Basin, Colombia, 1994.
17. CROSBY D. G., YANG Z., and RAHMAN S.S. The Successful Use of Transverse Hydraulic Fractures from Horizontal Wellbores, SPE 50423, 1998.
18. DAFONTOURA S. A. B. Rock Mechanics Principles and Engineering Applications. 1980.

19. EATON B. A. Fracture Gradient Prediction and its Application in Oilfield Operations, SPE 2163. 1969.
20. EDWARDS S. T., MEREDITH P.G. An Investigation Of Leak-off Test Data for Estimating In-situ Stress Magnitudes: Application to a Basinwide Study in the Nort Sea. SPE/ISRM 47272. 1996.
21. ELLIOTT W. BP Exploration Cupiagua XC – 19Z rum 2A, UBI Processing, Image Interpretation and Hosana Analysis, Schlumberger Reference Number 1100, 1997.
22. FAJARDO A., ROJAS L. E., and CRISTANCHO J. Modelo Estratigráfico Llanos y Piedemonte, Definición del Modelo Estratigráfico en el Intervalo Cretáceo Tardío a Mioceno Medio en la Cuenca Llanos Orientales y Piedemonte Llanero, ICP, Abril 2000.
23. FJAER E., and RASMUS R. Petroleum Related Rock Mechanics, 1996.
24. GEOTECHNICAL Testing in Engineering Geology. ETH Zurich.
25. GIENN L. B. Pore Pressure Estimation from Velocity Data: Accounting for Overpressure Mechanics Besides Undercompaction, SPE 27488. 1995.
26. GÔLKE M., and WENZELL F. Borehole Failure Used for the Analysis of Tectonic Stress 1992.
27. GRAY K. E. Some Updates for Fracture, Lost circulation, Leak-off and Pore Pressure Technology, AADE 01-NC-HO-45, 2001.
28. HAN G. Rock Stability Under Different Fluid Flow Condition, Thesis University of Waterloo Ontario, Canadá, 2003.

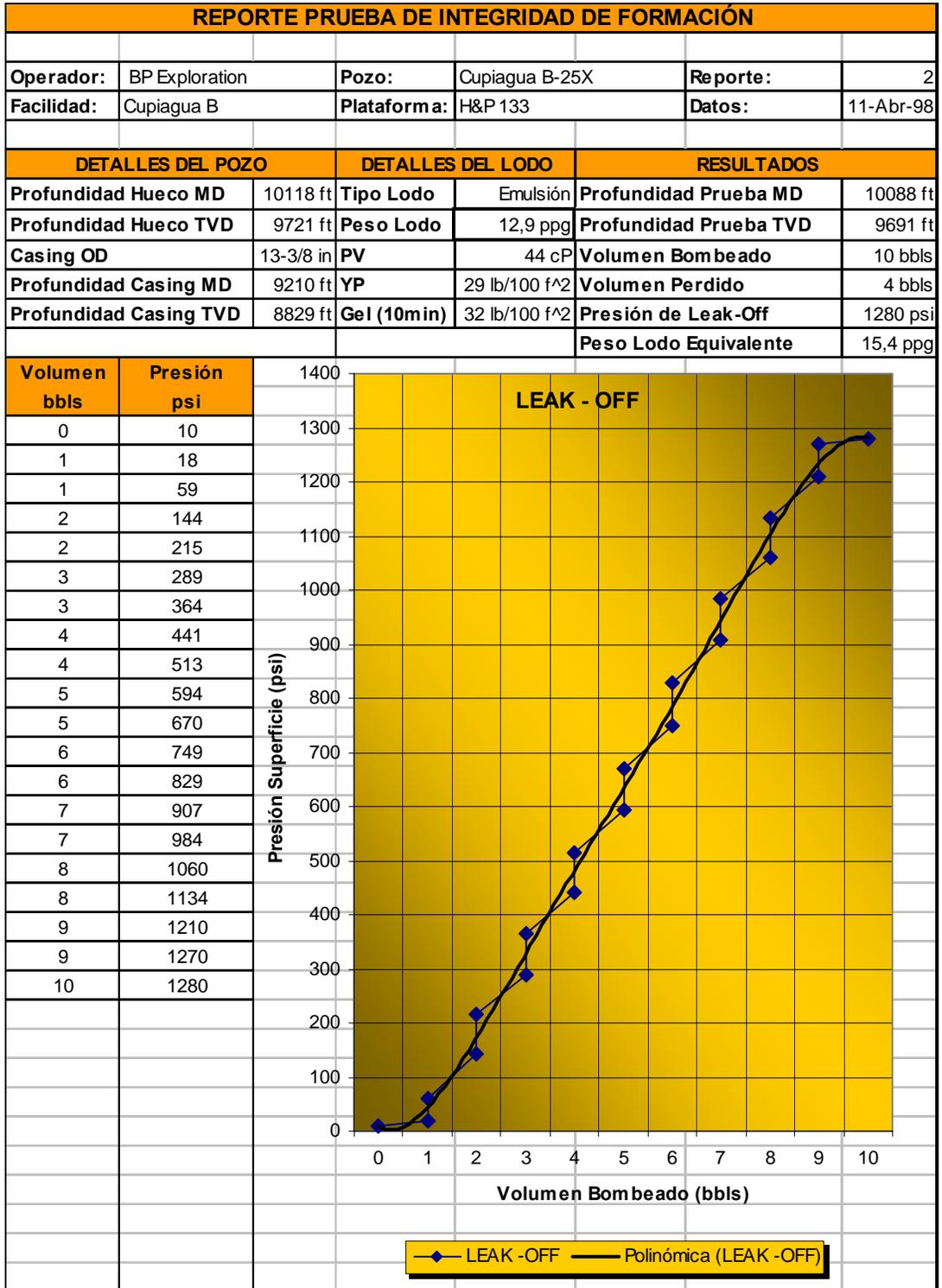
29. HARIKRISHNAN R., and HARELAND G. Prediction of Minimum Principal In-situ Stress by Comparison and Verification of Four Methods, SPE 29258, 1995.
30. HILL R. E., and PETERSON R. Techniques for Determining Subsurface Stress Direction and Assessing Hydraulic Fracture Azimuth., SPE 29192. Noviembre 1994.
31. HISTORIA de Perforación de pozos Cupiagua, British Petroleum Company.
32. JAEGER J.C., and COOK N. G. W. Fundamentals of Rock Mechanics, 1969.
33. JONES C., and SARGEANT J. P. Obtaining the Minimum Horizontal Stress from Microfracture Test Data: A New Approach Using a Derivative Algorithm, SPE 18867.
34. KUNZE K.R., and STEIGER R.P. Accurate In-situ Stress Measurements During Drilling Operations, SPE 24593, 1992.
35. LAST N. C., and PLUMB R. An integrated Approach to Evaluating and Managing Wellbore Instability in the Cusiana Field, Colombia, South America. SPE 30464.
36. LAST N. C., LOPEZ J. D., and MARKLEY M. E. Case History; Integration of Rock Mechanics, Structural Interpretation and Drilling Performance to Achieve Optimum Horizontal Well Planning in the Llanos Basin Colombia, South America, SPE 38601.
37. LINARES R., and SOTO C. Modelamiento estructural en zonas complejas. Escala de laboratorio. ECOPETROL- ICP. 2002.
38. MANOHAR L. Drilling Wellbore Stability & Stress Magnitudes and Directions, The World Stress Map and Beyond, 1998.

39. MARKLEY M. Case Studies of Casing Deformation Due to Active Stresses in the Andes Cordillera, Colombia. SPE 74561. 2002.
40. MARTIN B., and KJORHOLT H. The Initiation of Drilling – Induced Tensile Fractures and Their Use for Estimation of the Stress Magnitudes. The World Stress Map and Beyond, 1998.
41. 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.
42. MOOS D., and ZOBACK M. Utilization of Observations of Wellbore Failure to Constrain the Orientation and Magnitude of Crustal Stresses: Application to Continental. Deep Sea Drilling Project, and Ocean Drilling Program Boreholes, Journal of Geophysical Research. Vol, 95, No B6, P. 9305-9325. JUNE 10, 1990.
43. OKABE T., and HAYASHI K. Estimation of Stress Field by Using Drilling Induced Tensile Fractures Observed at Well TG-2 and Study of Critically Stressed Shear Fractures Based on the Stress Field. Proceedings World Geothermal Congress. May 28 – June 10, 2000.
44. OSORIO J. G. Curso de Geomecánica de Yacimientos. Capítulo. 1-12. 2003.
45. OXY. Reporte final Pozo Gibraltar 1. 2002.
46. PESKA P., and ZOBACK M. D. Stress Determination from Borehole Failure and Applications to Wellbore Stability, The World Stress Map and Beyond, 1998.
47. PETROLEUM consultants, Cuenca de los Llanos Orientales. Estudio Geológico regional, Julio 1995.
48. PLUMB R., and PAPANASTASIOU P. Constraining the State of Stress in Tectonically Activate Settings, SPE/ISRM 47240, 1998.

49. PRENSKY S. Borehole Breakouts and In-situ Rock Stress – A Review, The log Analyst, 1992.
50. Presidente de “Halliburton Energy Services”. 2000.
51. PROSKIN S. A., and SCOTT J. D. Current Practice in the Interpretation of Micrifrac Test in Oil Sands.
52. ROJAS L. E. Interpretación Estructural Piedemonte Central Cuenca de los Llanos Orientales, ECOPETROL, Mayo de 2002.
53. SCHULUMBERGER. Log Interpretation Principles / Applications. 1989. Pág. 1-16.
54. SOTO C. P., SANDOVAL J. E., GOMEZ J. A., POSADA C. R., and LINARES R. Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo Cupiagua, Modelo Integrado Campo Cupiagua, ECOPETROL, Julio de 2001.
55. TORRES M. E., and GONZÁLEZ A. J. In-Situ Stress State Eastern Cordillera (Colombia), SPE 81074, 2003.
56. VIRGILIO A., and NARANJO J. “Compilación y Síntesis Estratigráfica de los Llanos Orientales”, GEOCONSULT LTDA, 2004.
57. WELL Review Cusiana–Cupiagua, Reporte de Perforación, British Petroleum Company, 2001.
58. WILLSON S. M. Drilling in South America: Wellbore stability Approach for Complex Geologic Conditions, SPE 53940 International.
59. WIPRUT D. Stress, Borehole Stability, and Hydrocarbon Leakage in the Northern North Sea, Thesis Stanford University, 2001.

60. World Stress Map, Heidelberg Academy of Sciences and Humanities University, 2003.
61. WU B., ADDIS M. A., and LAST N. C. Stress Estimation in Faulted Regions: The Effect of Residual Friction, SPE/ISRM 47210, 1998.
62. YASSIR N. A., and ZERWER A. Stress Regimes in the Gulf Coast Offshore Louisiana Data from Wellbore Breakout Analysis, AAPG Bulletin, V. 81 P. 293 – 307, Febrero 1997.
63. ZHOU S., HILLIS R. R., and SANDIFORD M. On the Mechanical Stability of Inclined Wellbore. SPE Drilling & Completion 28176.
64. ZOBACK M. D., LAST N. C., and WILLSOM S. Drilling in South America: A wellbore Stability Approach for Complex Geologic, SPE 53940.

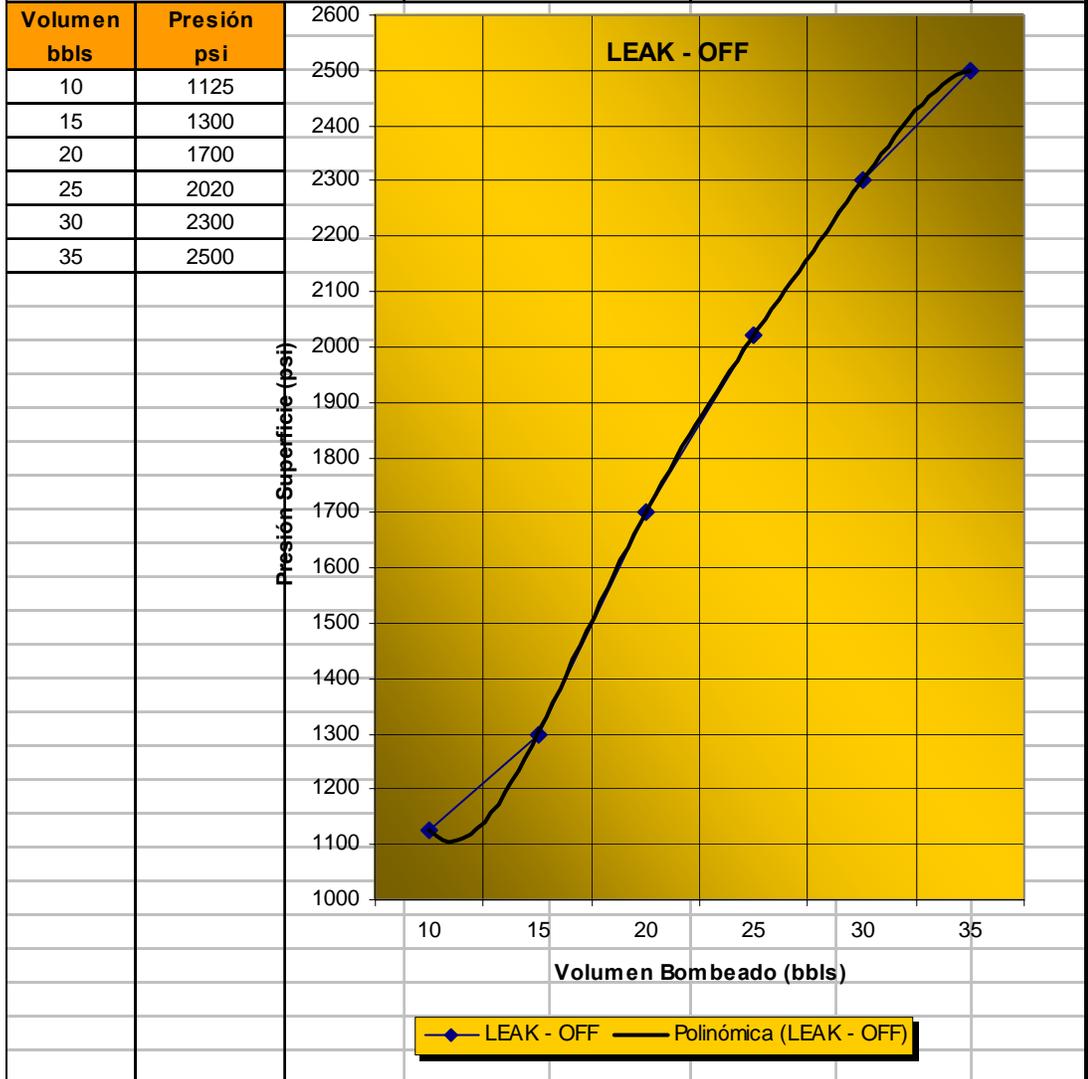
ANEXO 1. Pruebas Leak – Off



REPORTE PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN

Operador:	BP Exploration	Pozo:	Cupiagua Q-6	Reporte:	2
Facilidad:	Cupiagua Q	Plataforma:	H&P 152	Datos:	16-Sep-95

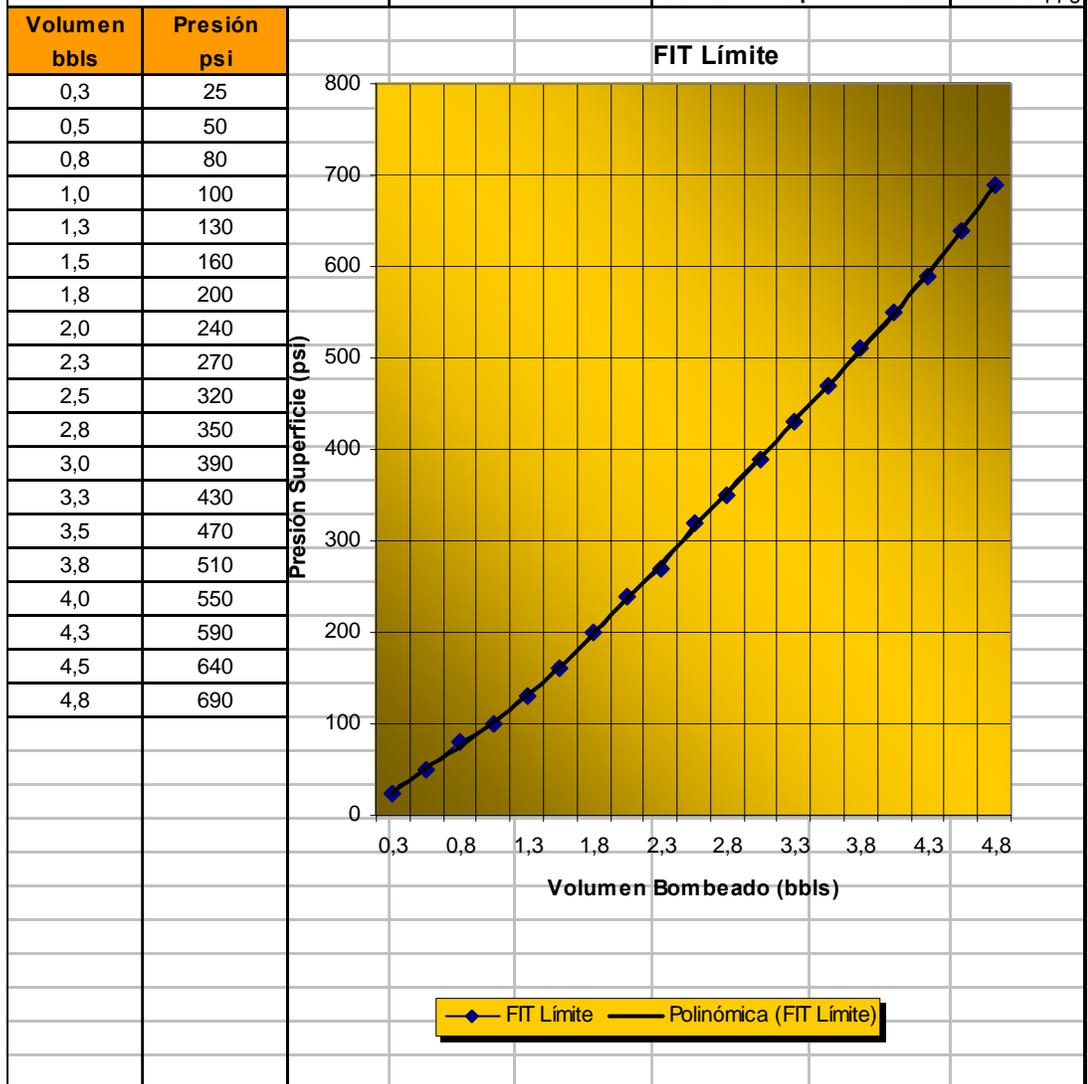
DETALLES DEL POZO		DETALLES DEL LODO		RESULTADOS	
Profundidad Hueco MD	9957 ft	Tipo Lodo	Emulsión	Profundidad Prueba MD	9751 ft
Profundidad Hueco TVD	9563 ft	Peso Lodo	14,5 ppg	Profundidad Prueba TVD	9361 ft
Casing OD	9-5/8 in	PV	46 cP	Volumen Bombeado	35 bbls
Profundidad Casing MD	9751 ft	YP	29 lb/100 f ²	Volumen Perdido	3 bbls
Profundidad Casing TVD	9361 ft	Gel (10min)	26 lb/100 f ²	Presión de Leak-Off	2500 psi
				Peso Lodo Equivalente	19,6 ppg



REPORTE PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN

Operador:	BP Exploration	Pozo:	Cupiagua E-10	Reporte:	1
Facilidad:	Cupiagua E	Plataforma:	H&P 134	Datos:	20-May-96

DETALLES DEL POZO		DETALLES DEL LODO		RESULTADOS	
Profundidad Hueco MD	1807 ft	Tipo Lodo	Base Aceite	Profundidad Prueba MD	1807 ft
Profundidad Hueco TVD	1799 ft	Peso Lodo	8,6 ppg	Profundidad Prueba TVD	1799 ft
Casing OD	20 in	PV	11 cP	Volumen Bombeado	4,8 bbls
Profundidad Casing MD	1790 ft	YP	13 lb/100 f ²	Volumen Perdido	0 bbls
Profundidad Casing TVD	1784 ft	Gel (10min)	8 lb/100 f ²	Presión FIT Límite	690 psi
				Peso Lodo Equivalente	16 ppg

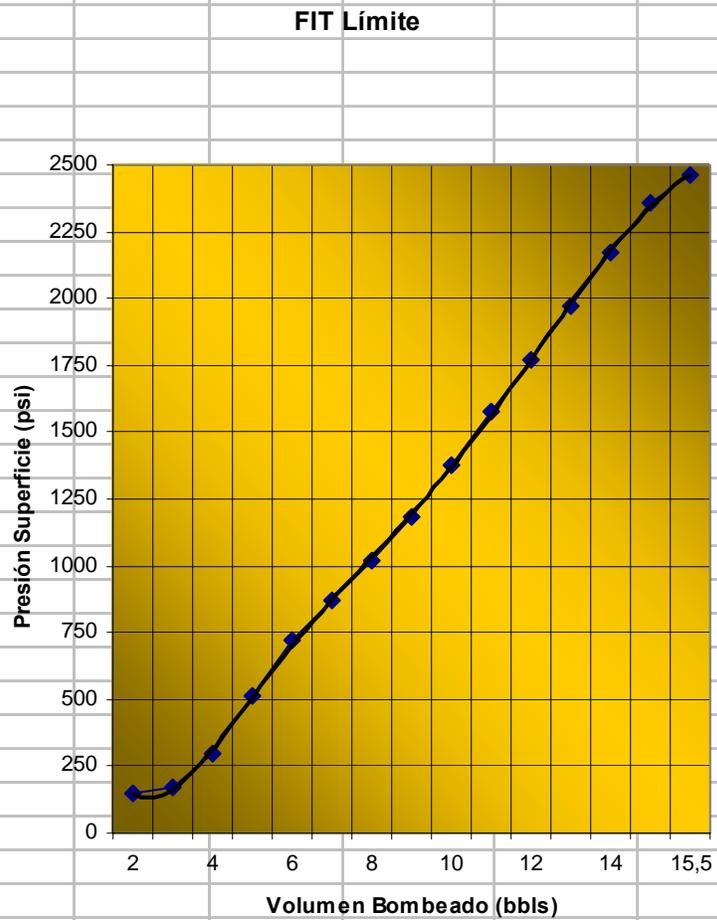


REPORTE PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN

Operador:	BP Exploration	Pozo:	Cupiagua E-10	Reporte:	2
Facilidad:	Cupiagua E	Plataforma:	H&P 134	Datos:	04-Jul-96

DETALLES DEL POZO		DETALLES DEL LODO		RESULTADOS	
Profundidad Hueco MD	11635 ft	Tipo Lodo	Base Agua	Profundidad Prueba MD	11635 ft
Profundidad Hueco TVD	11442 ft	Peso Lodo	11 ppg	Profundidad Prueba TVD	11442 ft
Casing OD	13-3/8 in	PV	14 cP	Volumen Bombeado	15,5 bbls
Profundidad Casing MD	11619 ft	YP	24 lb/100 f ²	Volumen Perdido	0 bbls
Profundidad Casing TVD	11427 ft	Gel (10min)	25 lb/100 f ²	Presión FIT Límite	2460 psi
				Peso Lodo Equivalente	15 ppg

Volumen bbls	Presión psi
2,0	150
3,0	170
4,0	300
5,0	510
6,0	720
7,0	870
8,0	1020
9,0	1180
10,0	1380
11,0	1580
12,0	1770
13,0	1970
14,0	2170
15,0	2360
15,5	2460



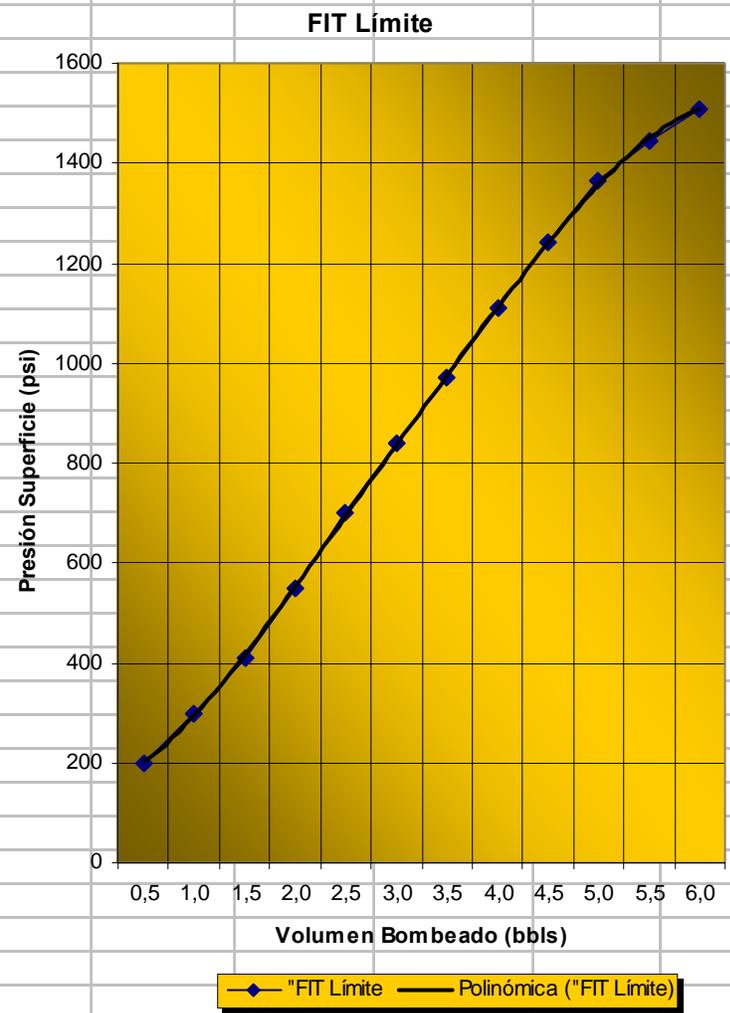
◆ FIT Límite
 — Polinómica (FIT Límite)

REPORTE PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN

Operador:	BP Exploration	Pozo:	Cupiagua XC-19Y
Facilidad:	Cupiagua XC	Plataforma:	H&P 134
		Reporte:	2
		Datos:	08-May-97

DETALLES DEL POZO		DETALLES DEL LODO		RESULTADOS	
Profundidad Hueco MD	7778 ft	Tipo Lodo	Base Aceite	Profundidad Prueba MD	7758 ft
Profundidad Hueco TVD	7128 ft	Peso Lodo	10,8 ppg	Profundidad Prueba TVD	7106 ft
Casing OD	13-3/8 in	PV	32 cP	Volumen Bombeado	6 bbls
Profundidad Casing MD	7758 ft	YP	18 lb/100 f ²	Volumen Perdido	1 bbl
Profundidad Casing TVD	7106 ft	Gel (10min)	28 lb/100 f ²	Presión FIT Límite	1445 psi
				Peso Lodo Equivalente	14,7 ppg

Volumen bbls	Presión psi
0,5	200
1,0	300
1,5	410
2,0	550
2,5	700
3,0	840
3,5	970
4,0	1110
4,5	1240
5,0	1364
5,5	1445
6,0	1510

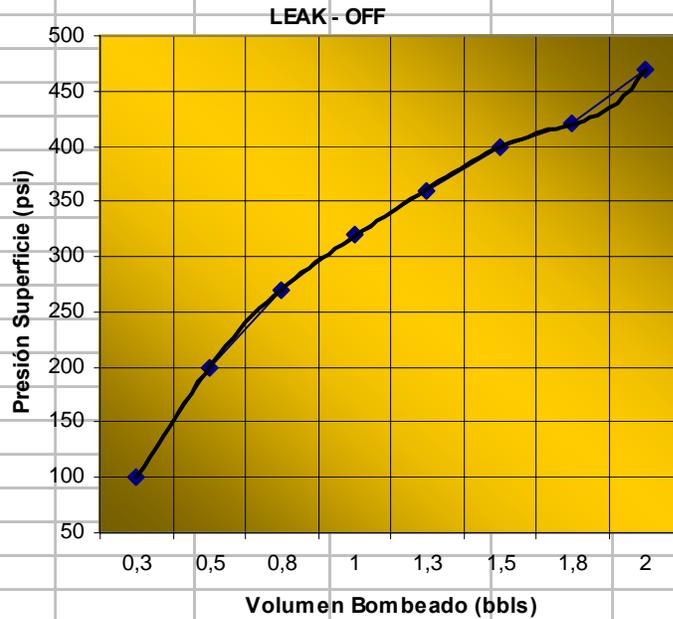


REPORTE PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN

Operador:	BP Exploration	Pozo:	Cupiagua K-12Z	Reporte:	1
Facilidad:	Cupiagua K	Plataforma:	H&P 135	Datos:	04-Jul-96

DETALLES DEL POZO		DETALLES DEL LODO		RESULTADOS	
Profundidad Hueco MD	1519 ft	Tipo Lodo	Base Agua	Profundidad Prueba MD	1513 ft
Profundidad Hueco TVD	1519 ft	Peso Lodo	8,6 ppg	Profundidad Prueba TVD	1513 ft
Casing OD	20 in	PV	3 cP	Volumen Bombeado	3 bbls
Profundidad Casing MD	1513 ft	YP	7 lb/100 f ²	Volumen Perdido	2 bbls
Profundidad Casing TVD	1513 ft	Gel (10min)	10 lb/100 f ²	Presión de Leak-Off	420 psi
				Peso Lodo Equivalente	13,9 ppg

Volumen bbls	Presión psi
0,3	100
0,5	200
0,8	270
1,0	320
1,3	360
1,5	400
1,8	420
2,0	470

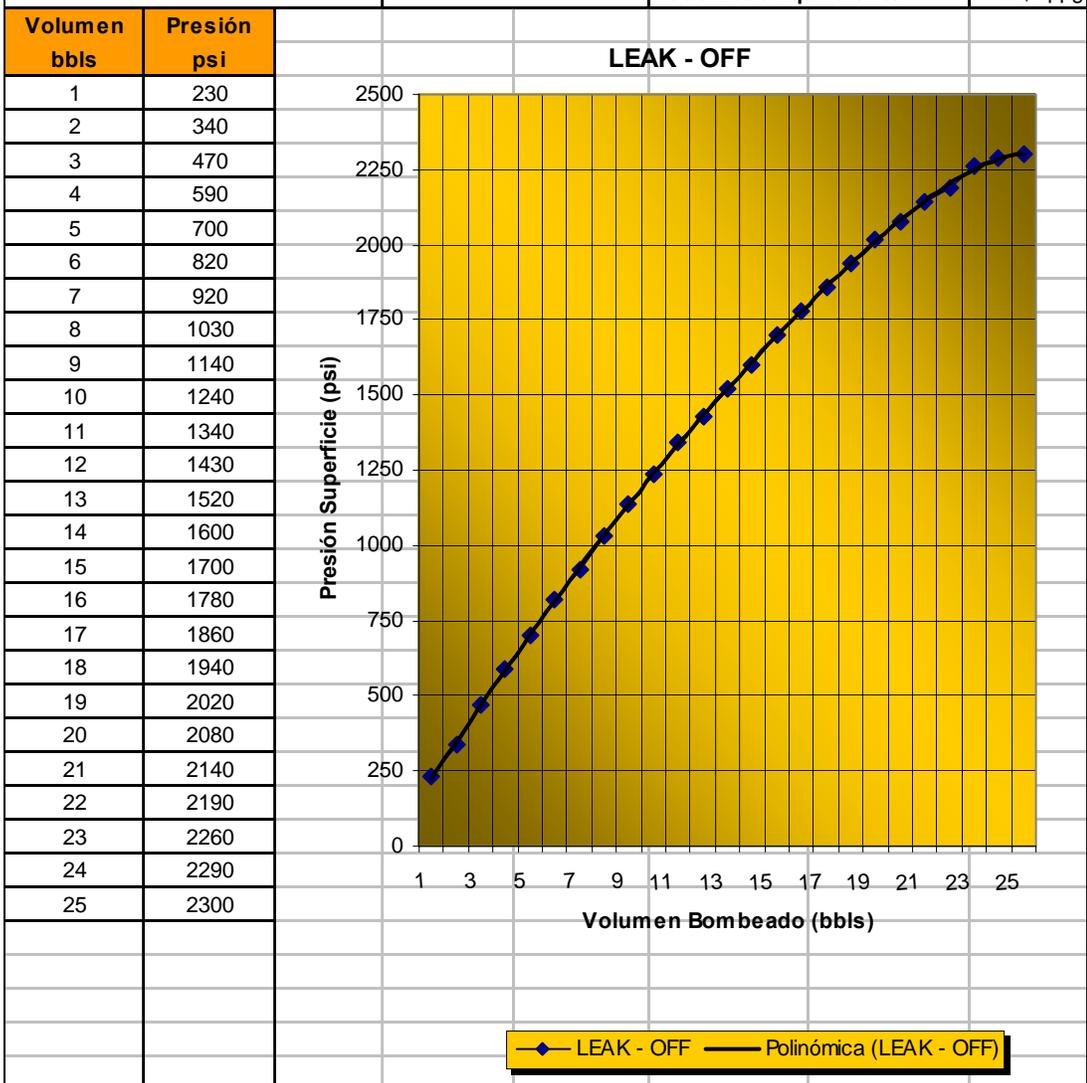


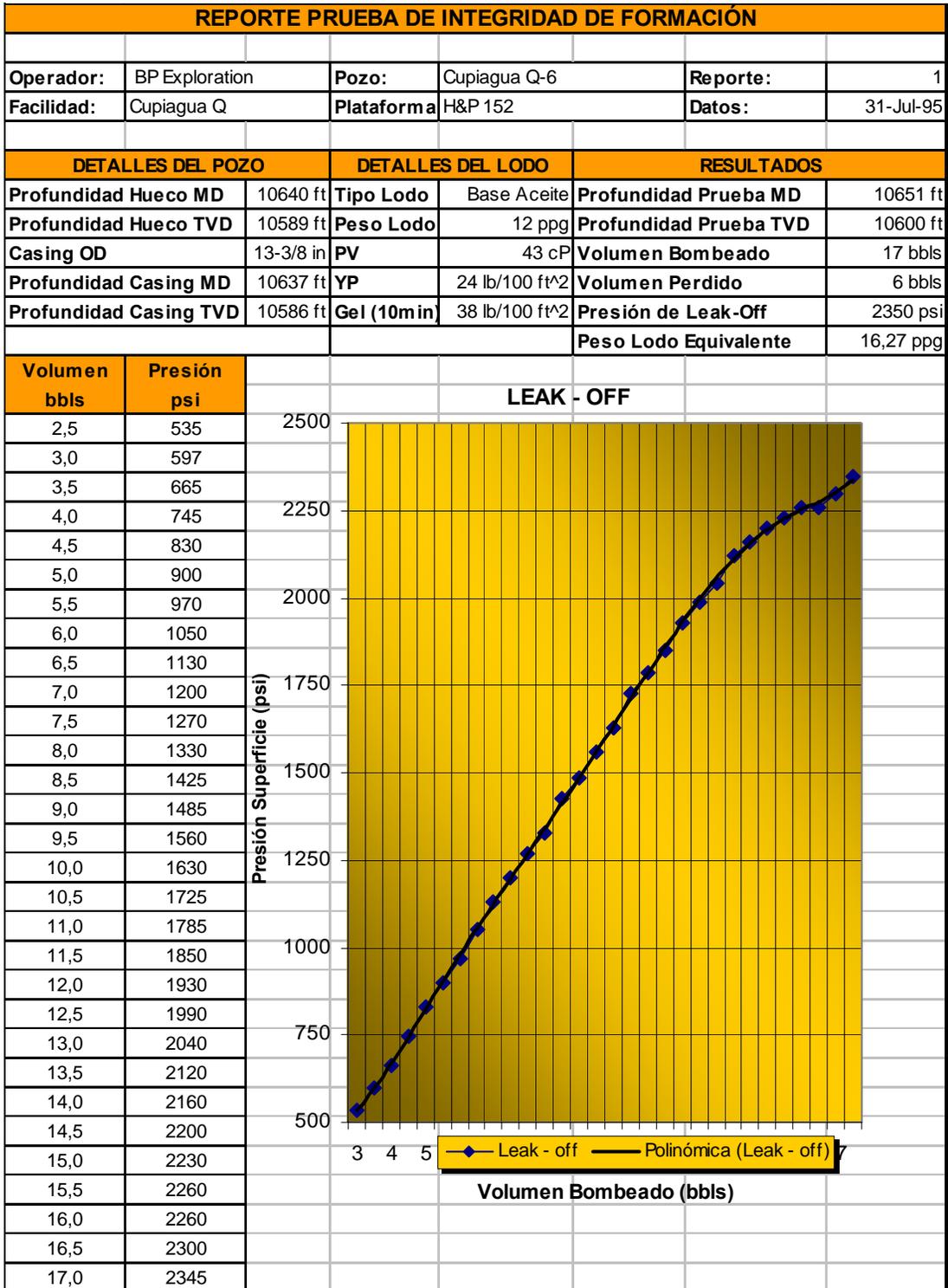
◆ LEAK - OFF
 — Polinómica (LEAK - OFF)

REPORTE PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN

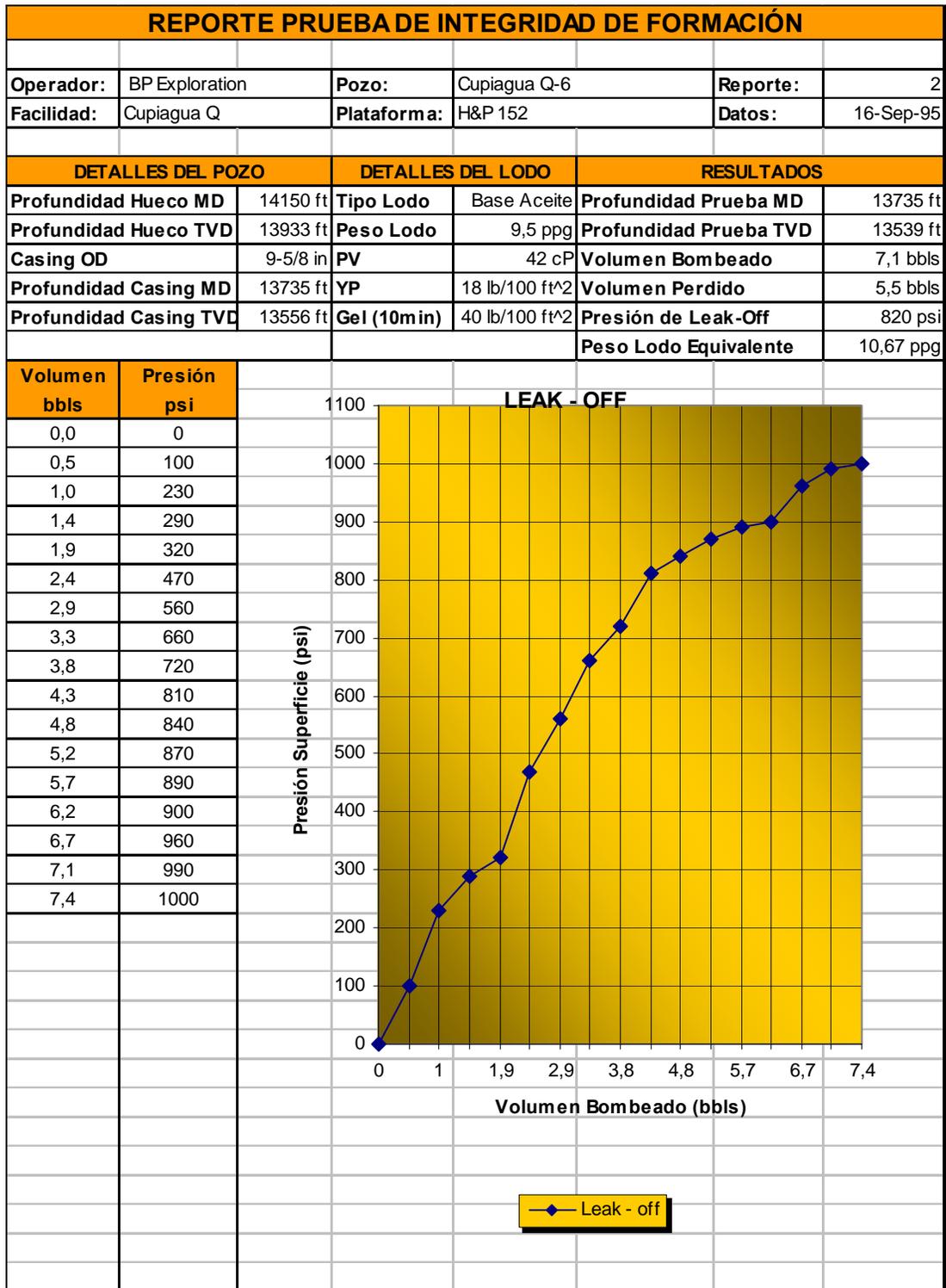
Operador:	BP Exploration	Pozo:	Cupiagua K-12Z	Reporte:	2
Facilidad:	Cupiagua K	Plataforma:	H&P 135	Datos:	18-Ago-96

DETALLES DEL POZO		DETALLES DEL LODO		RESULTADOS	
Profundidad Hueco MD	11510 ft	Tipo Lodo	Base Aceite	Profundidad Prueba MD	11107 ft
Profundidad Hueco TVD	11045 ft	Peso Lodo	11,1 ppg	Profundidad Prueba TVD	10643 ft
Casing OD	13-3/8 in	PV	30 cP	Volumen Bombeado	25 bbls
Profundidad Casing MD	11107 ft	YP	26 lb/100 f ²	Volumen Perdido	22,5 bbls
Profundidad Casing TVD	10643 ft	Gel (10min)	34 lb/100 f ²	Presión de Leak-Off	2320 psi
				Peso Lodo Equivalente	15,3 ppg





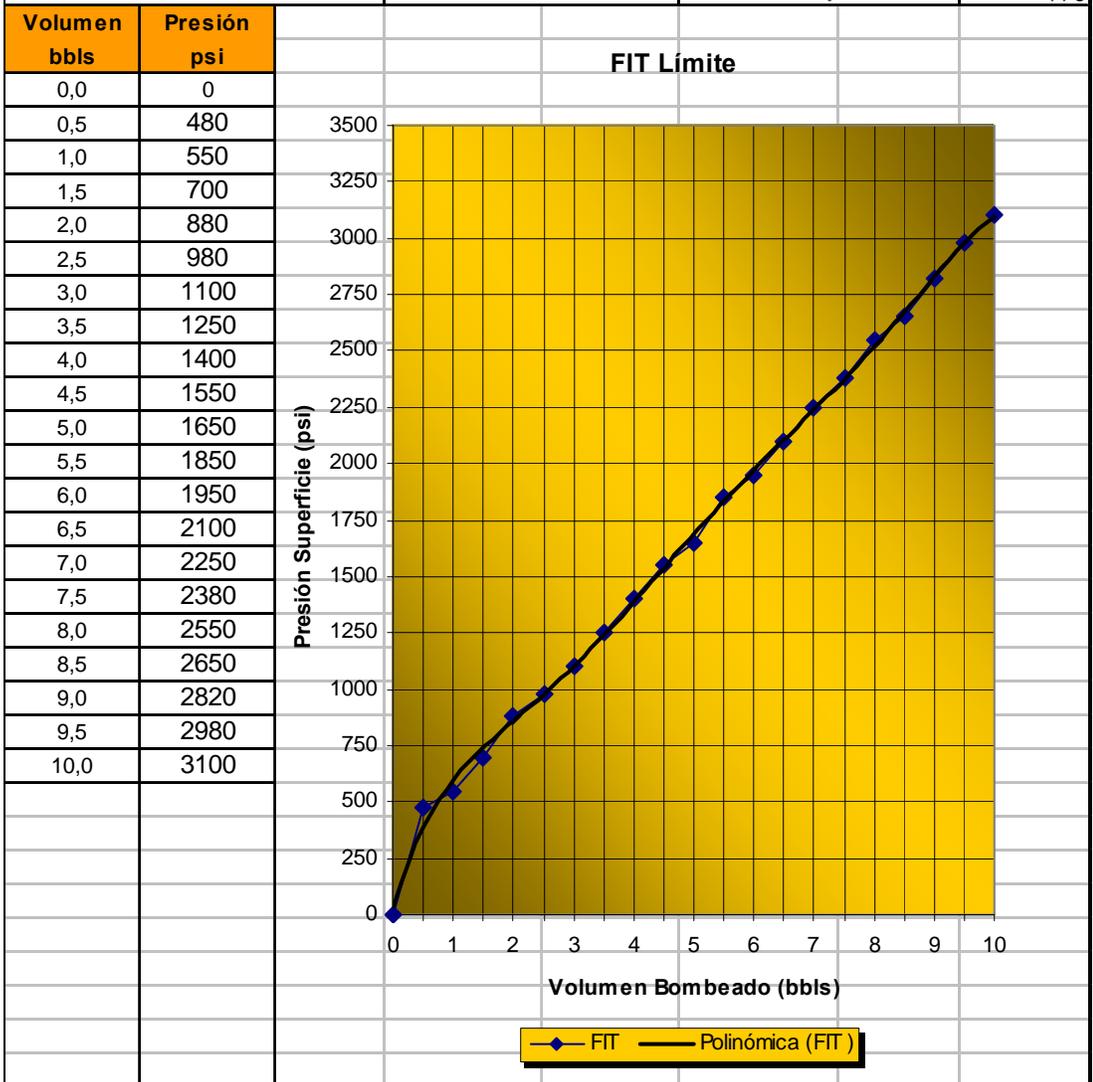
Anexo Q-6



REPORTE PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN

Operador:	BP Exploration	Pozo:	Cupiagua Q-6Z	Reporte:	4
Facilidad:	Cupiagua Q	Plataforma:	H&P 152	Datos:	23-Nov-95

DETALLES DEL POZO		DETALLES DEL LODO		RESULTADOS	
Profundidad Hueco MD	16147 ft	Tipo Lodo	Base Aceite	Profundidad Prueba MD	15945 ft
Profundidad Hueco TVD	15838 ft	Peso Lodo	12,4 ppg	Profundidad Prueba TVD	15644 ft
Casing OD	7 in	PV	28 cP	Volumen Bombeado	11 bbls
Profundidad Casing MD	13429 ft	YP	18 lb/100 ft ²	Volumen Perdido	0 bbls
Profundidad Casing TVD	13249 ft	Gel (10min)	30 lb/100 ft ²	Presión FIT Límite	3415 psi
				Peso Lodo Equivalente	16,603 ppg



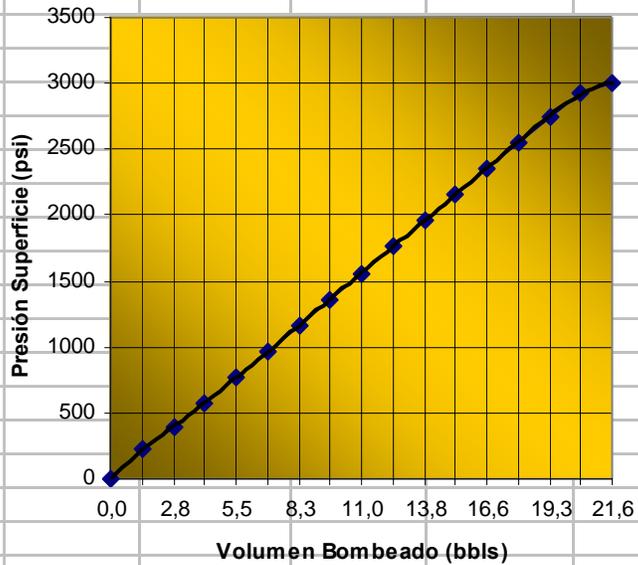
REPORTE PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN

Operador:	BP Exploration	Pozo:	Cupiagua U-9	Reporte:	2
Facilidad:	Cupiagua U	Plataforma:	H&P 152	Datos:	16-Abr-96

DETALLES DEL POZO		DETALLES DEL LODO		RESULTADOS	
Profundidad Hueco MD	11500 ft	Tipo Lodo	Base Aceite	Profundidad Prueba MD	11500 ft
Profundidad Hueco TVD	11401 ft	Peso Lodo	12 ppg	Profundidad Prueba TVD	11401 ft
Casing OD	13-3/8 in	PV	30 cP	Volumen Bombeado	21,62 bbls
Profundidad Casing MD	11472 ft	YP	30 lb/100 f ²	Volumen Perdido	0 bbls
Profundidad Casing TVD	11373 ft	Gel (10min)	45 lb/100 f ²	Presión FIT Límite	3000 psi
				Peso Lodo Equivalente	17,067 ppg

Volumen bbls	Presión psi
0,00	0
1,38	220
2,76	390
4,14	580
5,52	770
6,90	970
8,28	1160
9,66	1360
11,04	1560
12,42	1760
13,80	1960
15,18	2160
16,56	2360
17,94	2550
19,32	2750
20,70	2930
21,62	3000

FIT Límite



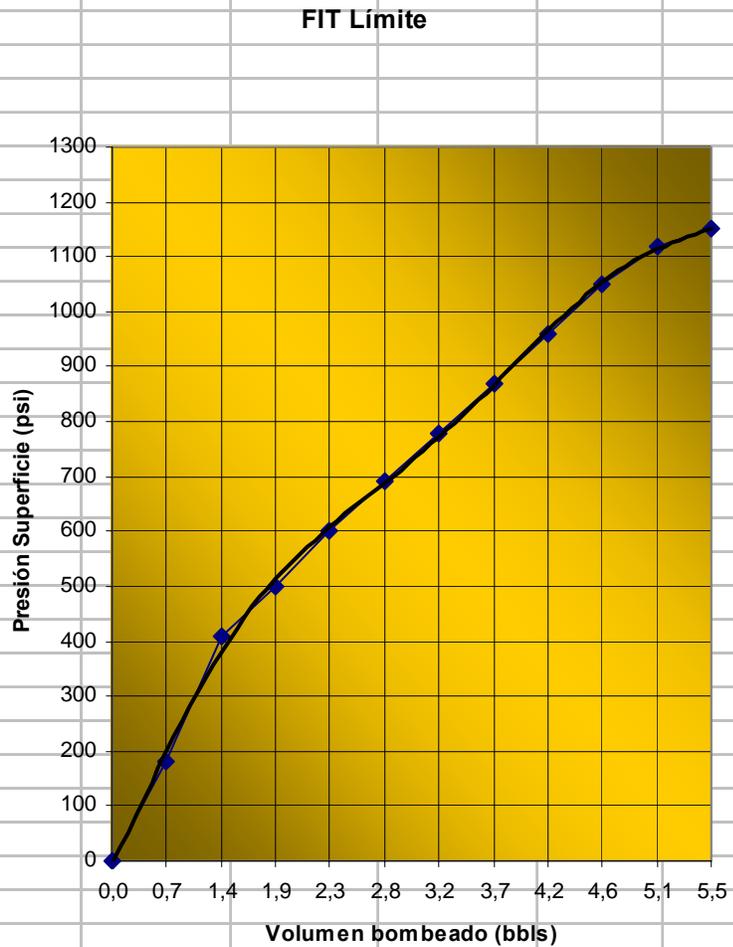
◆ FIT Límite
 — Polinómica (FIT Límite)

REPORTE PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN

Operador:	BP Exploration	Pozo:	Cupiagua U-9	Reporte:	3
Facilidad:	Cupiagua U	Plataforma:	H&P 152	Datos:	22-May-96

DETALLES DEL POZO		DETALLES DEL LODO		RESULTADOS	
Profundidad Hueco MD	15620 ft	Tipo Lodo	Base Aceite	Profundidad Prueba MD	15620 ft
Profundidad Hueco TVD	15346 ft	Peso Lodo	9 ppg	Profundidad Prueba TVD	15346 ft
Casing OD	9-5/8 in	PV	25 cP	Volumen Bombeado	5,54 bbls
Profundidad Casing MD	14922 ft	YP	25 lb/100 f ²	Volumen Perdido	0 bbls
Profundidad Casing TVD	14678 ft	Gel (10min)	35 lb/100 f ²	Presión FIT Límite	1150 psi
				Peso Lodo Equivalente	10,50 ppg

Volumen bbls	Presión psi
0,00	0
0,74	180
1,38	410
1,85	500
2,31	600
2,77	690
3,23	780
3,69	870
4,15	960
4,62	1050
5,08	1120
5,54	1150



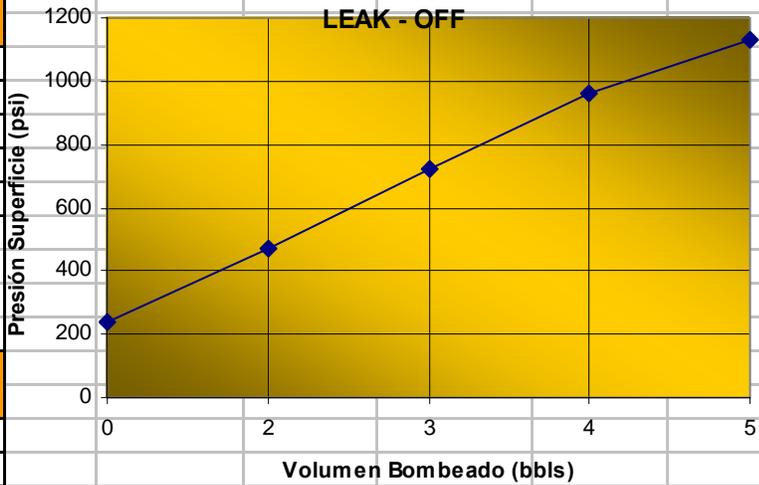
◆ FIT Límite — Polinómica (FIT Límite)

REPORTE PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN

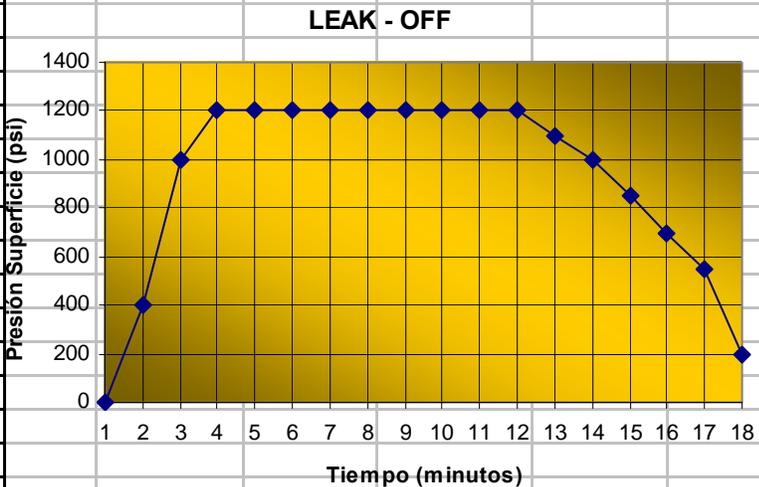
Operador:	BP Exploration	Pozo:	Cupiagua T-33	Reporte:	1
Facilidad:	Cupiagua T	Plataforma:	H&P 152	Datos:	13-Ago-99

DETALLES DEL POZO		DETALLES DEL LODO		RESULTADOS	
Profundidad Hueco MD	2510 ft	Tipo Lodo	Emulsión	Profundidad Prueba MD	2510 ft
Profundidad Hueco TVD	2504 ft	Peso Lodo	8,6 ppg	Profundidad Prueba TVD	2504 ft
Casing OD	20 in	PV	24 cP	Volumen Bombeado	5 bbls
Profundidad Casing MD	2490 ft	YP	25 lb/100 f ²	Volumen Perdido	0 bbls
Profundidad Casing TVD	2484 ft	Gel (10min)	23 lb/100 f ²	Presión de Leak-Off	1128 psi
				Peso Lodo Equivalente	17,275 ppg

Volumen bbls	Presión psi
0	240
2	474
3	720
4	962
5	1128



Tiempo minutos	Presión psi
1	0
2	400
3	1000
4	1200
5	1200
6	1200
7	1200
8	1200
9	1200
10	1200
11	1200
12	1200
13	1100
14	1000
15	850
16	700
17	550
18	200

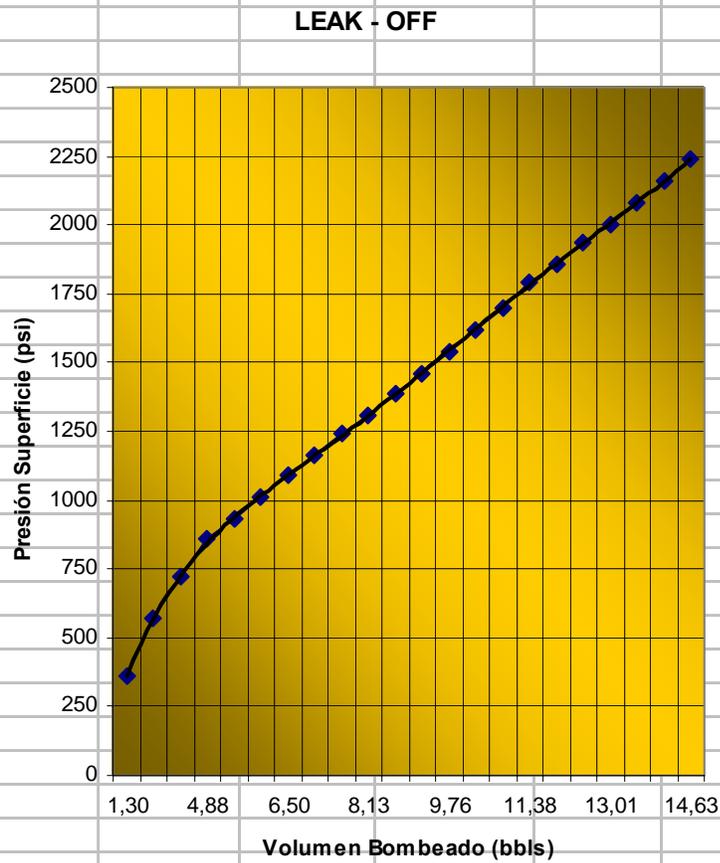


REPORTE PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN

Operador:	BP Exploration	Pozo:	Cupiagua T-33Z	Reporte:	2
Facilidad:	Cupiagua T	Plataforma:	H&P 152	Datos:	06-Nov-99

DETALLES DEL POZO		DETALLES DEL LODO		RESULTADOS	
Profundidad Hueco MD	15042 ft	Tipo Lodo	Emulsión	Profundidad Prueba MD	14909 ft
Profundidad Hueco TVD	14510 ft	Peso Lodo	11,3 ppg	Profundidad Prueba TVD	14480 ft
Casing OD	11-7/8 in	PV	36 cP	Volumen Bombeado	14,634 bbls
Profundidad Casing MD	14909 ft	YP	29 lb/100 f ²	Volumen Perdido	0 bbls
Profundidad Casing TVD	14480 ft	Gel (10min)	32 lb/100 f ²	Presión de Leak-Off	2240 psi
				Peso Lodo Equivalente	14,279 ppg

Volumen bbls	Presión psi
1,301	360
2,710	570
3,794	720
4,878	860
5,420	930
5,962	1010
6,504	1090
7,045	1160
7,588	1240
8,130	1310
8,672	1390
9,214	1460
9,756	1540
10,298	1620
10,840	1700
11,382	1790
11,924	1860
12,466	1940
13,008	2000
13,550	2080
14,092	2160
14,634	2240



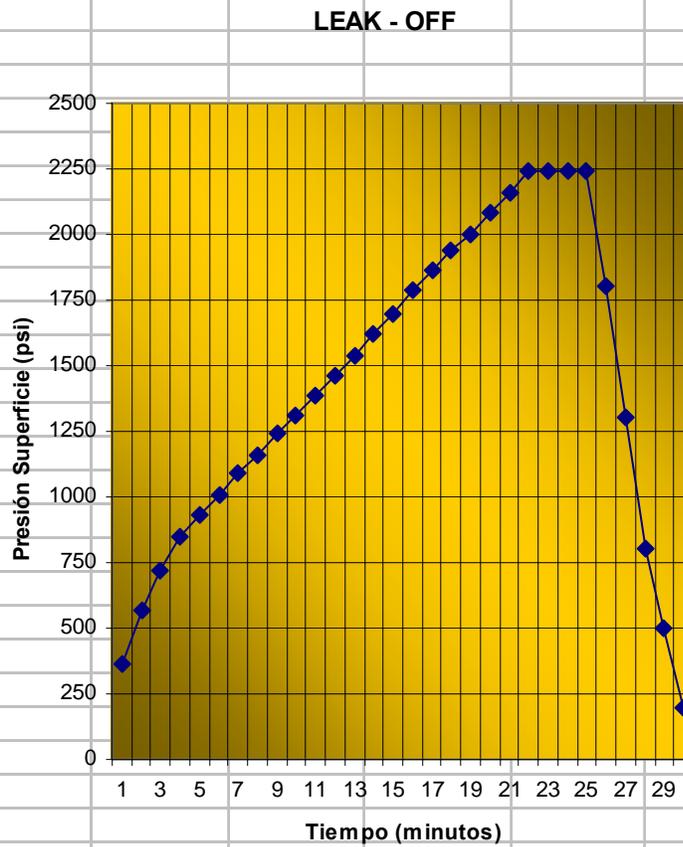
◆ Leak - off
 — Polinómica (Leak - off)

REPORTE PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN

Operador:	BP Exploration	Pozo:	Cupiagua T-33Z	Reporte:	2
Facilidad:	Cupiagua T	Plataforma:	H&P 152	Datos:	06-Nov-99

DETALLES DEL POZO		DETALLES DEL LODO		RESULTADOS	
Profundidad Hueco MD	15042 ft	Tipo Lodo	Emulsión	Profundidad Prueba MD	14909 ft
Profundidad Hueco TVD	14510 ft	Peso Lodo	11,3 ppg	Profundidad Prueba TVD	14480 ft
Casing OD	11-7/8 in	PV	36 cP	Volumen Bombeado	14,634 bbls
Profundidad Casing MD	14909 ft	YP	29 lb/100 f ²	Volumen Perdido	0 bbls
Profundidad Casing TVD	14480 ft	Gel (10min)	32 lb/100 f ²	Presión de Leak-Off	2240 psi
				Peso Lodo Equivalente	14,279 ppg

Tiempo Minutos	Presión psi
1	360
2	570
3	720
4	850
5	930
6	1010
7	1090
8	1160
9	1240
10	1310
11	1390
12	1460
13	1540
14	1620
15	1700
16	1790
17	1860
18	1940
19	2000
20	2080
21	2160
22	2240
23	2240
24	2240
25	2240
26	1800
27	1300
28	800
29	500
30	200



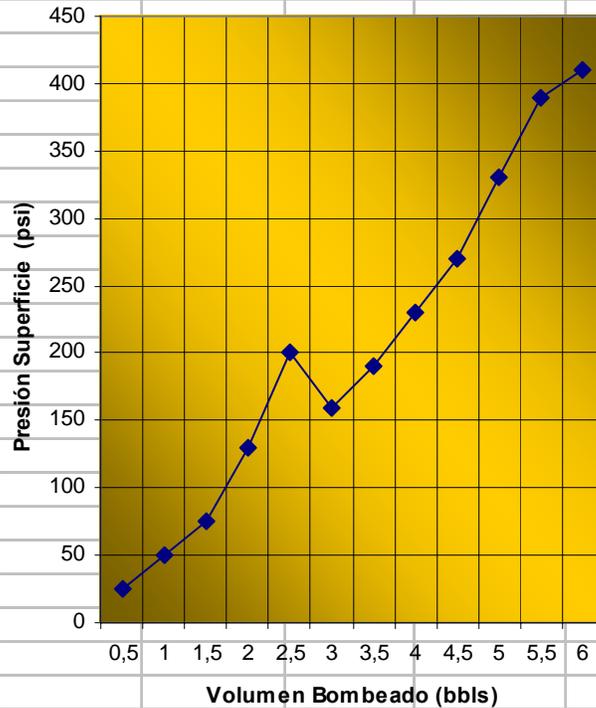
REPORTE PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN

Operador:	BP Exploration	Pozo:	Cupiagua H-11	Reporte:	1
Facilidad:	Cupiagua H	Plataforma:	H&P 133	Datos:	16-Jun-96

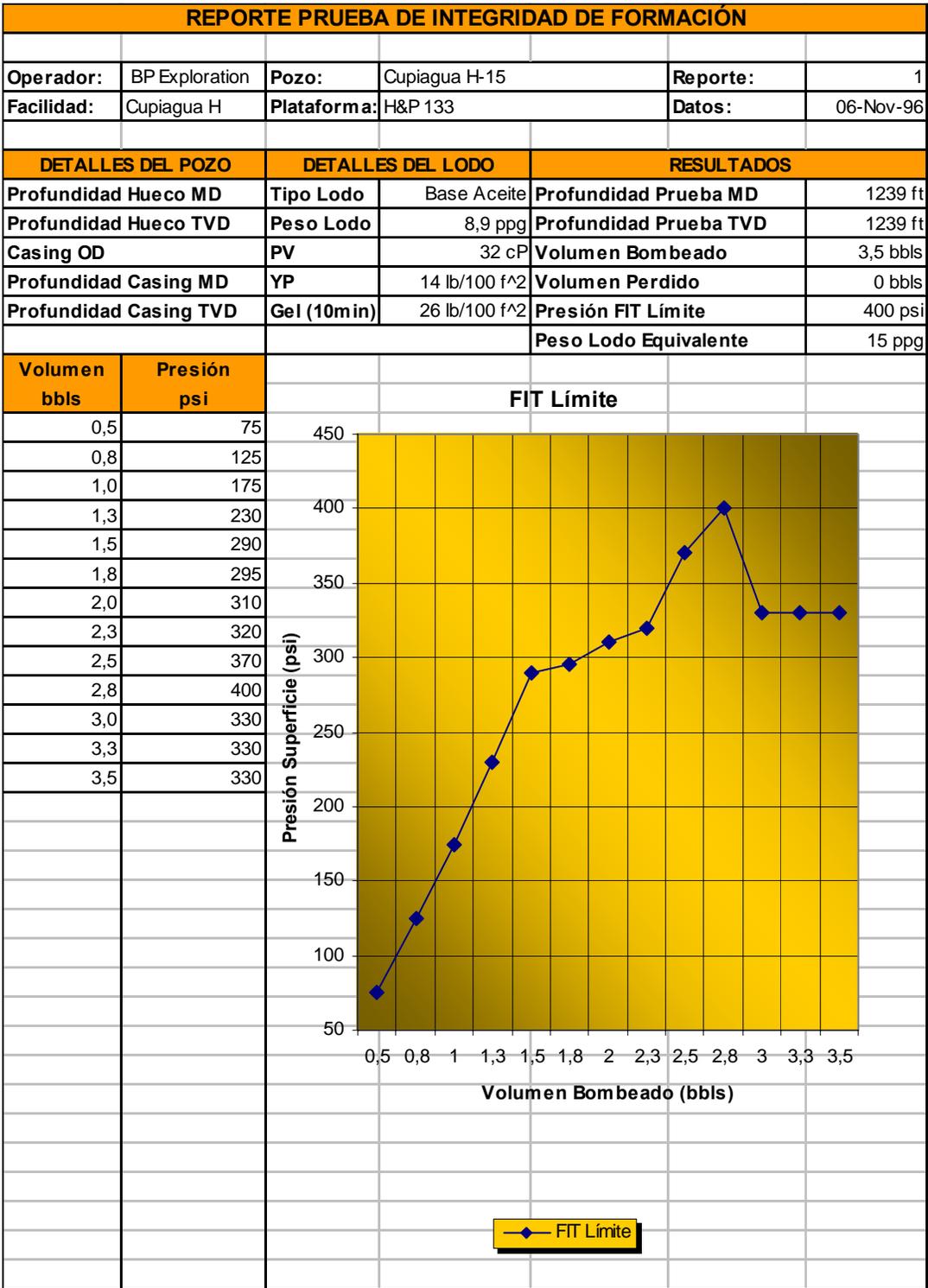
DETALLES DEL POZO		DETALLES DEL LODO		RESULTADOS	
Profundidad Hueco MD	1968	Tipo Lodo	Base Agua	Profundidad Prueba MD	1950 ft
Profundidad Hueco TVD	1953	Peso Lodo	9,4 ppg	Profundidad Prueba TVD	1935 ft
Casing OD	20	PV	21 cP	Volumen Bombeado	6 bbls
Profundidad Casing MD	1950	YP	18 lb/100 f ²	Volumen Perdido	2 bbls
Profundidad Casing TVD	1935	Gel (10min)	15 lb/100 f ²	Presión de Leak-Off	400 psi
				Peso Lodo Equivalente	13,4 ppg

Volumen bbls	Presión psi
0,5	25
1,0	50
1,5	75
2,0	130
2,5	200
3,0	160
3,5	190
4,0	230
4,5	270
5,0	330
5,5	390
6,0	410

LEAK - OFF



—◆— Leak - off

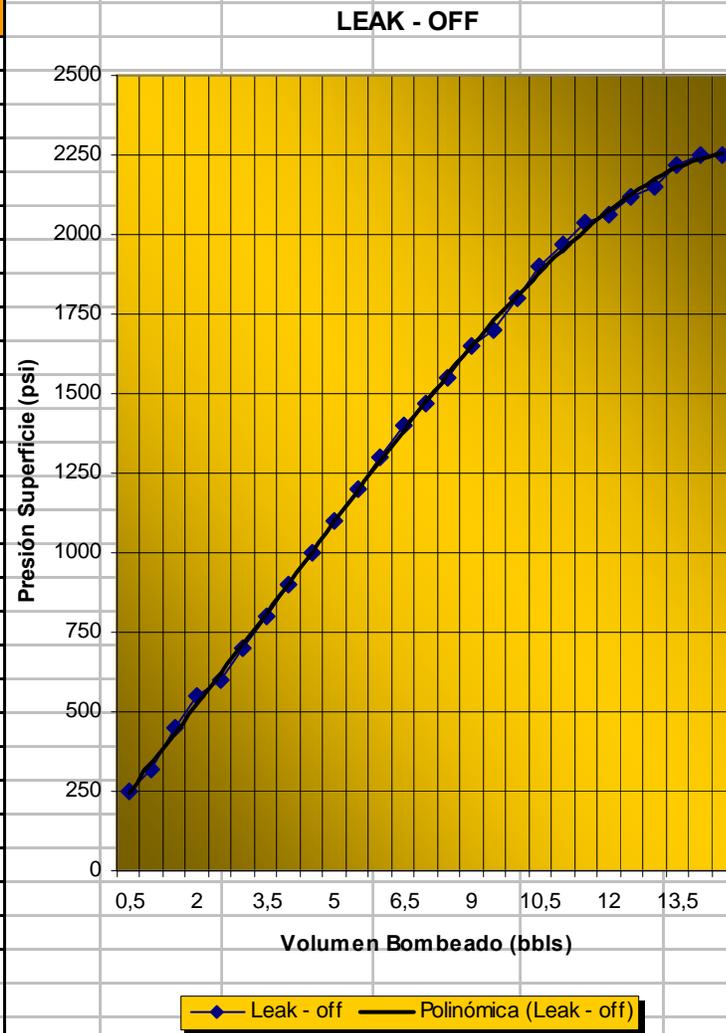


REPORTE PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN

Operador:	BP Exploration	Pozo:	Cupiagua H-15	Reporte:	2
Facilidad:	Cupiagua H	Plataforma:	H&P 133	Datos:	04-Dic-96

DETALLES DEL POZO		DETALLES DEL LODO		RESULTADOS	
Profundidad Hueco MD	8890 ft	Tipo Lodo	Base Aceite	Profundidad Prueba MD	8790 ft
Profundidad Hueco TVD	8577 ft	Peso Lodo	10,8 ppg	Profundidad Prueba TVD	8479 ft
Casing OD	13-3/8 in	PV	37 cP	Volumen Bombeado	14,5 bbls
Profundidad Casing MD	8790 ft	YP	19 lb/100 f ²	Volumen Perdido	2,5 bbls
Profundidad Casing TVD	8479 ft	Gel (10min)	30 lb/100 f ²	Presión de Leak-Off	2250 psi
				Peso Lodo Equivalente	15,9 ppg

Volumen bbls	Presión psi
0,5	250
1,0	320
1,5	450
2,0	550
2,5	600
3,0	700
3,5	800
4,0	900
4,5	1000
5,0	1100
5,5	1200
6,0	1300
6,5	1400
7,0	1470
8,5	1550
9,0	1650
9,5	1700
10,0	1800
10,5	1900
11,0	1970
11,5	2040
12,0	2060
12,5	2120
13,0	2150
13,5	2220
14,0	2250
14,5	2250

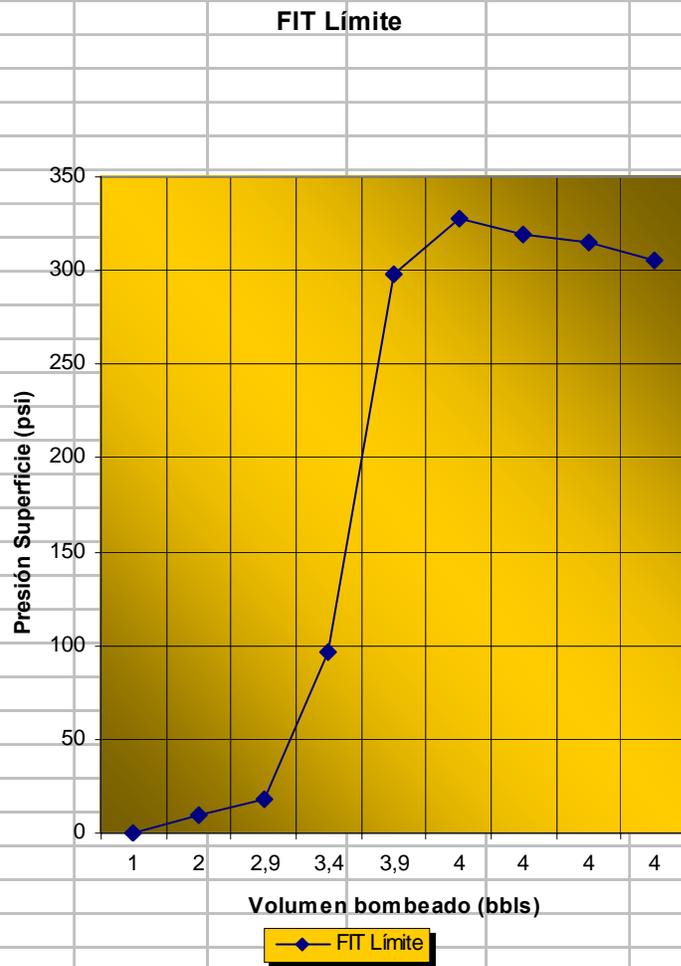


REPORTE PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN

Operador:	BP Exploration	Pozo:	Cupiagua S-22Z	Reporte:	1
Facilidad:	Cupiagua S	Plataforma:	H&P 135	Datos:	16-Ene-98

DETALLES DEL POZO		DETALLES DEL LODO		RESULTADOS	
Profundidad Hueco MD	1222 ft	Tipo Lodo	Base Agua	Profundidad Prueba MD	1222 ft
Profundidad Hueco TVD	1222 ft	Peso Lodo	9,1 ppg	Profundidad Prueba TVD	1222 ft
Casing OD	20 in	PV	29 cP	Volumen Bombeado	4 bbls
Profundidad Casing MD	1192 ft	YP	15 b/100 f^2	Volumen Perdido	0 bbls
Profundidad Casing TVD	1192 ft	Gel (10min)	19 lb/100 f^2	Presión FIT Límite	305 psi
				Peso Lodo Equivalente	13,9 ppg

Volumen bbls	Presión psi
1,0	0
2,0	10
2,9	18
3,4	97
3,9	298
4,0	328
4,0	319
4,0	315
4,0	305

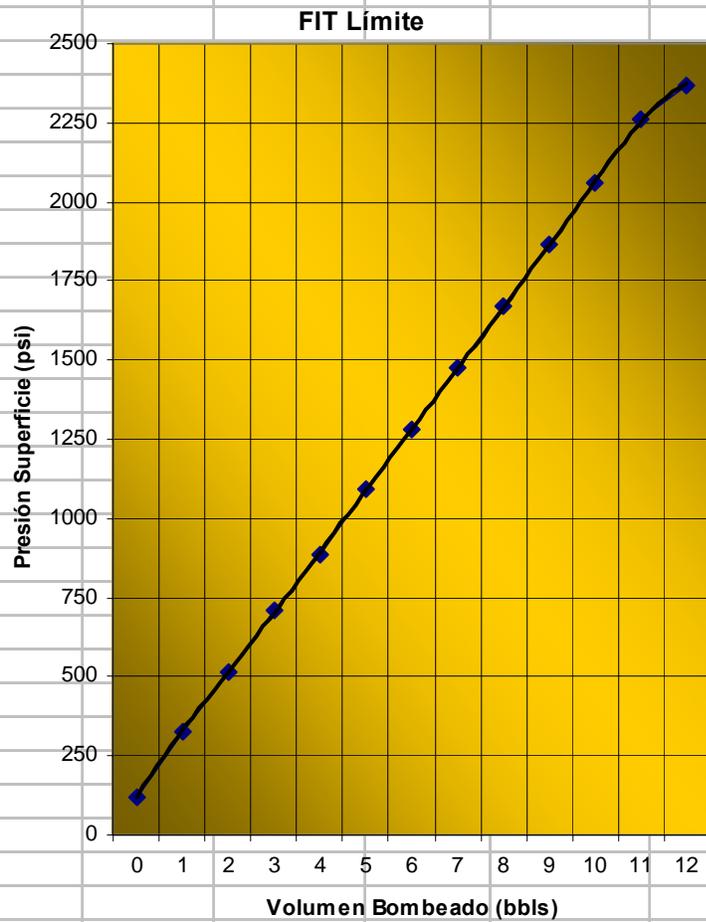


REPORTE PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN

Operador:	BP Exploration	Pozo:	Cupiagua S-22Z	Reporte:	2
Facilidad:	Cupiagua S	Plataforma:	H&P 135	Datos:	15-Feb-98

DETALLES DEL POZO		DETALLES DEL LODO		RESULTADOS	
Profundidad Hueco MD	8686 ft	Tipo Lodo	Base Aceite	Profundidad Prueba MD	8665 ft
Profundidad Hueco TVD	7894 ft	Peso Lodo	10,8 ppg	Profundidad Prueba TVD	7873 ft
Casing OD	13-3/8 in	PV	32 cP	Volumen Bombeado	11,6 bbls
Profundidad Casing MD	8665 ft	YP	25 lb/100 f ²	Volumen Perdido	1,1 bbls
Profundidad Casing TVD	7873 ft	Gel (10min)	29 lb/100 f ²	Presión FIT Límite	2370 psi
				Peso Lodo Equivalente	16,6 ppg

Volumen bbls	Presión psi
0,0	119
1,0	327
2,0	515
3,0	707
4,0	886
5,0	1090
6,0	1280
7,0	1475
8,0	1669
9,0	1866
10,0	2060
11,0	2260
11,6	2370



◆ FIT Límite
 — Polinómica (FIT Límite)

REPORTE PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACIÓN

Operador:	BP Exploration	Pozo:	Cupiagua S-22Z
Facilidad:	Cupiagua S	Plataforma:	H&P 152
Reporte:	3		
Datos:	14-Abr-98		

DETALLES DEL POZO		DETALLES DEL LODO		RESULTADOS	
Profundidad Hueco MD	13856 ft	Tipo Lodo	Base Aceite	Profundidad Prueba MD	13856 ft
Profundidad Hueco TVD	12987 ft	Peso Lodo	13,5 ppg	Profundidad Prueba TVD	12987 ft
Casing OD	9-5/8 in	PV	52 cP	Volumen Bombeado	3,8 bbls
Profundidad Casing MD	13799 ft	YP	26 lb/100 f ²	Volumen Perdido	1,0 bbls
Profundidad Casing TVD	12933 ft	Gel (10min)	36 lb/100 f ²	Presión FIT Límite	1350 psi
				Peso Lodo Equivalente	15,5 ppg

Volumen bbls	Presión psi
0,5	386
1,0	512
1,5	660
2,0	815
2,5	980
5,0	1120
3,5	1270
3,8	1350

