

**EVALUACIÓN DE LOS MECANISMOS DE FALLA QUE CONDUCEN A LA
INESTABILIDAD DE POZO**

**IVÁN LEONARDO CORONEL
DARWIN MATEUS TARAZONA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2004**

**EVALUACIÓN DE LOS MECANISMOS DE FALLA QUE CONDUCEN A LA
INESTABILIDAD DE POZO**

**IVÁN LEONARDO CORONEL
DARWIN MATEUS TARAZONA**

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

DIRECTORES

M. Sc. Néstor F. Saavedra T.
Director Investigaciones ICP

Ph. D. Marco Álvarez
Docente UIS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2004**

DEDICATORIA

A Dios por darme la oportunidad de realizar mis sueños.

A mis Padres porque confían en mi y permiten que todos mis sueños se hagan realidad.

A Caro quien me hace ser un hombre mejor.

A mis hermanos, mis compañeros de vida.

IVÁN LEONARDO CORONEL

DEDICATORIA

A Dios por permitirme concluir con satisfacción esta etapa de mi vida.

A mi Madre por la comprensión y apoyo en todos mis proyectos.

A mi Padre por su apoyo y confianza en mis proyectos y sus oportunos consejos.

A mis hermanos Jefferson, Jahel, Mónica, y Jessica por su colaboración y ayuda para que mis metas sean mas fáciles de cumplir.

A mi novia Rocío por su amor, comprensión y consejos.

A mis abuelos, tíos, primos, por su apoyo y confianza.

DARWIN MATEUS TARAZONA

AGRADECIMIENTOS

Los autores extienden sus agradecimientos a:

El grupo de investigación “Estabilidad de pozo” por habernos dado la oportunidad de realizar este trabajo.

A la Ing. Zuly Himelda Calderón por su valiosa asesoría y consejos y por confiar en nosotros y en nuestras capacidades.

Al Ing. Néstor Fernando Saavedra por su enorme colaboración.

Al Geólogo Marco Álvarez por su oportuna orientación.

Al comité Técnico del proyecto “Impacto Geomecánico en la estabilidad de pozo durante la perforación en el Piedemonte llanero”, por sus orientaciones y dedicación a este trabajo.

Al Ing. Gildardo Osorio por sus enseñanzas y consejos.

TABLA DE CONTENIDO.

	Pág.
1. CONCEPTOS BÁSICOS DE MECÁNICA DE ROCAS RELACIONADOS CON LA ESTABILIDAD DE POZO.-----	20
1.1 CLASES DE FUERZAS EN ROCAS.	20
1.1.1 Fuerzas Compresivas y de Tensión.	21
1.1.2 Fuerzas Normales y de Cizalladura (corte).	21
1.1.3 Distribución de fuerzas uniformes y no uniformes.-----	22
1.2 EL TENSOR DE ESFUERZOS.	23
1.2.1 Formulación del tensor esfuerzos.	25
1.2.2 El tensor de esfuerzos efectivos.	27
1.3 EL CÍRCULO DE MOHR.	28
1.3.1 Ecuaciones de esfuerzos Normal y de Cizalladura.	28
1.3.2 Diferentes Estados de esfuerzos en el círculo de Mohr.	34
1.3.3 Esfuerzos principales y Ecuación de transformación de esfuerzos -----	35
1.3.4 Falla de cizalladura en el círculo de Mohr-----	40
1.4 MECANICA DE LA FALLA EN LA ROCA.	41
1.4.1 Falla por cizalladura – Hipótesis de Mohr.	43
1.4.2 El criterio de falla de Mohr – Coulomb.	43
1.4.3 Mecánica de la falla en rocas saturadas.	48
1.4.4 Efecto de la Anisotropía de la roca en la falla mecánica.	50
1.5 EL TENSOR DE DEFORMACIONES.	50
1.6 MÓDULOS ELÁSTICOS.	54
1.6.1 Ecuaciones constitutivas de esfuerzo-deformación.	56
1.7 ECUACIONES DE EQUILIBRIO DE ESFUERZOS.	59
1.8 ESFUERZOS IN SITU.	61
1.8.1 Medición de los esfuerzos in situ.	63
1.9 ESFUERZOS ALREDEDOR DEL POZO.	66
1.9.1 Esfuerzos y deformaciones en coordenadas cilíndricas.	67
1.9.2 Esfuerzos alrededor de un pozo – Solución lineal elástica.	69
1.9.3 Esfuerzos principales-----	72
2. MECANISMOS DE FALLA DE POZO.	74
2.1 IMPACTO DE LOS PROCESOS DE PERFORACION EN LOS ESFUERZOS IN-SITU.	75
2.2 FALLAS INDUCIDAS POR ESFUERZOS.	76
2.3 INTERACCIÓN QUÍMICA ENTRE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y LOS FLUIDOS DE LA FORMACIÓN.	80

2.3.1 Inestabilidad en formaciones salinas-----	80
2.3.2 Inestabilidad en shales-----	82
2.4 PENETRACIÓN DE LA PRESIÓN DE LODO	91
2.5 EFECTO DE LA TEMPERATURA EN LA INESTABILIDAD DE POZO	91
2.5.1 Efecto de la temperatura en los esfuerzos y temperatura estática de formación.-----	92
2.5.1 Distribución de esfuerzos térmicos cerca del pozo. -----	95
2.5.2 Efecto de los esfuerzos térmicos en la estabilidad del pozo. -----	97
2.6 COMPACTACION Y SUBSIDENCIA	99
2.6.1 Problemas en el pozo asociado a la compactación. -----	101
2.6.2 Compresión del casing y Buckling -----	103
2.6.3 Falla de casing por Buckling.-----	105
2.6.4 Falla por cizalladura del revestimiento. -----	106
2.6.5 Movimientos de fallas inducidos por la subsidencia y su efecto en el revestimiento. ---	106
2.7 INESTABILIDAD DEBIDA A MEDIOS DISCONTINUOS.	107
3. EVALUACIÓN GEOMECÁNICA PARA EL ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD DE POZO. --	109
3.1 EL PRINCIPIO DEL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE POZO.	110
3.2 CARTAS GUIA X. CHEN, C.P. TAN AND C. HABERFIELD, PARA EL ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD DE POZO.....	112
3.2.1 Mecanismos de falla de pozo.-----	112
3.2.2 Factores que se tienen en cuenta en el análisis de estabilidad de pozo, con las cartas guía desarrolladas por X. Chen, C.P. tan y C.M. Haberfield. -----	114
3.2.3 Criterios de falla y datos utilizados para la elaboración de las cartas guía desarrolladas por X. Chen, C.P. Tan y C.M. Haberfield. -----	116
3.2.4 Metodología de diseño de las cartas guía, resultados -----	120
3.2.5 Elaboración de una carta guía -----	125
3.2.6 Cartas guía desarrolladas por X. Chen, C.P. Tan y C.M. Haberfield. -----	126
3.2.7 Cartas de diseño. -----	129
3.2.8 Metodología para determinar el perfil óptimo de pozo así como el programa de lodo, mediante el uso de las cartas guía desarrolladas por X. Chen, C.P. Tan y C. Haberfield. ---	139
4. MARCO GEOLÓGICO GENERAL DEL PIEDEMONTES LLANERO COLOMBIANO. -----	144
4.1 GENERALIDADES DE LA CUENCA DE LOS LLANOS.	144
4.1.1 Historia evolutiva de la cuenca de los llanos. -----	145
4.2. MARCO TECTÓNICO.....	147
4.2.1 Evolución Tectónica. -----	148
4.2.2. FALLAS. -----	149
4.2.3. Geología Estructural De La Zona De Estudio. -----	150
4.3. ESTRATIGRAFÍA DE LA ZONA DE ESTUDIO.	151
4.3.1 Formación Une.-----	152
4.3.2. Formación Gachetá. -----	153

4.3.3. Formación Guadalupe.-----	153
4.3.4. Formación Barco. -----	154
4.3.5. Formación Los Cuervos. -----	155
4.3.6. Formación Mirador. -----	155
4.3.7 Formación Carbonera. -----	156
4.3.8 Formación León.-----	158
4.3.9 Formación Guayabo. -----	159
4. 3.10 Formación Necesidad.-----	159
5. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE POZO PARA UN CASO COLOMBIANO. -----	160
5.1 REPORTE DEL POZO BUCA1.....	160
5.2 RESUMEN DE PERFORACIÓN DEL POZO BUCA2.	161
5.3 ESTRATIGRAFIA DE LA ZONA DE ESTUDIO	161
5.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	162
5.5 INESTABILIDAD DE POZO	163
5.6 DATOS UTILIZADOS.....	165
5.7 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD CON LAS CARTAS GUÍA PARA EL CAMPO BUCA	170
5.7.1 Trayectoria Óptima de pozo para el campo.-----	172
5.7.2 Efecto de la anisotropía de resistencia y propiedades mecánicas-----	174
5.7.3 Análisis de la anisotropía de las propiedades mecánicas para falla por tensión -----	174
5.7.4 Análisis de la influencia de la anisotropía de los parámetros poroelásticos en la falla por tensión.-----	175
5.7.5 Efecto de las propiedades mecánicas y anisotropía de la roca sobre la falla de corte.-	176
5.8 ANÁLISIS DEL PESO DE LODO UTILIZADO Y CALCULO DEL PESO DE LODO ADECUADO.	178
6. CONCLUSIONES -----	188
RECOMENDACIONES -----	190
NOMENCLATURA -----	191
REFERENCIAS. -----	194

LISTA DE TABLAS.

	Pág.
Tabla 1. Clasificación de shales de acuerdo a la dureza.	84
Tabla 2. Atributos clave usados en el análisis.	118
Tabla 3. Esfuerzos in situ usados para el análisis de sensibilidad hecho por los autores de las cartas guía.	119
Tabla 4. Parámetros poroelásticos para el estudio paramétrico.....	128
Tabla 5. Parámetros de baja resistencia (Low Strength).....	128
Tabla 6. Parámetros de intermedia resistencia (Mean Strength).	128
Tabla 7. Parámetros de alta resistencia (Upper Strength).....	128
Tabla 8. Datos de pozo para el análisis de estabilidad. BUCA1 (Carbonera C6)	166
Tabla 9. Propiedades Mecánicas de las formaciones para los pozos BUCA1 y BUCA2 (Carbonera y Cuervos).	168

LISTA DE FIGURAS.

	Pág.
Fig 1. Fuerzas de cuerpo.	20
Fig 2. Fuerzas de superficie	20
Fig 3. Compresión	21
Fig 4. Tensión.....	21
Fig 5. Fuerza Normal.....	22
Fig 6. Fuerza de cizalladura	22
Fig 7. Fuerzas isotrópicas.	22
Fig 8. Fuerzas anisotrópicas.	23
Fig 9. Definición de esfuerzo.....	24
Fig 10. Variación del esfuerzo debido a la orientación del área.	24
Fig 11. Descomposición de una fuerza en fuerzas Normal y de Cizalladura	24
Fig 12. Esfuerzos en el plano YZ perpendicular al eje X de un elemento cúbico.....	25
Fig 13. Componentes de los esfuerzos en tres dimensiones.	26
Fig 14. Esfuerzo efectivo.....	27
Fig 15. Cuerpo sometido a dos esfuerzos perpendiculares.....	28
Fig 16. Representación del círculo en ecuaciones paramétricas.	32
Fig 17. El círculo de Mohr.....	33
Fig 18. Representación de diferentes estados de esfuerzos en el círculo de Mohr.	34
Fig 19. Falla de cizalladura y el círculo de Mohr.....	40
Fig 20. Esfuerzo vs. Deformación en una prueba de compresión Uniaxial.	42
Fig 21. Criterio de Mohr-Coulomb en el espacio de $\tau - \sigma$. También muestra el círculo de Mohr correspondiente al estado crítico de esfuerzos.....	44
Fig 22. Efecto de incrementar la presión de poro mientras se mantienen los esfuerzos totales constantes.	49
Fig 23. Deformación longitudinal ε (Elongación).....	51
Fig 24. Deformación de cizalladura γ (Cambio Angular).	51
Fig 25. Deformación Longitudinal en X.	52
Fig 26. Deformación de cizalladura en X.	52
Fig 27. Relaciones esfuerzo-Deformación.	54
Fig 28. Deformación total en la dirección vertical	57
Fig 29. Ecuaciones de equilibrio de esfuerzos.....	60
Fig 30. Esfuerzos in situ	62
Fig 31. Esfuerzos y desplazamientos en coordenadas cilíndricas.	68
Fig 32. Sistema coordenado para un pozo desviado.....	69
Fig 33. Variación de los esfuerzos alrededor del pozo.	75
Fig 34. Ovalización de pozo o modo de falla breakout	77

Fig 35. Modo de falla Tórica.....	78
Fig 36. Modo de falla Elongación.....	78
Fig 37. Modo de Falla Helicoidal.....	78
Fig 38. Fractura hidráulica.....	79
Fig 39. Modo de falla por Exfoliación.....	79
Fig 40. Las formaciones salinas se comportan de manera plástica en condiciones de bajo peso de lodo y alta temperatura.....	81
Fig 41. Presiones generadas cuando un líquido se mueve dentro de un espacio con fronteras definidas.....	86
Fig 42. Presiones de linchamiento generadas por la expansión de las partículas del Shale.....	87
Fig 43. Efecto de la arcilla en el potencial osmótico.....	87
Fig 44. Efecto de incrementar la presión del lodo sobre la movilidad del agua en la interfase pozo – Formación.....	89
Fig 45. Cuando los granos soportan una parte de la presión, el esfuerzo total es el de la columna hidrostática sumado con el esfuerzo que soportan los granos.....	89
Fig 46. Problemas de inestabilidad que se presentan en los Shales.....	90
Fig 47. Distribución radial de la temperatura en diferentes tiempos luego que la circulación del lodo se ha detenido.....	94
Fig 48. Variación de la temperatura al detener la circulación del pozo.....	95
Fig 49. Subsistencia provocada por la compactación de un yacimiento.....	100
Fig 50. Daño en la tubería de producción como consecuencia de la compactación de un yacimiento.....	102
Fig 51. Falla de revestimiento Buckling.....	102
Fig 52. La disminución de la presión del yacimiento por producción, puede causar aumento en el esfuerzo radial sobre el revestimiento provocando colapso de este.....	103
Fig 53. Fallas del revestimiento. En la parte central del yacimiento se pueden presentar colapsos del revestimiento y Buckling, mientras a en los flancos se pueden dar corte del revestimiento por reactivación de fallas o por exceso de carga lateral.....	107
Fig 54. Factor de seguridad versus presión de lodo.....	113
Fig 55. Esquema de cálculo de la ventana de lodo crítica usado en el análisis.....	120
Fig 56. Esquema de elaboración de una carta guía.....	126
Fig 57. Eje de convenciones adoptado por los autores de las cartas guía.....	127
Fig 58. Regímenes de esfuerzos in situ que pueden ser encontrados en operaciones de perforación.....	127
Fig 59. Perforabilidad del pozo en relación con el régimen de esfuerzos in situ.....	131
Fig 60. Perfil óptimo de pozo en relación con el régimen de esfuerzos in situ.....	131
Fig 61. Efecto de la anisotropía de resistencia en relación a la falla de corte para el régimen de esfuerzos in situ (baja resistencia).....	133
Fig 62. Efecto de la anisotropía de resistencia en relación a la falla de corte para el régimen de esfuerzos in situ (intermedia resistencia).....	133

Fig 63. Efecto de la anisotropía de resistencia en relación a la falla tensil para el régimen de esfuerzos in situ (baja resistencia)..	135
Fig 64. Efecto de la anisotropía de resistencia en relación a la falla tensil para el régimen de esfuerzos in situ (intermedia resistencia).	135
Fig 65. Efecto de la anisotropía de las propiedades poroelásticas del material en relación a la falla de corte (límite bajo de peso del lodo) para el régimen de esfuerzos in situ.	136
Fig 66. Efecto de la anisotropía de las propiedades poroelásticas del material sobre la falla de corte (límite bajo de peso de lodo) para el régimen de esfuerzos in situ.	137
Fig 67. Efecto de la anisotropía de las propiedades poroelásticas del material sobre la falla de corte (límite alto de peso de lodo) para el régimen de esfuerzos in situ.	137
Fig 68. Efecto de la presión de poro inducida sobre la falla de corte (límite bajo de peso de lodo) para el régimen de esfuerzos in situ.	140
Fig 69. Efecto de la presión de poro inducida sobre la falla de corte (límite alto de peso de lodo) para el régimen de esfuerzos in situ.	140
Fig 70. Efecto de la presión de poro inducida sobre la falla tensil (límite alto de peso de lodo) para el régimen de esfuerzos in situ.	140
Fig 71. Metodología para el análisis de la estabilidad de pozo	143
Fig 72. Procedimiento para determinar el peso óptimo del lodo para minimizar la inestabilidad de pozo	143
Fig 73. Ubicación Geográfica del campo BUCA.	145
Fig 74. Evolución Tectónica de la cuenca de los Llanos	148
Fig 75. Modelo estructural para la zona de BUCA.	150
Fig 76. Trayectoria del Pozo BUCA BUCA1.	151
Fig 77. Columna estratigráfica generalizada del Piedemonte Llanero.	152
Fig 78. Columna estratigráfica simplificada de la Fm. Barco y de la Fm. Los Cuervos en los Llanos Orientales. 1: Gp. Guadalupe, 2 : Fm. Barco, 3 Fm. Los Cuervos, 4: Fm. Mirad	154
Fig 79. Columna estratigráfica simplificada de las formaciones Mirador y Carbonera.	156
Fig 80. Columna estratigráfica de la formación Carbonera en la cuenca cuenca del Piedemonte Llanero.	157
Fig 81. Trayectoria del Pozo BUCA BUCA1	162
Fig 82. Trayectoria del Pozo BUCA BUCA2.	163
Fig 83. Orientación de los esfuerzos principales horizontales con respecto al Norte	166
Fig 84. Ubicación de las trayectorias a las profundidades analizadas	166
Fig 85. Localización del régimen dominante en el área de estudio. Según cartas X Chen et al.	170
Fig 86. Perforabilidad del pozo. De acuerdo a las cartas, el pozo presenta inestabilidad en ciertas direcciones.	171
Fig 87. Trayectoria optima de perforación teniendo en cuenta el régimen de esfuerzos.	172
Fig 88. Esfuerzos que actúan sobre un pozo dependiendo de su trayectoria.	173
Fig 89. Efecto de la anisotropía de los parámetros de resistencia en la falla de corte.	174

Fig 90. Efecto de la anisotropía de parámetros de resistencia para falla por tensión.	175
Fig 91. Efecto de la anisotropía de las propiedades poroelásticas en la falla de tensión.	176
Fig 92. Efecto de la presión de poro inducida en la falla por tensión	176
Fig 93. Efecto de la anisotropía de resistencia en la falla de corte.....	177
Fig 94. Efecto de la anisotropía de las propiedades poroelásticas en la falla de corte.	177
Fig 95. Efecto de la presión de poro inducida, en la falla de corte.	177
Fig 96. Hoja de entrada de datos para el cálculo de peso de lodo óptimo.	179
Fig 97. Resultados del cálculo de peso de lodo óptimo para el pozo BUCA 1 (Formación Carbonera C6).	181
Fig 98. Resultados del cálculo de peso de lodo óptimo para el pozo BUCA 1 (Formación Carbonera C7).	182
Fig 99. Resultados del cálculo de peso de lodo óptimo para el pozo BUCA 1 (Formación Carbonera C8).	183
Fig 100. Resultados del cálculo de peso de lodo óptimo para el pozo BUCA 1 (Formación Cuervos).	184
Fig 101. FS vs. Ventana de lodo para la formación carbonera C6. Pozo BUCA1.....	185
Fig 102. FS vs. Ventana de lodo para la formación carbonera C7. Pozo BUCA1.....	185
Fig 103. FS vs. Ventana de lodo para la formación Cuervos. Pozo BUCA1.....	185
Fig 104. FS vs. Ventana de lodo para la formación carbonera C7. Pozo BUCA2.....	186
Fig 105. Esfuerzo efectivo Radial alrededor del pozo para Carbonera C6 calculado por el software P-BORE 3D.....	187
Fig 106. Esfuerzo efectivo Radial alrededor del pozo para la formación Cuervos, calculado por el software P-BORE 3D.....	187
Fig 107. Esfuerzo efectivo Radial alrededor del pozo para la formación Cuervos, calculado por el software P-BORE 3D.....	187

TITULO: EVALUACIÓN DE LOS MECANISMOS DE FALLA QUE CONDUCE A LA INESTABILIDAD DEL POZO*.

AUTORES: IVÁN LEONARDO CORONEL GUTIÉRREZ**

DARWIN MATEUS TARAZONA***

Palabras claves: Estabilidad de pozo, Elasticidad, Poroelasticidad, Mecanismos de falla, Modos de falla, Falla tensil, Falla por cizalladura, Esfuerzos in situ, Esfuerzos principales, Criterio de falla, Ventana de lodo, Régimen de esfuerzos, Peso de lodo crítico, Trayectoria de pozo.

RESUMEN

Debido los altos costos generados por problemas de inestabilidad durante la perforación de un pozo en el Piedemonte llanero Colombiano, se hace necesario el desarrollo de una metodología que permita disminuir las dificultades relacionadas con la inestabilidad de pozo. La inestabilidad de pozo ocurre como resultado de: Efectos mecánicos, efectos químicos, ó, combinación de ambas. En términos simples los efectos mecánicos están usualmente relacionados con el peso inadecuado del lodo, e inapropiadas prácticas de perforación, y por otro lado, los efectos químicos están relacionados con el inapropiado tipo de lodo y la inadecuada inhibición. Debido a que generalmente los factores mecánicos juegan un papel dominante en la fase de perforación se ha buscado aplicar un método de evaluación geomecánica para el análisis de estabilidad de pozos durante la perforación en el Piedemonte llanero. En este trabajo se presenta primero una síntesis de los principales mecanismos de daño que conducen a inestabilizar el pozo, subsecuentemente se escogió un método de evaluación geomecánica para obtener desde el punto de vista de estabilidad de pozo, la trayectoria óptima de pozo y el programa de peso de lodo para evitar simultáneamente los tipos de fallas inducidas por esfuerzos. Para comprobar éste análisis, se desarrolló un programa en Lenguaje de Programación Visual Basic apoyado en Hojas Electrónicas de Excel, con el cual se puede calcular la ventana de lodo óptima para evitar la inestabilidad desde el punto de vista mecánico. Finalmente, los resultados se compararon con un análisis similar llevado a cabo mediante el software P-BORE 3D desarrollado por la Universidad de Oklahoma.

* TRABAJO DE GRADO.

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

*** FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS; ESCUELA GEOLOGÍA.

TITLE: ASSESSMENT OF THE FAILURE MECHANISMS THAT LEADS TO WELLBORE INSTABILITY*

AUTHORS: IVAN LEONARDO CORONEL GUTIERREZ
DARWIN MATEUS TARAIZC *****

Keywords: Borehole stability, Elasticity, Poro-elasticity, Failure Mechanisms, Failure modes, Tensile failure, Shear failure, In situ stresses, Principal stresses, Failure criteria, Mud weight window, Stress regimes, Critical mud weight, Well trajectory.

ABSTRACT

Due to the high costs generated by instability problems during drilling operations in the Colombian foothills, it becomes necessary the development of a methodology that allows diminishing the difficulties related with borehole instability. Wellbore instability occurs as a result of: Mechanical effects, chemical effects or combination of both. In simple terms, mechanical effects are usually related to inadequate mud weight and inappropriate drilling practices, and on the other hand chemical effects are mud type related for formation being drilled and, may result due to inappropriate mud type or inadequate inhibition. Generally, mechanical factors play a dominant role in wellbore instability during the drilling phase of operations, due to this; it has been looked for to apply an evaluation method for the analysis of wellbore instability in the Colombian foothills. In this work, firstly, a review of the various failure mechanisms and the factors which affect wellbore stability is presented. Subsequently, a method of geomechanical evaluation was chosen to obtain from the point of view of borehole instability, the optimal well trajectory and the mud weight program to prevent failures induced by stresses of any type simultaneously. To check this analysis, a suit of spreadsheets with macros in visual basic programming, was developed to carry out the stability analyses calculating the mud weight window on the geomechanical point of view. Finally, the results were compared with a similar analysis carried out with the software P-BORE 3D created by Oklahoma University.

* PROJECT DEGREE.

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

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

INTRODUCCIÓN.

La inestabilidad de pozo causa problemas considerables en las operaciones de pozo tales como: perforación, completamiento, evaluación de formaciones, cementación, registros y producción. El incremento de los costos asociados a la inestabilidad de pozo en la perforación y la exploración son considerables. Se estima que el rango a nivel mundial de estos costos está entre los 500 millones de dólares por año³⁸. Otros estiman que los costos extras en las operaciones de perforación, por problemas como inestabilidad de pozo, son alrededor de 10% a 15% del total de los gastos, Liz-Losada (1997). La inestabilidad de pozo afecta principalmente la reducción de los beneficios de introducir tecnología innovadora de perforación como es el caso de los pozos desviados. Sin embargo, los problemas de inestabilidad no solamente ocurren en pozos desviados, también pueden aparecer en pozos verticales. Aún así, los problemas suelen ser más severos en pozos desviados debido a que la distribución de esfuerzos alrededor del pozo es a menudo menos favorable. Los problemas de inestabilidad han causado en algunas ocasiones suspensión temporal de las operaciones, han conllevado a realizar muchos sidetracking (desviación del pozo), e incluso se ha llegado a abandonar pozos por ésta causa³³. Debido a lo anteriormente mencionado, la necesidad de un análisis de estabilidad, durante la etapa de planeación de la perforación de un pozo, se ha ido incrementando por obvias consideraciones económicas, y por causa además del aumento de pozos direccionales, el alcance de nuevos objetivos y pozos horizontales. Por las razones anteriormente señaladas, la inestabilidad de pozo es uno de los factores que pueden controlar la viabilidad de un pozo determinado.

El comportamiento de las rocas es muy importante para los ingenieros de petróleos cuando se perfora un pozo. Entender el comportamiento de la roca

sometida a esfuerzos es crítico a la hora de completar un pozo, debido a que la roca esta sometida en profundidad a esfuerzos compresivos de elevada magnitud, y adicionalmente, a presiones de poro altas.

Durante el proceso de perforación suelen presentarse diferentes problemas tales como: Pega de tubería, dificultades para mover la sarta dentro del pozo, hueco estrecho o agrandamiento del mismo, bit bailing (cuando la broca se queda patinando en un solo sitio) y caving (generación de cavernas por desprendimiento de las paredes de la formación) etc. Por otra parte, también ocurren problemas en la etapa de producción del pozo, de las cuales las más importantes son: deformaciones en el revestimiento y en la tubería de producción y la producción de arena. La frecuencia de estos problemas mencionados pueden ser signos de inestabilidad de pozo.

La inestabilidad de pozo ocurre como resultado de: Efectos mecánicos, efectos químicos, ó, combinación de ambas. En términos simples los efectos mecánicos están usualmente relacionados con el peso inadecuado del lodo, e inapropiadas prácticas de perforación, y por otro lado, los efectos químicos están relacionados con el inapropiado tipo de lodo y la inadecuada inhibición.

Desde el punto de vista mecánico el objetivo de un análisis de estabilidad, es investigar el potencial de inestabilidad de pozo, calculando el estado de redistribución de esfuerzos alrededor del pozo y comparándolo con un criterio de falla adoptado¹. Para entender los problemas de falla de pozo, se deben conocer los factores mecánicos que afectan la estabilidad del pozo.

Dentro de los parámetros mecánicos que pueden ser manipulados para aminorar los posibles problemas de inestabilidad se encuentran: la dirección e inclinación del pozo y el peso del lodo. Otros factores que juegan un papel muy importante pero que no son modificables son: los esfuerzos in situ terrestres, las propiedades elásticas y de resistencia de las formaciones, la presión de poro y el comportamiento anisotrópico de las rocas.

Los mecanismos de daño mediante los cuales se induce la inestabilidad de pozo, se pueden agrupar en las siguientes categorías: inducidos por esfuerzos, inducidos por discontinuidades pre-existentes, inducidos por aspectos químicos, penetración de la presión de lodo en la formación, inducidos por temperatura y los producidos por compactación y subsidencia de las formaciones.

Generalmente, los factores mecánicos juegan un papel dominante en la fase de perforación, y es por esa razón que nos enfocaremos en el análisis de la inestabilidad ocasionada por mecanismos de daño mecánicos, tales como las fallas de pozo inducidas por esfuerzos y desplazamiento de fallas pre-existentes.

En Colombia, el Piedemonte llanero continúa siendo un área importante para la exploración de hidrocarburos y desarrollo de nuevos campos. Sin embargo, el costo de algunos pozos ha sido superior a los 40 millones de dólares³⁴, siendo la fase de perforación la que ha representado el mayor componente de los costos de desarrollo. Las condiciones geológicas inusuales, caracterizadas por grandes esfuerzos horizontales, secuencias alternantes de litologías diversas como shales, arenas y carbones, y el efecto de los planos de debilidad en las formaciones y zonas falladas con fracturas pre-existentes, aumentan el riesgo de inestabilidad de pozo en el Piedemonte llanero.

Por esta razón fue creado el grupo de investigación en estabilidad de pozo, mediante el convenio de cooperación tecnológica entre la Universidad Industrial de Santander y el Instituto Colombiano de Petróleos ICP, cuyo objetivo principal es desarrollar una metodología que permita disminuir las dificultades relacionadas con la inestabilidad de pozo en el Piedemonte Colombiano desde el punto de vista geomecánico. Para tal motivo se creó el frente de evaluación de los mecanismos de daño que conducen a la inestabilidad de pozo, donde se analizarán cada uno de los mecanismos de falla de pozo y su relación con el caso del Piedemonte, de esta manera se usó un método de análisis geomecánico para evaluación de la estabilidad de pozo mediante la aplicación a un caso Colombiano.

1. CONCEPTOS BÁSICOS DE MECÁNICA DE ROCAS RELACIONADOS CON LA ESTABILIDAD DE POZO.

1.1 CLASES DE FUERZAS EN ROCAS.

Existen dos tipos de fuerzas a las cuales están sometidas las rocas en las formaciones:

- **Fuerzas de cuerpo:** Son fuerzas que dependen de la cantidad de masa de la roca²².

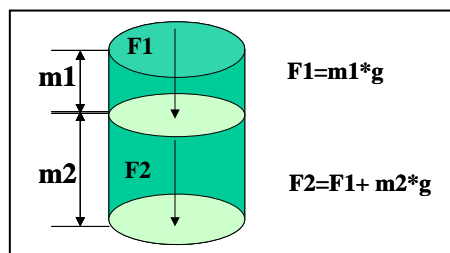


Fig 1. Fuerzas de cuerpo.

- **Fuerzas de superficie:** Son fuerzas externas que actúan a través de superficies de contacto entre partes adyacentes de un sistema rocoso²².

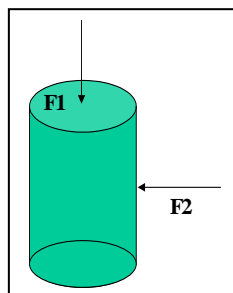


Fig 2. Fuerzas de superficie

1.1.1 Fuerzas Compresivas y de Tensión.

Las rocas pueden estar sometidas a fuerzas compresivas y de tensión dependiendo del sentido en el que estén aplicadas las mismas²²:

- **Fuerzas Compresivas:** Cuando se aplican fuerzas a través de un plano, y las partículas a ambos lados del plano tienden a estar más cercanas. Es decir, las fuerzas compresivas ocurren cuando están dirigidas una hacia otra a lo largo del mismo plano²¹.

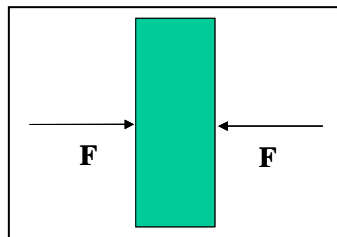


Fig 3. Compresión

- **Fuerzas de Tensión:** Cuando se aplican fuerzas a través de un plano, y las partículas de ambos lados del plano tienden a separarse. Es decir, si las fuerzas externas son paralelas y están dirigidas en dirección opuesta una de la otra, sobre el mismo plano²¹

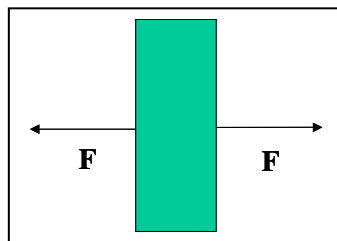


Fig 4. Tensión.

1.1.2 Fuerzas Normales y de Cizalladura (corte).

Las rocas pueden estar sujetas a fuerzas normales o de Cizalladura dependiendo de la dirección con respecto al plano donde estén aplicadas:

- **Fuerzas Normales:** Suceden cuando la fuerza es perpendicular al plano donde se aplique

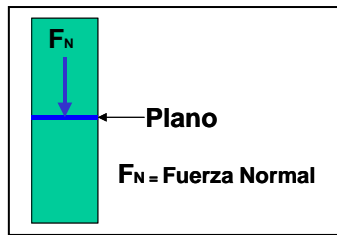


Fig 5. Fuerza Normal

- **Fuerzas de Cizalladura o corte:** Ocurren cuando la fuerza es paralela al plano. Es decir suceden cuando las fuerzas externas son paralelas y están dirigidas en direcciones opuestas, pero a lo largo de planos diferentes.

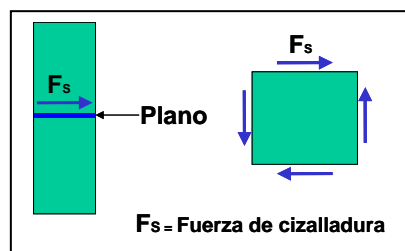


Fig 6. Fuerza de cizalladura

Generalmente las fuerzas de superficie o externas no son completamente perpendiculares, ni completamente paralelas al plano, por lo tanto la fuerza debe ser expresada como la suma de dos componentes: Una componente Normal y una componente de Cizalladura.

1.1.3 Distribución de fuerzas uniformes y no uniformes.

- **Fuerzas Uniformes o Isotrópicas:** La intensidad de la fuerza (medida como la fuerza por unidad de área), en un punto determinado, es la misma en todas las direcciones. Este concepto conduce al concepto de carga hidrostática donde la magnitud de la fuerza es igual en cualquier punto del cuerpo.

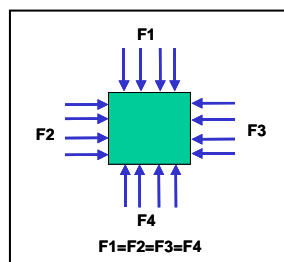


Fig 7. Fuerzas isotrópicas.

- **Fuerzas no Uniformes o Anisotrópicas:** La intensidad de la fuerza (medida como fuerza por unidad de área), en un punto determinado, depende de la orientación en el plano. Este concepto conduce al concepto de carga no hidrostática donde la magnitud de la fuerza depende de la dirección.

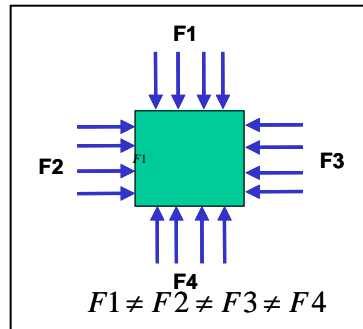


Fig 8. Fuerzas anisotrópicas.

En las formaciones rocosas se pueden encontrar distribuciones de fuerzas horizontales tanto isotrópicas como anisotrópicas dependiendo del ambiente de esfuerzos tectónicos de la región, ya sea pasivo (isotrópico) o activo (anisotrópico).

1.2 EL TENSOR DE ESFUERZOS.

- **Esfuerzo:** Si una fuerza F actúa a través de una sección transversal de área A , entonces el esfuerzo sobre la sección transversal se puede definir como:

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (1)$$

El esfuerzo producido por una fuerza F puede cambiar dependiendo del área sobre la cual se aplique dicha fuerza, como se observa en la figura 9.

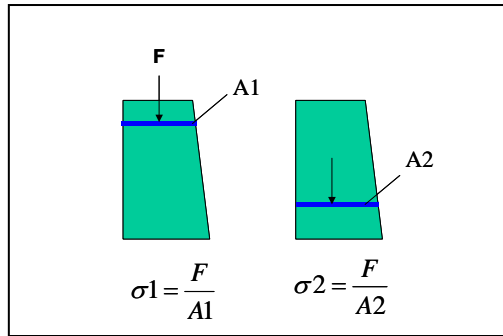


Fig 9. Definición de esfuerzo.

Por otra parte también la fuerza por unidad de área (esfuerzo), depende de la orientación del área como se observa en la figura 10.

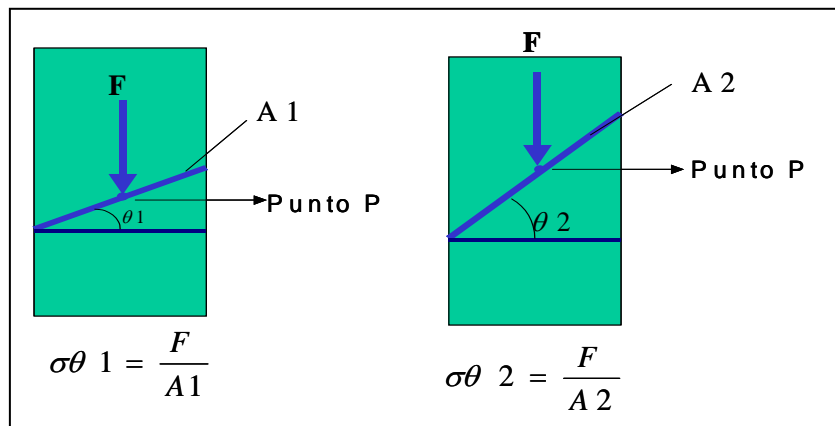


Fig 10. Variación del esfuerzo debido a la orientación del área.

Cuando la fuerza que actúa sobre un cuerpo rocoso no es perpendicular ni paralela al área de aplicación, entonces la fuerza se puede descomponer en dos fuerzas: Una fuerza normal que es perpendicular al plano y una fuerza de cizalladura que es paralela al plano²², como se muestra en la figura 11.

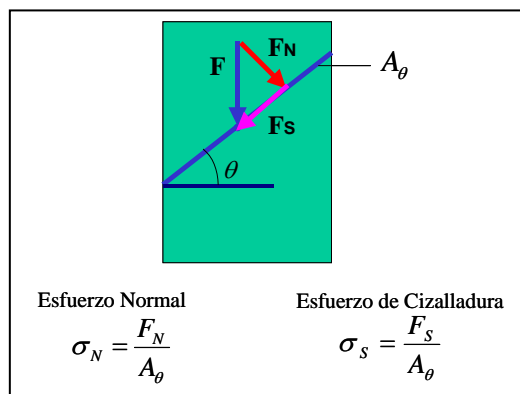


Fig 11. Descomposición de una fuerza en fuerzas Normal y de Cizalladura

1.2.1 Formulación del tensor esfuerzos.

Para establecer una descripción completa del estado de esfuerzos en un punto **P** dentro de un cuerpo, es necesario identificar los esfuerzos relacionados con las superficies orientadas en tres direcciones ortogonales.

Considérese un elemento cúbico en un campo de esfuerzos tridimensional. Si se aplica una fuerza en un punto **P** sobre el plano normal al eje **X**, ésta podrá descomponerse en dos esfuerzos: Un esfuerzo normal al plano perpendicular al eje **X** y un esfuerzo de cizalladura paralelo a dicho plano. El esfuerzo de cizalladura sobre el plano puede no estar alineado con ninguno de los dos ejes **Y** o **Z**, sin embargo éste esfuerzo se puede también descomponer en dos esfuerzos de cizalladura en dirección de dichos ejes^{21, 22}, tal como se muestra en la figura 12.

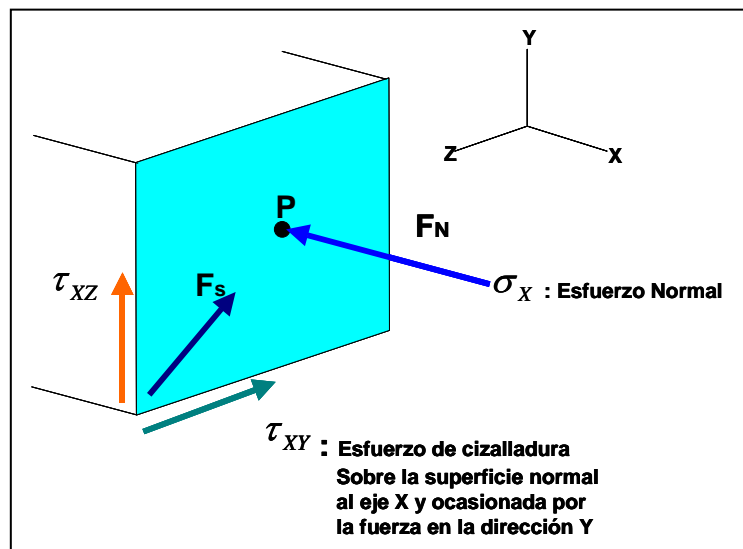


Fig 12. Esfuerzos en el plano YZ perpendicular al eje X de un elemento cúbico

Estas tres componentes de esfuerzos alineados con los tres ejes coordenados pueden ser expresadas en forma vectorial:

$$\left(\sigma_x \quad \tau_{xy} \quad \tau_{xz} \right)$$

Similarmente se pueden obtener los esfuerzos relacionados con la superficie normal al eje **Y**, y los esfuerzos relacionados con la superficie normal al eje **Z**.

De esta manera se generan los vectores de esfuerzos sobre los planos **Y** y **Z** respectivamente:

$$\left(\sigma_Y \quad \tau_{YX} \quad \tau_{YZ} \right) \text{ y } \left(\sigma_Z \quad \tau_{ZX} \quad \tau_{ZY} \right)$$

Si se agrupan los tres vectores en un solo arreglo matricial se obtiene:

$$\vec{\sigma}_T = \begin{pmatrix} \sigma_X & \tau_{XY} & \tau_{XZ} \\ \tau_{YX} & \sigma_Y & \tau_{YZ} \\ \tau_{ZX} & \tau_{ZY} & \sigma_Z \end{pmatrix}$$

Esta expresión es llamada el tensor de esfuerzos y representa una descripción completa del estado de esfuerzos en el punto P.

No todas las nueve componentes del tensor esfuerzos son independientes, sin embargo, considérese un cuadrado del plano XY como se muestra en la figura 13. Los esfuerzos que actúan sobre el plano son mostrados en dicha figura. Para garantizar que no hay movimiento rotacional del cuadrado entonces se debe cumplir que:

$$\tau_{XY} = \tau_{YX} \quad ; \quad \tau_{XZ} = \tau_{ZX} \quad ; \quad \tau_{YZ} = \tau_{ZY}$$

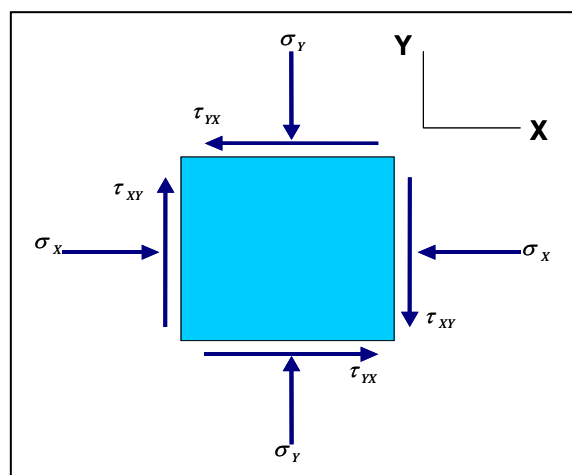


Fig 13. Componentes de los esfuerzos en tres dimensiones.

De ésta manera se genera un tensor simétrico.

1.2.2 El tensor de esfuerzos efectivos.

• **Esfuerzo Efectivo:** Es la componente del esfuerzo total σ_T que es soportado por la parte sólida de la roca. Este concepto fue introducido por Terzagui (1943) y Biot (1941), y sugiere que la presión del fluido contenido en el poro, ayuda a contrarrestar el esfuerzo mecánico total, llevado a través del contacto grano a grano de la roca²², tal como se muestra en la figura 14.

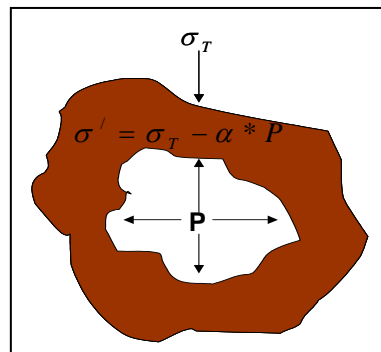


Fig 14. Esfuerzo efectivo.

La eficiencia de la presión de poro P es medida por el factor poro-elástico α , tal que la relación es:

$$\sigma' = \sigma_T - \alpha P \quad (2)$$

Donde σ' es el esfuerzo efectivo y σ_T es el esfuerzo total (absoluto). El factor α es un término que comprende valores entre 0 y 1. Un valor de alfa de 0.5 indica que el 50 por ciento del esfuerzo total sobre la roca es transferido al fluido que se encuentra dentro del poro., por lo tanto la presión de poro soporta el 50 por ciento del esfuerzo total. En forma tensorial:

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

Existe evidencia de que al factor alfa es en realidad un tensor, y por lo tanto debería medirse como tal, para cada una de las direcciones. Dado que P es un escalar, éste es igual en todas las direcciones, por lo tanto éste afecta únicamente a los esfuerzos normales. Tanto el análisis geomecánico de los yacimientos, como en el análisis de estabilidad de pozo, el comportamiento mecánico de la roca no está gobernado por el esfuerzo total, sino por el esfuerzo efectivo²².

1.3 EL CÍRCULO DE MOHR.

1.3.1 Ecuaciones de esfuerzos Normal y de Cizalladura.

Supóngase el arreglo de fuerzas mostrado en la figura 15. Existe una fuerza vertical F_1 y una fuerza horizontal F_3 , ambas actuando sobre el mismo punto P . El punto P está ubicado sobre el plano S . Dicho plano tiene una inclinación θ . A_1 y A_3 son las áreas perpendiculares a las fuerzas F_1 y F_2 ²².

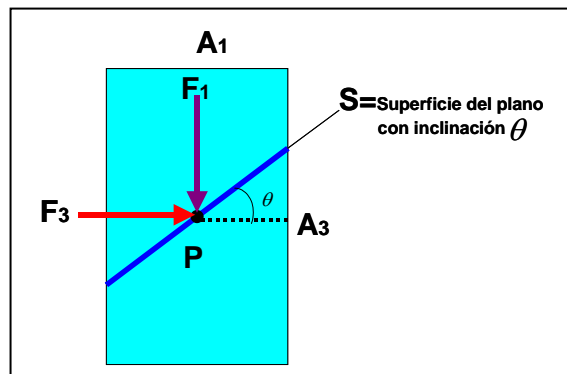


Fig 15. Cuerpo sometido a dos esfuerzos perpendiculares.

Como se observa en la figura 16, tanto la fuerza F_1 como la fuerza F_2 , se pueden descomponer en componentes normales y de cizalladura con respecto al plano S .

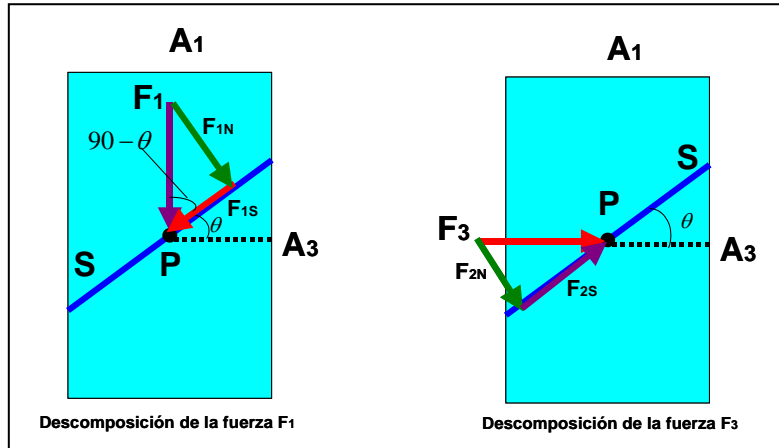


Fig.15b. Descomposición de fuerzas en un cuerpo.

La fuerza F_1 se puede descomponer de la siguiente manera:

$$F_{1N} = F_1 \text{sen}(90 - \theta) \quad (3) \quad F_{1S} = F_1 \cos(90 - \theta) \quad (4)$$

$$F_{1N} = F_1 \cos(\theta) \quad (5) \quad F_{1S} = F_1 \text{sen}(\theta) \quad (6)$$

De igual manera la fuerza F_3 se puede descomponer así:

$$F_{3N} = F_3 \text{sen}(\theta) \quad (7) \quad F_{3S} = F_3 \cos(\theta) \quad (8)$$

Si se suman las componentes normales entonces se tiene en el equilibrio:

$$F_N = F_{1N} + F_{3N} \quad \text{Entonces} \quad , \quad F_N = F_1 \cos(\theta) + F_3 \text{sen}(\theta) \quad (9)$$

Si se divide la ecuación por el área S entonces se tiene que:

$$\frac{F_N}{S} = \frac{F_1}{S} \cos(\theta) + \frac{F_3}{S} \text{sen}(\theta) \quad (10)$$

Usando la definición de esfuerzo:

$$\sigma_N = \frac{F_1}{S} \cos(\theta) + \frac{F_3}{S} \text{sen}(\theta) \quad (11)$$

Si escribimos S en términos de A_1 y A_3 se tiene que:

$$S = \frac{A_1}{\cos(\theta)} \quad ; \quad \mathbf{y} \quad S = \frac{A_3}{\text{sen}(\theta)} \quad (12)$$

Reemplazando estos términos en la ecuación (11) entonces:

$$\sigma_N = \frac{F_1}{A_1} \cos^2(\theta) + \frac{F_2}{A_3} \text{sen}^2(\theta) \quad (13)$$

Similarmente usando la definición de esfuerzo se llega a:

$$\sigma_N = \sigma_1 \cos^2(\theta) + \sigma_3 \text{sen}^2(\theta) \quad (14)$$

Usando las entidades trigonométricas:

$$\text{sen}^2(\theta) = \frac{1 - \cos(2\theta)}{2} \quad \mathbf{Y} \quad \cos^2(\theta) = \frac{1 + \cos(2\theta)}{2} \quad \text{entonces:}$$

$$\sigma_N = \sigma_1 \left(\frac{1 + \cos(2\theta)}{2} \right) + \sigma_3 \left(\frac{1 - \cos(2\theta)}{2} \right) \quad (16)$$

Finalmente la ecuación se puede expresar como:

$$\sigma_N = \left(\frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} \right) + \left(\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \right) \cos(2\theta) \quad (17)$$

Igualmente si se suman las componentes de cizalladura se tiene en el equilibrio:

$$F_S = F_{1S} + F_{3S} \quad \text{Entonces:} \quad F_S = F_1 \text{sen}(\theta) - F_3 \cos(\theta) \quad (18)$$

$$\text{Dividiendo por } \mathbf{S}: \quad \frac{F_S}{S} = \frac{F_1}{S} \text{sen}(\theta) + \frac{F_3}{S} \cos(\theta) \quad (19)$$

Usando la definición de esfuerzo de cizalladura y reemplazando S por los términos:

$$S = \frac{A_1}{\cos(\theta)} \quad ; \quad \mathbf{y} \quad S = \frac{A_3}{\text{sen}(\theta)} \quad (20)$$

Entonces se tiene que:

$$\tau_s = \frac{\frac{F_1}{A_1} \text{sen}(\theta)}{\cos(\theta)} - \frac{\frac{F_3}{A_3} \cos(\theta)}{\text{sen}(\theta)} \quad (21)$$

Usando la definición de esfuerzo normal:

$$\tau_s = \sigma_1 \text{sen}(\theta) \cos(\theta) - \sigma_3 \text{sen}(\theta) \cos(\theta) \quad (22)$$

Entonces: $\tau_s = (\sigma_1 - \sigma_3) \text{sen}(\theta) \cos(\theta) \quad (23)$

Finalmente usando la entidad trigonométrica: $\text{sen}(2\theta) = 2\text{sen}(\theta) \cos(\theta)$ se llega a:

$$\tau_s = \frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \text{sen}(2\theta) \quad (24)$$

Las ecuaciones paramétricas de un círculo de centro $(x, y) = (c, 0)$ están dadas por:

$$X = c + R \cos(\phi) \quad (25)$$

Y

$$Y = R \text{sen}(\phi) \quad (26)$$

Donde: R = Es el radio del círculo; c = Es el centro del círculo.; ϕ es un parámetro que relaciona las dos ecuaciones paramétricas.

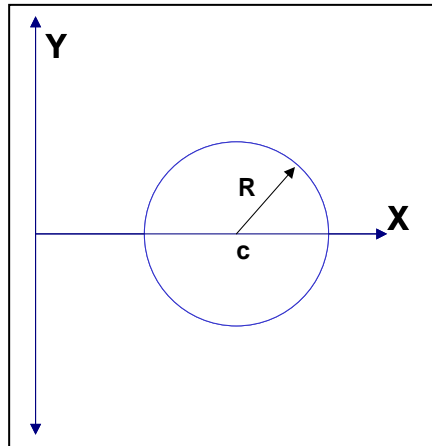


Fig 16. Representación del círculo en ecuaciones paramétricas.

Si se comparan las ecuaciones (1) y (2) generadas para los esfuerzos normales y de cizalladura, con las ecuaciones paramétricas anteriormente mencionadas, tenemos que²²:

$$\begin{array}{c}
 \underline{X} = \underline{c} + \underline{R} \cos(\underline{\phi}) \\
 \swarrow \quad \searrow \quad \swarrow \quad \searrow \\
 \sigma_N = \left(\frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} \right) + \left(\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \right) \cos(2\theta)
 \end{array}$$

De la misma manera.

$$\begin{array}{c}
 \underline{Y} = \underline{R} \text{sen}(\underline{\phi}) \\
 \swarrow \quad \searrow \quad \swarrow \\
 \tau_s = \frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \text{sen}(2\theta)
 \end{array}$$

En consecuencia estas dos ecuaciones nos representan un círculo, como se observa en la figura 17. Este círculo es llamado el círculo de Mohr.

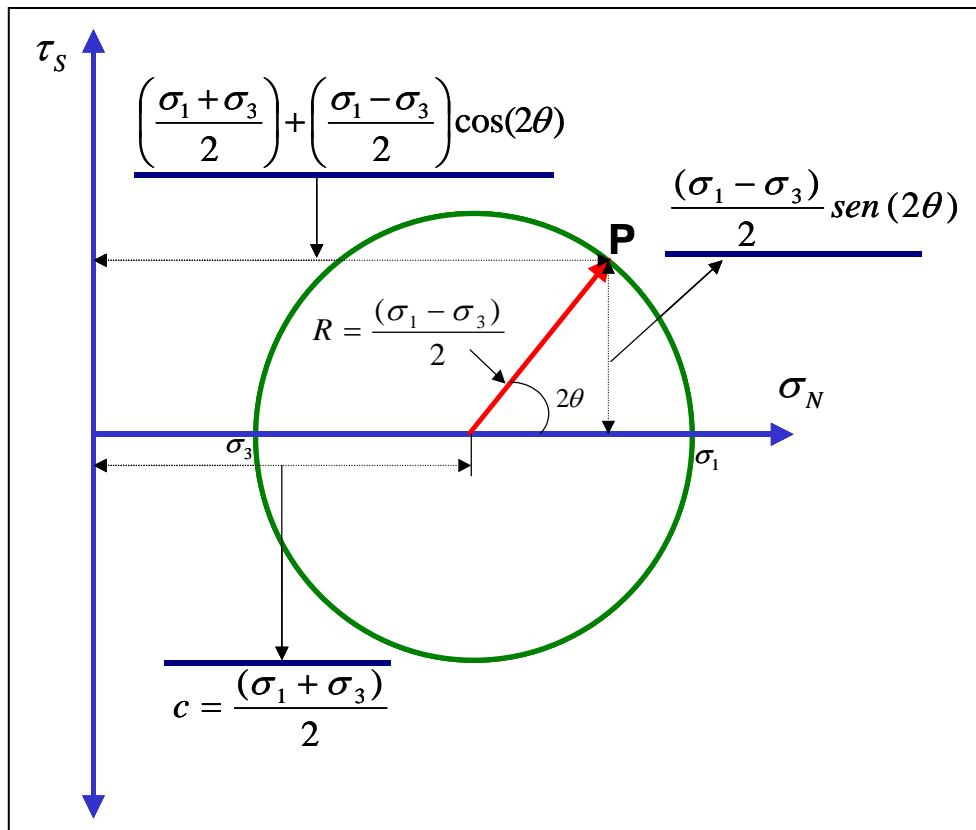


Fig 17. El círculo de Mohr.

Este círculo es muy útil para el análisis de los criterios de falla de pozo, ya que representa el estado de esfuerzos para cualquier punto en la roca. Como se puede observar existe un esfuerzo principal máximo σ_1 donde el esfuerzo normal es máximo y el esfuerzo de cizalladura es cero. De igual forma existe un esfuerzo principal mínimo donde el esfuerzo de cizalladura también es cero.. Si se observa detenidamente en el diagrama, se puede apreciar que el esfuerzo de cizalladura es máximo cuando el término 2θ es igual a 90 grados, por lo tanto el mayor esfuerzo de cizalladura se presentará cuando el ángulo entre los dos esfuerzos σ_1 y σ_3 es de 45 grados. Se podría pensar que la falla por cizalladura sucederá en esa dirección, tal como se muestra en la figura 18. Sin embargo esta conclusión no es totalmente cierta, ya que las propiedades de la roca no son homogéneas en toda su extensión, y existen en ella planos de debilidad que podrían hacerla fallar en cualquier otro ángulo. Por otra parte con éste análisis tampoco se están teniendo en cuenta las propiedades del

material que constituye la roca, como por ejemplo la cohesión de sus partículas. Por estas razones también se deben tener en cuenta estas propiedades en el análisis de falla de las rocas.

Para el análisis de falla de la roca, el esfuerzo que realmente actúa sobre la matriz de la roca es el esfuerzo efectivo, y por lo tanto son los esfuerzos efectivos los que se deben introducir en el diagrama de Mohr. La falla de la roca está gobernada por los esfuerzos efectivos sobre la matriz de la roca, mas no por los esfuerzos absolutos.

1.3.2 Diferentes Estados de esfuerzos en el círculo de Mohr.

En el círculo de Mohr se pueden representar todos los estados de esfuerzos en un punto determinado. Si tomamos un núcleo que está sometido a dos esfuerzos principales σ_1 en la dirección axial, y σ_3 el esfuerzo principal mínimo en la dirección radial. El núcleo puede ser sometido a esfuerzos de compresión o de tensión según sea el caso²², diferentes estados de esfuerzos pueden representarse como se muestra en la figura 18.

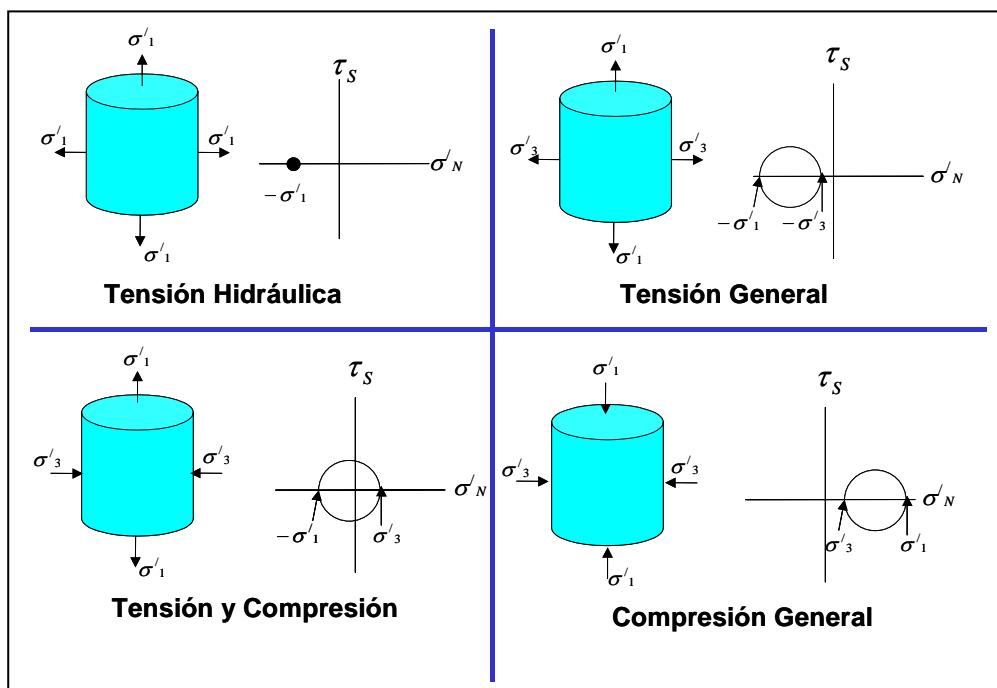


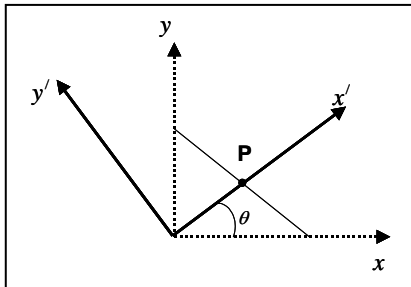
Fig 18. Representación de diferentes estados de esfuerzos en el círculo de Mohr.

1.3.3 Esfuerzos principales y Ecuación de transformación de esfuerzos.

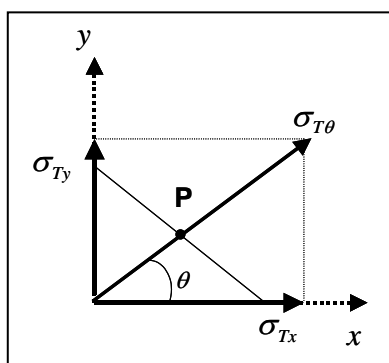
En dos dimensiones el tensor asociado a un punto $P(x, y)$ en un sistema ortogonal (x, y) . Es igual a:

$$\begin{bmatrix} \sigma_X & \tau_{XY} \\ \tau_{YX} & \sigma_Y \end{bmatrix}$$

Si (x', y') es un sistema ortogonal a un ángulo θ del sistema (x, y) de esta manera:



Donde θ es positivo en el sentido contrario del reloj, los esfuerzos en la dirección (x, y) con respecto al punto P serán los siguientes:



$$\vec{\sigma}_{T\theta} = \sigma * \vec{r}_\theta \quad (26)$$

$$\begin{bmatrix} \sigma_{Tx} \\ \sigma_{Ty} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_X & \tau_{XY} \\ \tau_{YX} & \sigma_Y \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} r_X \\ r_Y \end{bmatrix}$$

Donde \vec{r}_θ es el vector unitario en la dirección θ . Las ecuaciones para las direcciones (x, y) quedan como sigue:

$$\sigma_{Tx} = \sigma_X * r_X + \tau_{XY} * r_Y \quad (27)$$

$$\sigma_{Ty} = \sigma_y * r_y + \tau_{YX} * r_X \quad (28)$$

tomando la ecuación:

$$\sigma_{Tx} = \sigma_X * r_X + \tau_{XY} * r_Y \quad (29)$$

Podemos definir el vector unitario \vec{r}_θ en términos del ángulo θ y remplazarlo en la dicha ecuación como sigue:

$$\sigma_{Tx} = \sigma_X * r_X + \tau_{XY} * r_Y$$

$$\cos \theta = \frac{r_X}{|\vec{r}|} \Rightarrow r_X = \cos \theta$$

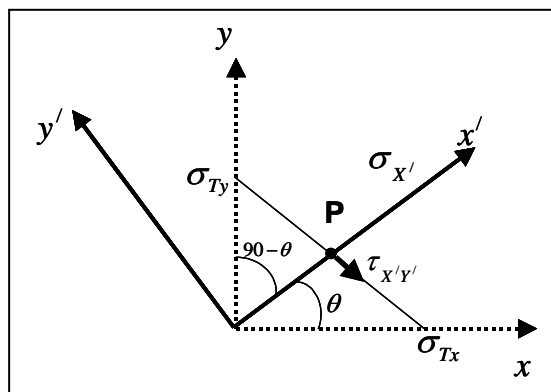
$$\text{Así mismo} \quad \Rightarrow r_Y = \text{sen } \theta$$

Luego:

$$\sigma_{Tx} = \sigma_X * \cos \theta + \tau_{XY} * \text{sen } \theta \quad (30)$$

$$\text{Análogamente:} \quad \sigma_{Ty} = \sigma_Y * \text{sen } \theta + \tau_{YX} * \cos \theta \quad (31)$$

En el sistema ortogonal (x', y') a un ángulo θ del sistema (x, y) , las componentes de esfuerzos en el punto P serán las siguientes:



Donde:

$\sigma_{X'}$: Es la componente normal del tensor de esfuerzos (sistema (x', y')) en la dirección X' .

$\tau_{X'Y'}$: Es la componente de cizalladura (sistema (x', y')) sobre el plano X' en la dirección Y' . La ecuación para $\sigma_{X'}$ quedará como sigue:

$$\sigma_{X'} = \sigma_{Tx} \cos \theta + \sigma_{Ty} \cos(90 - \theta) = \sigma_{Tx} \cos \theta + \tau_{YX} \cos \theta \quad (32)$$

Pero como: $\sigma_X * \cos \theta + \tau_{XY} * \text{sen} \theta$ y $\sigma_Y * \text{sen} \theta + \tau_{YX} * \cos \theta$

Remplazando los términos la ecuación resultante será:

$$\sigma_{X'} = \sigma_X \cos^2 \theta + \sigma_Y \text{sen}^2 \theta + \tau_{XY} \text{sen} \theta \cos \theta + \tau_{YX} \text{sen} \theta \cos \theta \quad (33)$$

Finalmente la ecuación quedará como sigue:

$$\sigma_{X'} = \sigma_X \cos^2 \theta + \sigma_Y \text{sen}^2 \theta + 2\tau_{XY} \text{sen} \theta \cos \theta \quad (34)$$

Si se sigue el procedimiento análogo para $\sigma_{Y'}$ entonces:

$$\sigma_{Y'} = \sigma_X \text{sen}^2 \theta + \sigma_Y \cos^2 \theta - 2\tau_{XY} \text{sen} \theta \cos \theta \quad (35)$$

De igual manera se tiene que para el esfuerzo por cizalladura:

$$\tau_{X'Y'} = -\sigma_{Tx} \text{sen} \theta + \sigma_{Ty} \text{sen}(90 - \theta) \quad (36)$$

Remplazando las ecuaciones $\sigma_X \cos\theta + \tau_{XY} \sin\theta$ y $\sigma_Y \sin\theta + \tau_{YX} \cos\theta$ (37) en la ecuación anteriormente mencionada se tiene que:

$$\tau_{X'Y'} = (\sigma_X - \sigma_Y) \cos\theta \sin\theta + (\cos^2\theta - \sin^2\theta) \tau_{XY} \quad (38)$$

Por lo tanto en resumen se tiene que:

1. Sea (x, y) el sistema original y (x', y') el sistema a un ángulo θ del sistema (x, y) .

2. sea $\begin{bmatrix} \sigma_X & \tau_{XY} \\ \tau_{YX} & \sigma_Y \end{bmatrix}$ el tensor de esfuerzos en el punto P para el sistema

(x, y) , y sea $\begin{bmatrix} \sigma_{X'} & \tau_{X'Y'} \\ \tau_{Y'X'} & \sigma_{Y'} \end{bmatrix}$ el tensor de esfuerzos en el punto P con respecto al sistema (x', y') .

La relación entre el tensor de esfuerzos en ambos sistemas es:

$$\sigma_{X'} = \sigma_X \cos^2\theta + \sigma_Y \sin^2\theta + 2\tau_{XY} \sin\theta \cos\theta \quad (39)$$

$$\sigma_{Y'} = \sigma_X \sin^2\theta + \sigma_Y \cos^2\theta - 2\tau_{XY} \sin\theta \cos\theta \quad \text{y} \quad (40)$$

$$\tau_{X'Y'} = (\sigma_X - \sigma_Y) \cos\theta \sin\theta + (\cos^2\theta - \sin^2\theta) \tau_{XY} \quad (41)$$

También se puede calcular el ángulo θ para el cual $\sigma_{X'}$ es mínimo o máximo:

$$\sigma_{x'} = (\sigma_{x'})_{\text{máx}} \quad \text{ó} \quad \sigma_{x'} = (\sigma_{x'})_{\text{mín}} \quad \text{cuando} \quad \frac{\partial \sigma_{x'}}{\partial \theta} = 0$$

De la ecuación: $\sigma_{x'} = \sigma_x \cos^2 \theta + \sigma_y \text{sen}^2 \theta + 2\tau_{xy} \text{sen} \theta \cos \theta$
entonces:

$$\frac{\partial \sigma_{x'}}{\partial \theta} = (\sigma_x - \sigma_y) \text{sen}(2\theta) + 2\tau_{xy} \cos(2\theta) = 0 \quad (41)$$

Solucionando para θ :

$$\tan(2\theta) = \frac{2\tau_{xy}}{\sigma_x - \sigma_y} \quad \text{Luego,} \quad \text{sen}(2\theta) = \pm \frac{2\tau_{xy}}{\sqrt{4\tau_{xy}^2 + (\sigma_x - \sigma_y)^2}} \quad (42) \quad \text{y}$$

$$\cos(2\theta) = \pm \frac{(\sigma_x - \sigma_y)}{\sqrt{4\tau_{xy}^2 + (\sigma_x - \sigma_y)^2}} \quad (43)$$

Sustituyendo el valor positivo de las ecuaciones (42) y (43) en

$$\frac{\partial \sigma_{x'}}{\partial \theta} = (\sigma_x - \sigma_y) \text{sen}(2\theta) + 2\tau_{xy} \cos(2\theta) = 0 \quad (44)$$

Se tiene finalmente que:

$$(\sigma_{x'})_{\text{máxó mín}} = \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \sqrt{\left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2}\right)^2 + \tau_{xy}^2} \quad (45)$$

1.3.4 Falla de cizalladura en el círculo de Mohr.

Si un núcleo de roca es sometido a un esfuerzo normal efectivo, como se muestra en el arreglo de la figura 19, y adicionalmente se aplica una fuerza de cizalladura en la dirección perpendicular como se observa en dicha figura, la fuerza de cizalladura necesaria para desplazar la parte superior de la caja puede ser medida para varios valores de σ_N' .

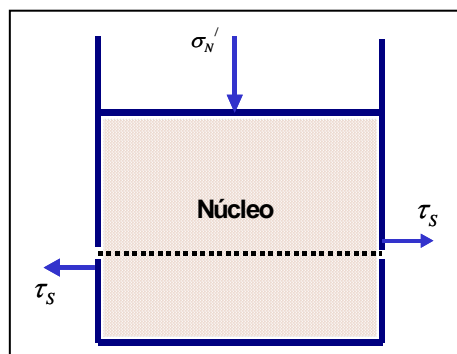
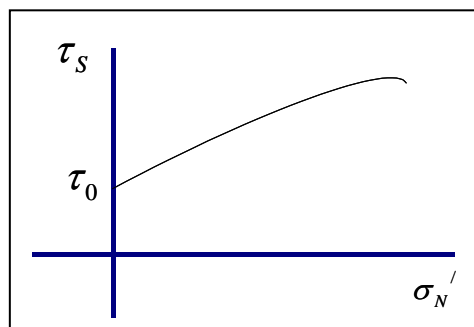


Fig 19. Falla de cizalladura y el círculo de Mohr.

Para cada valor de σ_N' existirá un valor de τ_S para el cual ocurrirá la falla. Si se grafican estos dos valores. Se obtendrá el siguiente diagrama:



Esta curva generada es comúnmente llamada envolvente de falla. Como una observación experimental se encuentra que el esfuerzo de cizalladura τ_S aumenta con el esfuerzo normal σ_N' . Y por lo tanto se puede establecer que:

$$\tau_S = \tau_0 + \eta \sigma_N' \quad (46)$$

Donde τ_0 es la fuerza de cizalladura cohesiva y η el coeficiente de fricción interna de los granos que conforman la roca.

Si se superpone el círculo de Mohr en esta gráfica, entonces existirá un punto en el cual el círculo de Mohr será interceptado por la línea envolvente. Para éste estado específico de esfuerzos, y en ese ángulo, ocurrirá la falla por cizalladura. De esta forma se puede concluir que existe una región estable por debajo de la línea envolvente, para el cual, en cualquier estado de esfuerzos sobre la roca, y en cualquier ángulo la roca nunca se fracturará por cizalladura²¹. Del mismo modo existirá una región inestable por encima de la línea envolvente para el cual, en cualquier estado de esfuerzos sobre la roca, y en determinado ángulo, está fallará por cizalladura como se observa en la figura 21²¹.

1.4 MECÁNICA DE LA FALLA EN LA ROCA.

Cuando un espécimen de roca está sometido a esfuerzos grandes, ocurrirá algún tipo de falla. El modo de falla dependerá del estado de esfuerzos, del tipo de material que constituya la roca así como de su geometría. Por otra parte también la historia de esfuerzos sobre la roca puede ser importante, si se tiene en cuenta que la roca se debilita con el tiempo, debido a la fatiga generada por la variación del estado de esfuerzos. Es por ésta razón, que las rocas fallan usualmente por debajo del nivel de esfuerzos al cual un espécimen fresco del mismo material lo hace²¹.

En Mecánica de rocas, existen dos pruebas importantes: La prueba Uniaxial y la prueba Triaxial. Ambas pruebas se efectúan sometiendo un núcleo de roca a un esfuerzo único axial (prueba Uniaxial), o a un esfuerzo axial y un esfuerzo radial constante o confinamiento (prueba Triaxial). La prueba Triaxial es comúnmente efectuada incrementando las cargas axiales y radiales simultáneamente hasta que un nivel prescrito de esfuerzo hidrostático sea alcanzado. Entonces, la presión de confinamiento se mantiene constante mientras que la carga axial se incrementa hasta que ocurre la falla²¹. La prueba

Uniaxial se efectúa aumentando la carga axial hasta que el espécimen falla tal como se muestra en la figura 20.

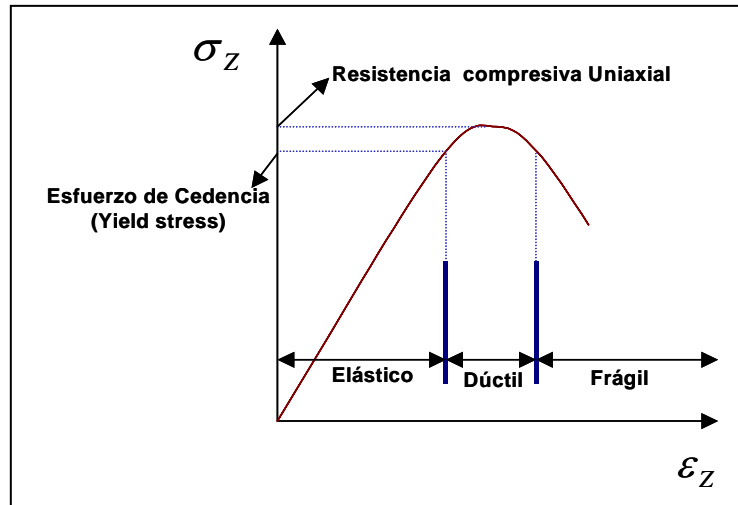


Fig 20. Esfuerzo vs. Deformación en una prueba de compresión Uniaxial.

En la Figura 20 se pueden definir diferentes conceptos importantes:

- **Región Elástica:** Si el esfuerzo es suspendido, el material retornará a su estado original.
- **Yield Point:** Punto más allá del cual ocurren cambios permanentes. El material no retornará a su estado original una vez se suspenda el esfuerzo.
- **Resistencia compresiva Uniaxial:** Esfuerzo máximo. Punto de máximo esfuerzo.
- **Región dúctil:** Región en la cual el material sufre deformación permanente sin perder la habilidad de soportar carga.
- **Región Frágil:** Región en la cual la habilidad del material para soportar el esfuerzo disminuye rápidamente mientras la deformación se incrementa.

En la práctica la región dúctil suele ser no obstante, pequeña.

No todos los materiales son representados por la curva de la figura 20, algunos materiales se fracturan antes de experimentar algún comportamiento dúctil, mientras otros experimentan después del punto de deformación elástica, una deformación plástica constante sin necesidad de incrementar el esfuerzo. En la prueba Triaxial usualmente se grafica la diferencia entre los esfuerzos principales y la deformación axial. Entre mayor sea la carga radial (confinamiento), se alcanzará mas tarde la falla. Por otra parte, el comportamiento después de la falla puede ser diferente para cada carga radial. En una prueba Triaxial se puede concluir que entre mayor sea la presión de confinamiento el espécimen tendrá mayor habilidad para soportar cargas incluso después de la falla. A éste comportamiento se le llama *Strain Hardening*²¹.

1.4.1 Falla por cizalladura – Hipótesis de Mohr.

Como se ha dicho anteriormente, la falla por cizalladura ocurre cuando el esfuerzo de cizalladura a lo largo de algún plano sobre la roca es muy grande. Mohr asumió que la falla podría ser descrita como:

$$|\tau| = f(\sigma)$$

Donde σ es el esfuerzo normal a través de un plano y τ es el esfuerzo de corte o cizalladura a lo largo del mismo plano. La gráfica σ vs. τ la ecuación anteriormente enunciada describe la curva que separa la región segura de la región de falla. Ésta curva es la envolvente de falla descrita en el numeral 21.3.3.

1.4.2 El criterio de falla de Mohr – Coulomb.

Si se escoge una forma específica de la función f , se obtienen varios criterios de falla. Entre los mas conocidos criterios de falla se pueden numerar: El criterio de Mohr-Coulomb (lineal y no lineal), el criterio de Tresca, el criterio de Von Mises, el criterio de Drucker-Prager, el criterio de Lade y Lade modificado etc².

En éste trabajo solo describiremos el criterio de falla de Mohr-Coulomb lineal, siendo éste el más conocido y aplicado para el análisis de estabilidad de pozo. El criterio de Mohr-Coulomb lineal, asume como lineal a la función f .

$$|\tau| = S_0 + \eta\sigma \quad (47)$$

Está ecuación es la misma ecuación que se dedujo en el numeral 1.3.3.

$$\tau_s = \tau_0 + \eta\sigma_N' \quad (47)$$

Donde:

$\tau_0 = S_0$ Es la resistencia inherente de la roca al esfuerzo por cizalladura o también llamada cohesión del material. η Es el coeficiente de fricción interna de la roca o la pendiente de la función f . Para que Ocurra ruptura por cizalladura se deben superar dos fuentes de resistencia: La resistencia de fricción de la roca τ_0 y la cohesión de la roca debido a cementación grano a grano de la misma², $\eta = \tan \varphi$.

Si se grafica el círculo de Mohr con la línea envolvente generada por la función f , entonces puede suceder que estas dos curvas se intercepten tal como se muestra en la figura 21.

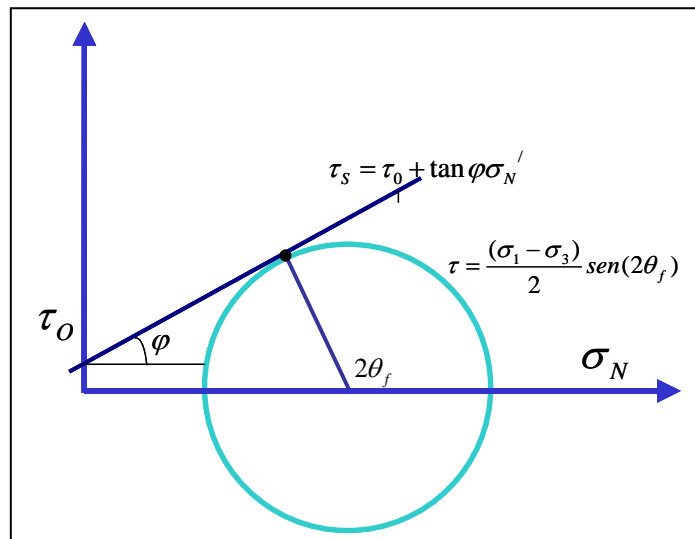


Fig 21. Criterio de Mohr-Coulomb en el espacio de $\tau - \sigma$. También muestra el círculo de Mohr correspondiente al estado crítico de esfuerzos.

En el punto de intercepción:

(τ) Circulo de Mohr = (τ) Criterio de falla de Mohr-Coulomb.

$$\frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \text{sen}(2\theta_f) = \tau_o + \tan \varphi \sigma_N \quad (48)$$

Como:
$$\sigma_N = \left(\frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} \right) + \left(\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \right) \cos(2\theta_f)$$

Si remplazamos el término σ_N en la ecuación (48) tenemos que:

$$\frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \text{sen}(2\theta_f) = \tau_o + \tan \varphi \left(\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \right) \cos(2\theta_f) + \tan \varphi \frac{(\sigma_1 + \sigma_3)}{2} \quad (49)$$

si $\theta = 0$ entonces :

$$0 = \tau_o + \tan \varphi \sigma_1 = \tau \quad (50)$$

A medida que θ incrementa, τ incrementa hasta que finalmente la roca se fractura por cizalladura. Por lo tanto se puede deducir que se alcanzará el mayor valor de τ cuando el ángulo sea 2θ . Pero entonces la pregunta clave es: ¿A que valor del ángulo θ ocurre la fractura? Sucede cuando el punto de tangencia o secante tiende hacia el esfuerzo mínimo principal. Esta pregunta es equivalente a encontrar el mínimo valor de la función $\sigma_1 = \sigma_1(\theta_f)$ para el cual se satisface la ecuación:

(τ) Circulo de Mohr = (τ) Criterio de falla de Mohr-Coulomb.

O bien:

$$\frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \operatorname{sen}(2\theta_f) = \tau_o + \tan \varphi \frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \cos(2\theta_f) + \tan \varphi \frac{(\sigma_1 + \sigma_3)}{2} \quad (51)$$

(Ecuación de fractura por cizalladura)

El mínimo valor de $\sigma_1 = \sigma_1(\theta_f)$ ocurre cuando:

$$\frac{\partial \sigma_1}{\partial \theta_f} = 0 \quad (52)$$

La cual puede ser obtenida derivando la ecuación de fractura por cizalladura:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \sigma_1}{\partial \theta_f} \frac{\operatorname{sen}(2\theta_f)}{2} + (\sigma_1 - \sigma_3) \cos(2\theta_f) = \\ \frac{\tan \varphi}{2} \frac{\partial \sigma_1}{\partial \theta_f} + \tan \varphi \frac{\partial \sigma_1}{\partial \theta_f} \frac{\cos(2\theta_f)}{2} - \tan \varphi (\sigma_1 - \sigma_3) \operatorname{sen}(2\theta_f) \end{aligned} \quad (53)$$

Para $\frac{\partial \sigma_1}{\partial \theta_f} = 0$ se tiene:

$$\cos(2\theta_f) = -\tan \varphi * \operatorname{sen}(2\theta_f) \quad (54)$$

$$\cot(2\theta_f) = -\tan \varphi \quad (55)$$

Pero como $\cot(x) = \tan(90 - x)$, entonces:

$$\tan(90 - 2\theta_f) = -\tan \varphi = \tan(-\varphi) \quad (56)$$

Luego:

$$\boxed{\theta_f = \pm 45 \mp \frac{\varphi}{2}} \quad (57)$$

Esta expresión muestra que el ángulo de fractura se alcanzará no únicamente cuando el valor de τ sea mayor, es decir a un ángulo de 45 grados, sino que además también depende del ángulo de fricción (pendiente de la envolvente), Éste ángulo a su vez depende de las propiedades inherentes del material. Es importante anotar que el valor del ángulo de fractura está únicamente gobernado por el ángulo de fricción φ , Tal que la orientación del plano de falla es independiente de los esfuerzos de confinamiento².

Si volvemos a la expresión:

$$\frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \text{sen}(2\theta_f) = \tau_o + \eta \frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \cos(2\theta_f) + \eta \frac{(\sigma_1 + \sigma_3)}{2}$$

y reemplazamos θ_f y η por φ teniendo en cuenta que $\eta = \tan \varphi$ y

$$\theta_f = \pm \frac{\pi}{4} \mp \frac{\varphi}{2} \quad \text{entonces se tiene que :}$$

$$\frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \cos \varphi = \tau_o + \tan \varphi \text{sen} \varphi \frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} + \tan \varphi \frac{(\sigma_1 + \sigma_3)}{2} \quad (58)$$

Multiplicando a cada lado de la ecuación por $2 \cos \varphi$ se tiene que:

$$(\sigma_1 - \sigma_3)(\cos^2 \varphi + \text{sen}^2 \varphi) = 2\tau_o \cos \varphi + (\sigma_1 + \sigma_3) \text{sen} \varphi \quad (59)$$

Entonces:

$$\sigma_1(1 - \operatorname{sen} \varphi) = 2\tau_o \cos \varphi + \sigma_3(1 + \operatorname{sen} \varphi) \quad (60)$$

Finalmente:

$$\sigma_1 = 2\tau_o \frac{\cos \varphi}{1 - \operatorname{sen} \varphi} + \sigma_3 \frac{1 + \operatorname{sen} \varphi}{1 - \operatorname{sen} \varphi} \quad (61)$$

La anterior ecuación puede ser escrita en términos del ángulo de fractura θ_f

$$\sigma_1 = 2\tau_o \tan \theta_f + \sigma_3 \tan^2 \theta_f \quad (62)$$

• **Resistencia Uniaxial a la compresión. (Compressive strength):** Si igualamos $\sigma_3 = 0$ entonces en la ecuación (62) se puede obtener la resistencia uniaxial compresiva C_o .

$$C_o = 2\tau_o \frac{\cos \varphi}{1 - \operatorname{sen} \varphi} = 2\tau_o \tan \theta_f \quad (63)$$

Se debe enfatizar fuertemente que ésta expresión es únicamente válida, si el mecanismo de falla es bajo esfuerzo uniaxial y la falla es por cizalladura. Éste puede no ser el caso incluso cuando la falla por cizalladura ocurre a presiones de confinamiento pequeñas².

1.4.3 Mecánica de la falla en rocas saturadas.

Ya que las rocas que nos conciernen a los ingenieros de petróleos están generalmente saturadas, es necesario saber, cómo afecta la saturación el proceso de falla².

El criterio de falla para una roca saturada y con cierta presión de fluido, es obtenido introduciendo el esfuerzo efectivo dentro del criterio de falla, para la forma no saturada. Por ejemplo en el criterio de Mohr-Coulomb la ecuación quedará como sigue²²:

$$\sigma_1 = -\alpha P_f = 2\tau_o \frac{\cos \varphi}{1 - \text{sen} \varphi} + (\sigma_3 - \alpha P_f) \frac{1 + \text{sen} \varphi}{1 - \text{sen} \varphi} \quad (64)$$

Para entender las consecuencias físicas de esto es mejor analizar en el círculo de Mohr como se muestra en la figura 22.

El esfuerzo de cizalladura no es afectado por la presión de poro, y los esfuerzos mínimo y máximo principal en la misma cantidad. Esto significa que el radio del círculo de Mohr no cambia pero su centro es desplazado hacia la izquierda. El círculo de mueve hacia la envolvente de falla, cuando la presión del fluido es incrementada para un material obedeciendo al criterio de Mohr-Coulomb con un ángulo de fricción positivo²².

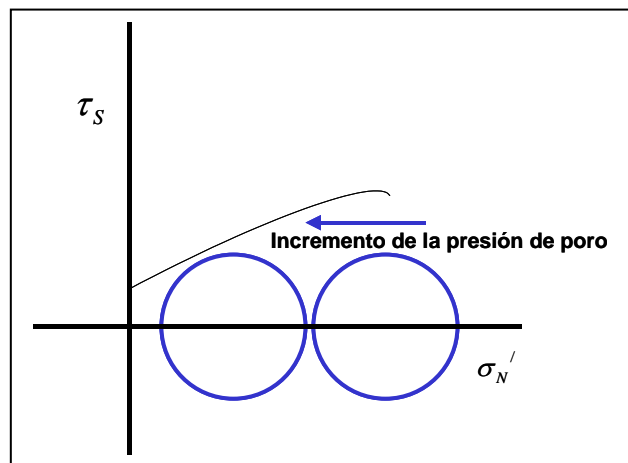


Fig 22. Efecto de incrementar la presión de poro mientras se mantienen los esfuerzos totales constantes.

1.4.4 Efecto de la Anisotropía de la roca en la falla mecánica.

La mayoría de las rocas son anisotrópicas, y por lo tanto es importante tener en cuenta su efecto. Existen muchos modelos para el análisis de la anisotropía, el más conocido es el modelo de planos de debilidad. Este modelo asume que la resistencia inherente es la misma en todas las direcciones excepto para los Planos de estratificación (planos de debilidad del shale), cuya resistencia es menor².

En una serie de pruebas triaxiales, sobre un material dado que contiene una serie de planos de debilidad. Es claro que si se escoge el eje de la muestra paralelo al los planos de debilidad no se observará ningún efecto de acuerdo al criterio de Mohr, ya que no existe esfuerzo de cizalladura sobre el plano de debilidad en estos casos. También es claro que para algunas orientaciones intermedias de los planos de debilidad, se espera que haya menor resistencia sobre los planos para esfuerzos bajos, que la resistencia que se espera para la roca intacta. La relación entre la cohesión de los planos de estratificación con la roca intacta, c_b / c_i es 0.53-1.0 y la relación entre los ángulos de fricción es 0.67-1.0). Adicionalmente se ha encontrado que el promedio de la resistencia tensil es entre 20% y 35% mas bajo para las pruebas paralelas a los planos de estratificación que las pruebas perpendiculares a los mismos. De aquí que la diferencia de la resistencia entre la roca intacta y los planos de estratificación debe ser considerada en un análisis de estabilidad de pozo¹.

1.5 EL TENSOR DE DEFORMACIONES.

Deformación es el cambio de forma (reacción) de un cuerpo al ser sometido a un campo de esfuerzos. La deformación es positiva cuando es el resultado de una fuerza compresiva, es decir la deformación es positiva cuando la longitud disminuye (figura 23). Contrariamente la deformación es negativa cuando es el resultado de una fuerza de tensión, es decir, la deformación es negativa cuando la longitud aumenta²².

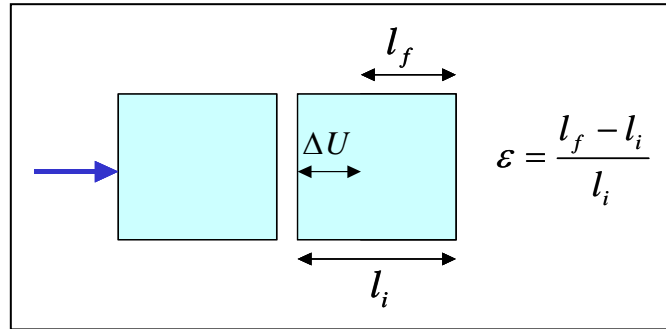


Fig 23. Deformación longitudinal ε (Elongación).

Si la fuerza es de cizalladura, entonces es positiva cuando es el resultado de una fuerza compresiva, es decir cuando el ángulo f aumenta. Contrariamente la cizalladura es negativa cuando es el resultado de una fuerza de tensión, es decir, cuando el ángulo f disminuye (ver figura 24).

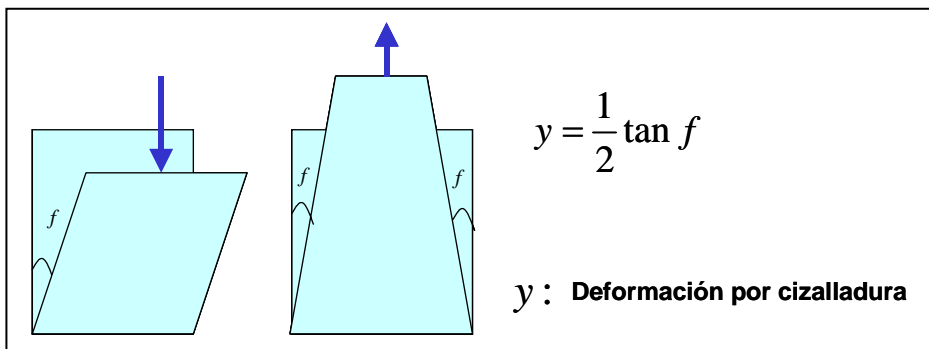


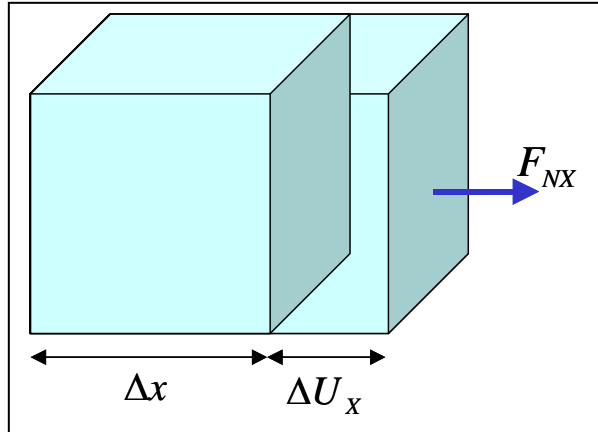
Fig 24. Deformación de cizalladura y (Cambio Angular).

Considérese la figura 25, si se define U_x como el desplazamiento en la dirección X entonces se tiene que:

$$\varepsilon = \frac{l_f - l_i}{l_i} \quad (65)$$

Entonces,
$$\varepsilon = \frac{\Delta x - \Delta U_x - \Delta x}{\Delta x} \quad (66)$$
 por lo tanto,

$$\varepsilon = \frac{\Delta U_x}{\Delta x} \quad \text{Y finalmente} \quad \boxed{\varepsilon = \frac{dU_x}{dx}} \quad (67)$$



De la misma forma para la deformación por cizalladura y considerando la figura 26 se tiene que:

$$\tan f_{XZ} = \frac{\Delta U_Y}{\Delta Z} \quad (68) \quad \text{y} \quad \tan f_{XY} = \frac{\Delta U_Z}{\Delta Y} \quad (69)$$

Entonces la deformación sobre el plano X será:

$$y_{XZ} = \frac{1}{2} (\tan f_{XZ} + \tan f_{XY}) \cong \frac{1}{2} \left(\frac{dU_Y}{dz} + \frac{dU_Z}{dy} \right) \quad (70)$$

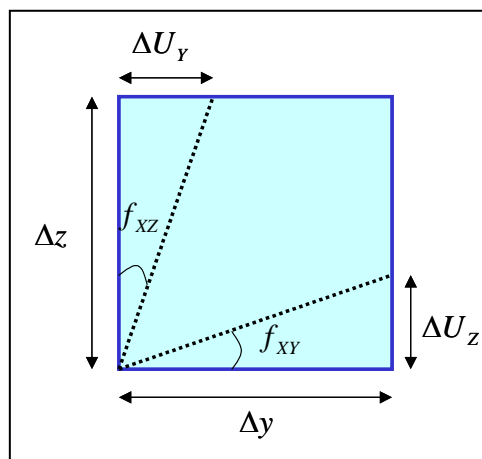


Fig 26. Deformación de cizalladura en X.

De esta manera el tensor de deformaciones estará representado por la siguiente matriz

$$\vec{\mathcal{E}}_T = \begin{pmatrix} \varepsilon_X & y_{XY} & y_{XZ} \\ y_{YX} & \varepsilon_Y & y_{YZ} \\ y_{ZX} & y_{ZY} & \varepsilon_Z \end{pmatrix}$$

Si se realiza el mismo procedimiento para las direcciones Y y Z se obtienen las siguientes ecuaciones para las deformaciones longitudinales:

$$\varepsilon_X = \frac{dU_X}{dx} \quad (71) \quad , \quad \varepsilon_Y = \frac{dU_Y}{dy} \quad (72) \quad y \quad \varepsilon_Z = \frac{dU_Z}{dz} \quad (73)$$

Igualmente para las deformaciones angulares se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$y_{YZ} = \frac{1}{2} \left(\frac{dU_Y}{dz} + \frac{dU_Z}{dy} \right) \quad (75), \quad y_{XY} = \frac{1}{2} \left(\frac{dU_X}{dy} + \frac{dU_Y}{dx} \right) \quad (76) \quad y \quad y_{ZX} = \frac{1}{2} \left(\frac{dU_Z}{dx} + \frac{dU_X}{dz} \right) \quad (77)$$

Ya establecido el tensor de esfuerzos y el tensor de deformaciones, debe existir una función que relacione los dos tensores de tal manera que, conociendo los esfuerzos se puedan obtener las deformaciones y viceversa².

$$\begin{pmatrix} \sigma_X & \tau_{XY} & \tau_{XZ} \\ \tau_{YX} & \sigma_Y & \tau_{YZ} \\ \tau_{ZX} & \tau_{ZY} & \sigma_Z \end{pmatrix} = f \begin{pmatrix} \varepsilon_X & y_{XY} & y_{XZ} \\ y_{YX} & \varepsilon_Y & y_{YZ} \\ y_{ZX} & y_{ZY} & \varepsilon_Z \end{pmatrix}$$

La función f depende del tipo de deformación que se presente, es decir del modelo teórico de deformación que se presente ya sea elástico o plástico.

1.6 MÓDULOS ELÁSTICOS.

La teoría de elasticidad lineal conduce a situaciones donde existe una relación lineal entre los esfuerzos aplicados y las deformaciones resultantes. La mayoría de las rocas no se comportan linealmente cuando se aplican grandes esfuerzos, pero su comportamiento puede ser descrito por la relación lineal si los cambios en estos esfuerzos aplicados son lo suficientemente pequeños²

Por ejemplo, si un cuerpo rocoso está sujeto a fuerzas directas durante unos pocos minutos, horas, o días, éste usualmente experimenta 4 etapas de deformación: Elástica, elástica viscosa, plástica, y ruptura. Las 4 etapas son dependientes de la elasticidad, viscosidad, y rigidez de la roca así como de la historia de esfuerzos, temperatura, tiempo presión de poro y anisotropía².

La deformación es elástica si cuando se retira el esfuerzo aplicado, el cuerpo retorna a su forma y tamaño original. En una deformación puramente elástica, la deformación es una función lineal del esfuerzo aplicado, y el material obedece a la ley de Hook como se muestra en la figura 27^a.

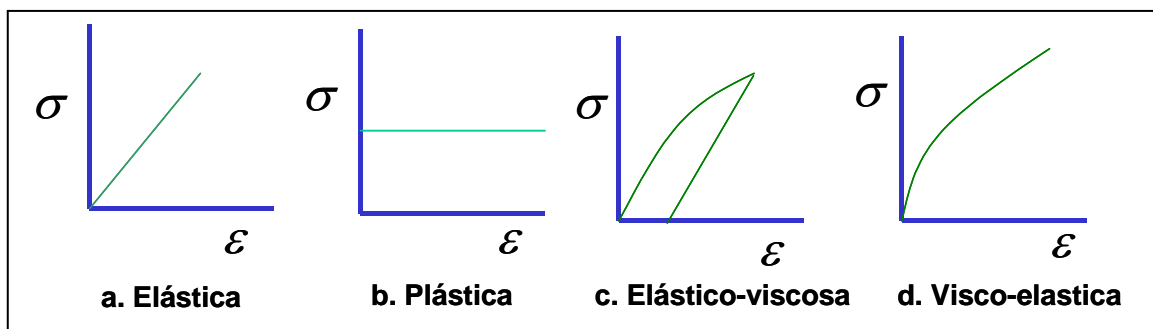


Fig 27. Relaciones esfuerzo-Deformación.

$$\sigma = E * \varepsilon \quad (78)$$

Donde E es el módulo de elasticidad. Dicho parámetro, el cual es conocido también como el módulo de Young, es una medida de la capacidad de la roca para resistir deformación. Si un núcleo cilíndrico está sujeto a un esfuerzo paralelo a su eje longitudinal y en tensión, entonces se incrementará su longitud, mientras que su diámetro se hará más pequeño. Si el esfuerzo es en la misma

dirección pero en diferente sentido, es decir, en compresión, entonces su longitud disminuirá mientras que su diámetro se hará más grande²¹. La relación de la deformación transversal y la deformación axial es conocida como **la relación de Poisson**, ν ó:

$$\nu = \frac{\varepsilon_{lateral}}{\varepsilon_{axial}} = \frac{\Delta d / d_o}{\Delta L / L_o} \quad (79)$$

Donde:

d_o = Diámetro original del núcleo cilíndrico.

Δd = Cambio de diámetro.

L_o = Longitud original del núcleo.

ΔL = Cambio de longitud.

Los valores típicos para una roca en yacimientos están entre 0.15 y 0.25.

Usando estos términos, **el módulo de Young** puede expresarse de la siguiente forma:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon_{axial}} = \frac{F / A}{\Delta L / L_o} \quad (80)$$

Donde F/A es la carga por unidad de área, Otra constante elástica importante es el **módulo de rigidez** (G), el cual mide la resistencia de un cuerpo a cambiar de forma, y es expresada de la siguiente manera:

$$G = \frac{\text{Esfuerzo} - \text{por} - \text{cizalladura}}{\text{Deformación} - \text{por} - \text{cizalladura}} = \frac{\tau}{\gamma}$$

Otra de las constantes elásticas de la roca es el módulo de Bulk (K), o también llamado módulo volumétrico, el cual es la relación del cambio en la presión hidrostática (esfuerzo), correspondiente a la deformación volumétrica²¹:

$$K = \frac{\Delta p}{\Delta V / V_o} \quad (81)$$

Donde Δp es el cambio en la presión hidrostática, ΔV es el cambio en volumen, y V_o es el volumen original. El módulo volumétrico es el recíproco de la compresibilidad de la matriz C_r .

$$K = \frac{1}{C_r} \quad (82)$$

Las cuatro constantes elásticas no son independientes una de la otra, y si dos de ellas son conocidas, es posible derivar las otras dos de las siguientes expresiones:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (82), \quad K = \frac{E}{3(1-2\nu)} \quad (83), \quad E = \frac{9KG}{3K+G} \quad (84) \quad \text{y} \quad \nu = \frac{3K-2G}{2(3K+G)} \quad (85)$$

Los materiales isotrópicos son aquellos cuya respuesta es independiente de la orientación del esfuerzo aplicado. Para tales materiales los ejes principales de esfuerzo y los ejes principales de deformaciones siempre coinciden²

1.6.1 Ecuaciones constitutivas de esfuerzo-deformación.

Si se considera un cuerpo que está sujeto a dos esfuerzos: un esfuerzo vertical σ_V y un esfuerzo horizontal σ_H tal como se muestra en la figura 28. Se tiene entonces que²²:

$$\sigma_V = E^* \varepsilon_{V1} \quad (86)$$

Entonces

$$\varepsilon_{V1} = \frac{\sigma_V}{E} \quad (87)$$

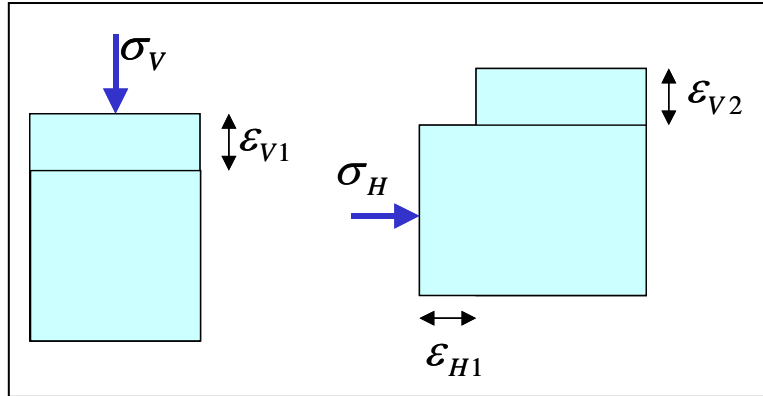


Fig 28. Deformación total en la dirección vertical

De igual forma se tiene que:

$$\nu = -\frac{\epsilon_{V2}}{\epsilon_{H1}} \quad (88)$$

De manera que, $\epsilon_{V2} = -\nu^* \epsilon_{H1} \quad (89)$

De esta forma la deformación total vertical es igual a la suma de las deformaciones verticales:

$$\epsilon_{VT} = \epsilon_{V1} + \epsilon_{V2} = \frac{\sigma_V}{E} - \nu^* \epsilon_{H1} \quad (90) \quad , \quad \text{finalmente la ecuación}$$

queda:

$$\epsilon_{VT} = \frac{\sigma_V}{E} - \nu^* \frac{\sigma_H}{E} \quad (91);$$

$$\epsilon_{VT} = \frac{1}{E} (\sigma_V - \nu^* \sigma_H) \quad (92)$$

Sin embargo un estado bidimensional de esfuerzos no implica un estado de deformación bidimensional, por tanto existirá una deformación adicional, perpendicular a las direcciones donde se aplicaron los esfuerzos²².

$$\varepsilon_{HT} = \frac{1}{E} (\sigma_H - \nu^* \sigma_V) \quad (93)$$

En resumen:

$$\varepsilon_{VT} = \frac{1}{E} (\sigma_V - \nu^* \sigma_H) \quad (94), \quad \varepsilon_{HT} = \frac{1}{E} (\sigma_H - \nu^* \sigma_V) \quad (95), \quad \varepsilon_{Perp} = \frac{\nu}{E} (\sigma_H + \sigma_V) \quad (96)$$

Si se hace una extensión de las ecuaciones constitutivas anteriores a un estado tridimensional (3D) quedarán las siguientes ecuaciones:

$$\varepsilon_X = \frac{1}{E} [\sigma_X - \nu(\sigma_Y + \sigma_Z)] \quad (97)$$

$$\varepsilon_Y = \frac{1}{E} [\sigma_Y - \nu(\sigma_X + \sigma_Z)] \quad (98)$$

$$\varepsilon_Z = \frac{1}{E} [\sigma_Z - \nu(\sigma_X + \sigma_Y)] \quad (99)$$

Adicionalmente:

$$y_{XY} = \frac{\tau_{XY}}{G} \quad (100), \quad y_{XZ} = \frac{\tau_{XZ}}{G} \quad (101), \quad y_{YZ} = \frac{\tau_{YZ}}{G} \quad (102)$$

Existen diferentes modelos para relacionar el tensor deformaciones con el tensor esfuerzos, aquí se ha presentado únicamente el modelo elástico. Gracias a la relación existente es posible medir únicamente las deformaciones y derivar los esfuerzos, algo que resulta muy útil ya que las deformaciones están relacionadas así mismo con los desplazamientos, y como se puede apreciar, los desplazamientos son únicamente tres, de tal manera que si se quisiese introducir ecuaciones en un simulador para calcular esfuerzos, es más fácil trabajar únicamente con tres incógnitas (desplazamientos) que con nueve incógnitas (esfuerzos).

1.7 ECUACIONES DE EQUILIBRIO DE ESFUERZOS.

Como se dijo anteriormente, además de las fuerzas que actúan sobre la superficie, también pueden existir fuerzas que actúen en cada parte del mismo cuerpo. Si se denota X , Y y Z las componentes de fuerza de cuerpo por unidad de masa actuando en el punto x , y , z de un cuerpo. Por ejemplo considérese una pequeña parte de un volumen ΔV de material con densidad ρ . Si z es el eje vertical, la fuerza de cuerpo debido a la gravedad sobre este pequeño volumen es $\rho Z \Delta V = \rho g \Delta V$, donde g es la aceleración de la gravedad. X es positivo si éste actúa en la dirección negativa de X debido a la convección de signos con respecto a los esfuerzos².

Un elemento de volumen en una formación, no está únicamente sujeto a la fuerza de gravedad sino que también debe cargar el peso de la formación que está por encima de éste. Dicho peso incrementa con la profundidad la que se ese elemento de volumen.

Para que un elemento permanezca estático todas las fuerzas que actúan sobre él deben cancelarse. Ésta característica produce una simetría en el tensor esfuerzos. Adicionalmente también produce un conjunto de ecuaciones para los gradientes de esfuerzo. Estas ecuaciones son llamadas ecuaciones de equilibrio.

Considérese un paralelepípedo como se muestra en la figura 29 las fuerzas que actúan sobre este cuerpo en la dirección x son²:

$$\text{Fuerza normales:} \quad -\sigma_x \Delta y \Delta z + \left(\sigma_x + \frac{d\sigma_x}{dx} \Delta x \right) \Delta y \Delta z \quad (103)$$

$$\text{Fuerza de cizalladura:} \quad -\tau_{yx} \Delta x \Delta z + \left(\tau_{yx} + \frac{d\tau_{yx}}{dy} \Delta y \right) \Delta x \Delta z \quad (104)$$

$$-\tau_{zx} \Delta x \Delta y + \left(\tau_{zx} + \frac{d\tau_{zx}}{dz} \Delta z \right) \Delta x \Delta y \quad (105)$$

Fuerzas de Cuerpo: $\rho X \Delta y \Delta x \Delta z$

Sumando las cuatro ecuaciones anteriores, dividiendo por $\Delta y \Delta x \Delta z$ y tomado límites cuando los cambios tienden a 0, se llega a la conclusión de que existirá equilibrio si:

$$\frac{d\sigma_x}{dx} + \frac{d\tau_{yx}}{dy} + \frac{d\tau_{zx}}{dz} + \rho X = 0 \quad (106)$$

De forma similar para las fuerzas en las direcciones y, z se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$\frac{d\sigma_y}{dy} + \frac{d\tau_{yx}}{dx} + \frac{d\tau_{zy}}{dz} + \rho Y = 0 \quad (107)$$

$$\frac{d\sigma_z}{dz} + \frac{d\tau_{xz}}{dx} + \frac{d\tau_{yz}}{dy} + \rho Z = 0 \quad (108)$$

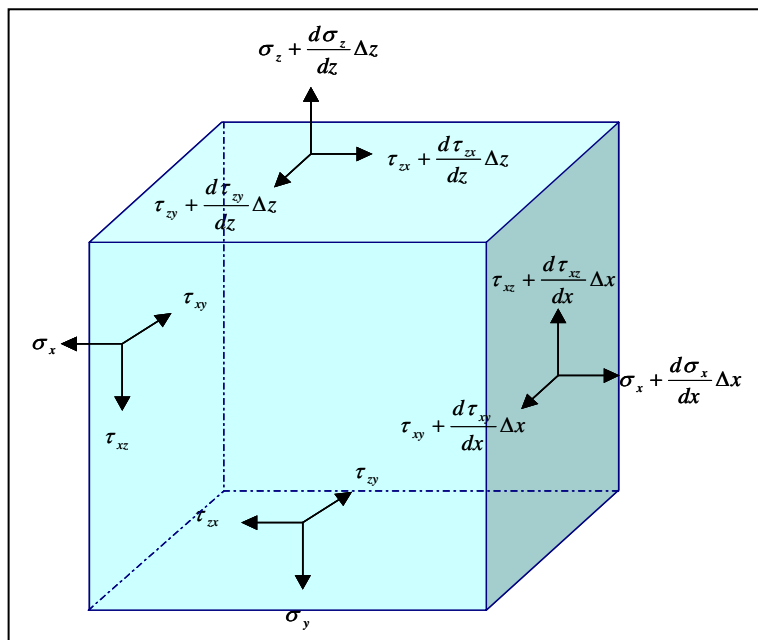


Fig 29. Ecuaciones de equilibrio de esfuerzos

Estas ecuaciones son las ecuaciones de equilibrio en términos de esfuerzos. Las ecuaciones toman una simple forma particular²:

$$\sum_i \frac{d\sigma_{ij}}{dx_j} + \rho X_i = 0 \quad (109)$$

1.8 ESFUERZOS IN SITU.

Una cuenca sedimentaria puede ser expuesta a esfuerzos tectónicos creando ciclos repetidos de elevación y depresión. Adicionalmente, ocurren la erosión, cambios en el medioambiente de depositación, cambios en la tasa de sedimentación, disolución y cementación de material cementante etc. Estas actividades geológicas también afectan las propiedades de las rocas, incluyendo los esfuerzos in situ y presión de poro. El estado de esfuerzos in situ en una localidad además generalmente refleja la densidad de las formaciones, la historia de movimientos tectónicos, y los esfuerzos térmicos y residuales en la región. Por esta razón el campo de esfuerzos in situ es rara vez litostático².

Normalmente, una formación en el subsuelo, tiene que soportar el peso de todas las capas que estén por encima de ésta. El esfuerzo vertical a una profundidad Z , causado por una columna homogénea de capas de material, es $\sigma_z = \rho g Z$ donde ρ es la densidad del material y g es la aceleración de la gravedad. Si la densidad varía con la profundidad, el esfuerzo vertical a una profundidad Z se puede calcular así:

$$\sigma_z = \int_0^Z \rho(Z) g dZ \quad (110)$$

El eje Z está alineado con la dirección de la profundidad, es decir que $Z = 0$ corresponde a la superficie de la tierra. Cuando los esfuerzos son hidrostáticos e iguales al esfuerzo total vertical (peso de los sólidos más presión del fluido de poro), recibe el nombre de esfuerzo total litostático².

El valor del esfuerzo total vertical se encuentra integrando el registro de densidad para una determinada profundidad. El gradiente del esfuerzo vertical tiene normalmente valores entre 18,1 y 22,6 Kpa/m (0,8-1,0 Psi) a las profundidades de interés para los ingenieros de petróleos (aproximadamente 4000-5000m)².

Los esfuerzos ortogonales al esfuerzo vertical son los esfuerzos horizontales, si una región presenta esfuerzos horizontales iguales, entonces se les denomina esfuerzos isotrópicos. Por el contrario si los esfuerzos horizontales no son iguales entonces existirá un esfuerzo máximo σ_H y un esfuerzo mínimo horizontal σ_h , y se denominarán esfuerzos anisotrópicos. El estado de esfuerzos in situ completo de una roca puede ser descrito usando los tres esfuerzos de roca “totales” y la presión de poro como sigue⁹:

- El esfuerzo de overburden ejercido por la columna litostática (σ_v).
- El máximo esfuerzo horizontal (σ_H).
- EL mínimo esfuerzo horizontal (σ_h).
- La presión de poro dentro de la roca (P_p).

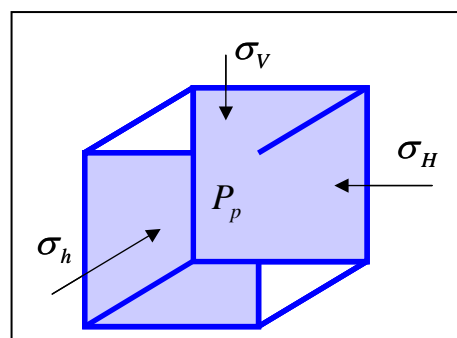


Fig 30. Esfuerzos in situ

Si se sustrae la presión de poro (P_p) de cada esfuerzo total, se tienen tres esfuerzos de grano “grain” en la roca. Otros nombres usados son esfuerzo de “matriz” o esfuerzo “efectivo”. Normalmente ellos se representan por un esfuerzo de overburden (σ'_v) y dos esfuerzos horizontales (σ'_H y σ'_h)⁹.

1.8.1 Medición de los esfuerzos in situ.

Para aplicar cualquier análisis de estabilidad de pozo es importante conocer tanto la magnitud como la dirección de los esfuerzos principales que actúan en la localidad del pozo. Existen diferentes métodos para obtener la magnitud de los esfuerzos principales, algunos de ellos están basados en análisis de falla de pozo, otros mediante correlaciones y otros en pruebas de fracturamiento realizadas en el pozo.

Algunas ecuaciones elásticas lineales fueron desarrolladas para el cálculo de los esfuerzos en las paredes del pozo (Hubert y Willis, 1957, Bradley 1979). Sin embargo fueron limitadas en sus aplicaciones debido a la ausencia de datos en la resistencia in-situ de los shales. Esto comenzó a cambiar con el desarrollo de métodos para determinar la resistencia del shale a partir de análisis de ripios (Steiger y Leung, 1990). Las ecuaciones pueden ahora ser aplicadas cuantitativamente para diseñar densidades de fluidos de perforación que estabilicen los shales débiles intrínsecamente. Este modelo de aproximación requiere análisis de ripios, presión de poro y datos de esfuerzos para producir una grafica que prescriba el peso del lodo que haga estable el pozo versus la profundidad. Una amplia aplicación de esta tecnología promovió el desarrollo de métodos de campo mejorados para obtener los datos de esfuerzos necesarios para el modelamiento computarizado de las falla de pozo²⁵.

El uso de la presión hidráulica en pozos para fracturar la roca, es la mayor fuente usada para el conocimiento del estado de esfuerzos. La física del proceso ha sido evaluada por Gubert y Willis (1957) Scheidgger (1962), entre otros²³.

Cuando la fractura es producida, la magnitud y orientación del tensor esfuerzos en el plano normal al eje del pozo puede ser determinada. La magnitud del esfuerzo mínimo σ_h es estimada directamente de la presión de cierre. La orientación de σ_H es evaluada directamente de la orientación del la fractura y la magnitud de σ_H es obtenida de la siguiente expresión²³:

$$\sigma_H = 3\sigma_h + \tau_o - KPb - (2 - K)Po \quad (111)$$

Donde P_o es la presión de poro en la masa rocosa, K es una constante poroelástica (con frecuencia aproximadamente igual a 1). La resistencia tensil τ_o puede ser estimada a través de pruebas de laboratorio. Pb Es la presión de cierre²³

La prueba leak-off (LOT) y la fractura hidráulica comparten el mismo fundamento teórico. El propósito principal de esta prueba es generar información acerca de la integridad del revestimiento y la formación. Sin embargo la prueba Leak-off ha sido usada también para estimar los esfuerzos, y se asume que la presión de leak-off indica que la fractura esta formándose y es aproximadamente igual al esfuerzo mínimo. Por otra parte también se ha desarrollado un método mejorado para la obtención de los esfuerzos llamado prueba leak-off extendida (ELOT), Kunze y Steiger (1991), cuyo principio de ejecución es el mismo, pero además se realizan ciclos repetidos de presurización²³.

Otra técnica usada es la técnica de fracturas en la pared del pozo inducida por fallas tensiles, donde el esfuerzo máximo horizontal σ_H es calculado en el intervalo en el cual la fractura por tensión es identificada por medio de una imagen de pozo UBI (Ultrasonic Borehole Image) o FMI (Fullbore Formation MicroImager). El esfuerzo tangencial mínimo es calculado mediante la ecuación²³:

$$\sigma_\theta = 3\sigma_h - \sigma_H - Pw - Po \quad (112)$$

Donde Pw es la presión del lodo y P_o es la presión de poro. La magnitud del esfuerzo máximo σ_H puede ser estimada mediante la siguiente expresión:

$$\sigma_{H\theta} = 3\sigma_h - \tau_o - Pw - Po \quad (113)$$

Otra técnica muy conocida para el cálculo de la magnitud y la orientación de los esfuerzos in situ es la técnica de Breakouts, donde la magnitud del esfuerzo máximo es calculada mediante el uso del espesor del Breakout si de ante mano se conoce la resistencia compresiva de la roca) El principio fundamental es discutido por Barton et al (1988). La estimación de la magnitud de los esfuerzos es mejorada si el esfuerzo mínimo principal es conocido de pruebas de fracturamiento hidráulico o pruebas leak-off (Zoback y Haimson, 1982). Los siguientes datos de registros orientados pueden ser usados para analizar los breakouts²³:

- Datos registrados de un Caliper de 4 brazos por herramientas de geometría de pozo y herramientas Dipmeter
- Imágenes de pozo de FMS y FMI.
- Alta resolución de imágenes de pozo registradas por el BHTV.

En cuanto a correlaciones usadas comúnmente en la industria, Berckeler y Van Eekelen derivaron una relación entre el esfuerzo mínimo horizontal y la profundidad para varias partes del mundo. Ellos establecieron las dos siguientes correlaciones que son validas para arenas normalmente presionadas²¹.

$$\sigma_{h \min} = 0.053D^{1.145} + 0.46(P_p - P_{p0}) \quad \text{Para } D \leq 3500 \text{ m (2b)} \quad (114)$$

$$\sigma_{h \min} = 0.264D - 317 + 0.46(P_p - P_{p0}) \quad \text{Para } D > 3500 \text{ m (3b)} \quad (115)$$

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.

Para el caso de la dirección de los esfuerzos principales horizontales, es fácil predecir la dirección aproximada puntual de los esfuerzos, si se conoce la

dirección de fallas de pozo tales como el Breakout o el fracturamiento hidráulico. En el caso del Breakout, el esfuerzo mínimo horizontal σ_h se orientara paralelo a la zona elongada del pozo es decir en la dirección del Breakout. Por el contrario el esfuerzo horizontal máximo σ_H se orientara perpendicular al esfuerzo mínimo horizontal σ_h (figura 31).

En resumen las diferentes técnicas utilizadas para la obtención de la magnitud y dirección de los esfuerzos in situ en una región determinada son²⁵:

- Técnicas de overcoring.
- Técnica de fracturamiento hidráulico.
- Técnica de leak Off Test.
- Técnica de fracturas en la pared del pozo inducida por falla tensil.
- Técnica de breakouts.

1.9 ESFUERZOS ALREDEDOR DEL POZO.

Debido a la geometría, los esfuerzos sobre la roca alrededor del pozo serán una función de la posición relativa al pozo. La perforación de un pozo, cambia el estado de esfuerzos inicial que existía en la formación (esfuerzos in situ), y causa una redistribución de estos esfuerzos alrededor del pozo¹. Adicionalmente dependiendo de la presión del lodo junto con los esfuerzos in situ sobre la roca, se ocasionará un régimen de esfuerzos alrededor del pozo distinto al régimen inicial de esfuerzos que existía antes de la perforación. Debido a esto, se deben calcular los esfuerzos alrededor del pozo para subsecuentemente analizar la posibilidad de falla, debido al nuevo estado de esfuerzos. Este nuevo estado de esfuerzos podría exceder la resistencia de la roca, y por lo tanto conllevar a una falla. Dicha falla puede ocurrir cuando se excede la resistencia tensil, ó cuando se excede la resistencia compresiva de la formación².

1.9.1 Esfuerzos y deformaciones en coordenadas cilíndricas.

Para poder examinar los esfuerzos en la roca que rodea el pozo, es conveniente expresar los esfuerzos y deformaciones en coordenadas cilíndricas. Los esfuerzos en el punto P (ver figura 31a), identificados por las coordenadas cilíndricas r, θ y Z están denotados como $\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z, \tau_{r\theta}, \tau_{rz}$ y $\tau_{\theta z}$. σ_r Es llamado el esfuerzo radial, σ_θ es llamado el esfuerzo tangencial (hoop), y σ_z e el esfuerzo axial. Los tres esfuerzos relacionados en coordenadas cartesianas son²:

$$\sigma_r = \sigma_x \cos^2 \theta + \sigma_y \sin^2 \theta + 2\tau_{xy} \sin \theta \cos \theta \quad (116)$$

$$\sigma_\theta = \sigma_x \sin^2 \theta + \sigma_y \cos^2 \theta - 2\tau_{xy} \sin \theta \cos \theta \quad (117)$$

$$\sigma_z = \sigma_z \quad (118)$$

$$\tau_{r\theta} = (\sigma_y - \sigma_x) \sin \theta \cos \theta + \tau_{xy} (\cos^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (119)$$

$$\tau_{rz} = \tau_{xy} \cos \theta + \tau_{yz} \sin \theta \quad (120)$$

$$\tau_{\theta z} = \tau_{yz} \cos \theta - \tau_{xy} \sin \theta \quad (121)$$

Las deformaciones en coordenadas cilíndricas se denotan $\varepsilon_r, \varepsilon_\theta, \varepsilon_z, \gamma_{r\theta}, \gamma_{rz}$ y $\gamma_{\theta z}$. Si el desplazamiento en la dirección r es denotado como u , en la dirección θ como v , y en la dirección z como w (ver figura 31b), las deformaciones son:

$$\varepsilon_r = \frac{du}{dr} \quad (122) \quad \gamma_{r\theta} = \frac{1}{2r} \left(\frac{du}{dr} - v \right) + \frac{dv}{dr} * \frac{1}{2} \quad (123)$$

$$\varepsilon_\theta = \frac{1}{r} \left(u + \frac{dv}{d\theta} \right) \quad (123) \quad \gamma_{rz} = \frac{1}{2} \left(\frac{dw}{dr} + \frac{du}{dz} \right) \quad (124)$$

$$\varepsilon_z = \frac{dw}{dz} \quad (124) \quad \gamma_{\theta z} = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{r} \frac{dw}{d\theta} + \frac{dv}{dz} \right) \quad (125)$$

Estos esfuerzos relacionados con coordenadas cartesianas son:

$$\varepsilon_r = \varepsilon_x \cos^2 \theta + \varepsilon_y \sin^2 \theta + 2\gamma_{xy} \sin \theta \cos \theta \quad (126)$$

$$\varepsilon_{\theta} = \varepsilon_X \sin^2 \theta + \varepsilon_Y \cos^2 \theta - 2y_{XY} \sin \theta \cos \theta \quad (127)$$

$$\varepsilon_Z = \varepsilon_Z \quad (128)$$

$$y_{r\theta} = (\varepsilon_Y - \varepsilon_X) \sin \theta \cos \theta + y_{XY} (\cos^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (129)$$

$$y_{rZ} = y_{XY} \cos \theta + y_{YZ} \sin \theta \quad (130)$$

$$y_{\theta Z} = y_{YZ} \cos \theta - y_{XY} \sin \theta \quad (131)$$

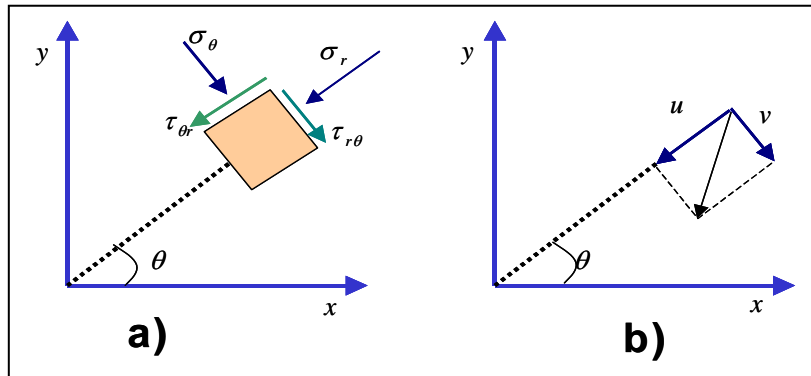


Fig 31. Esfuerzos y desplazamientos en coordenadas cilíndricas.

Para un material isotrópico, también se pueden transformar las relaciones esfuerzo-deformación a coordenadas cilíndricas.

$$\sigma_r = (\lambda + 2G)\varepsilon_r + \lambda\varepsilon_{\theta} + \lambda\varepsilon_Z \quad (132)$$

$$\sigma_{\theta} = \lambda\varepsilon_r + (\lambda + 2G)\varepsilon_{\theta} + \lambda\varepsilon_Z \quad (133)$$

$$\tau_{r\theta} = 2Gy_{r\theta} \quad (134)$$

$$\tau_{rZ} = 2Gy_{rZ} \quad (135)$$

$$\tau_{\theta Z} = 2Gy_{\theta Z} \quad (136)$$

Finalmente también las ecuaciones de equilibrio de esfuerzos pueden ser expresadas en coordenadas cilíndricas así:

$$\frac{d\sigma_r}{dr} + \frac{1}{r} \frac{d\tau_{\theta r}}{d\theta} + \frac{d\tau_{Zr}}{dz} + \frac{\sigma_r - \sigma_{\theta}}{r} + \rho R = 0 \quad (137)$$

$$\frac{1}{r} \frac{d\sigma_{\theta}}{d\theta} + \frac{d\tau_{r\theta}}{dr} + \frac{d\tau_{z\theta}}{dz} + \frac{2\tau_{r\theta}}{r} + \rho\theta = 0 \quad (138)$$

$$\frac{d\sigma_z}{dz} + \frac{d\tau_{rz}}{dr} + \frac{1}{r} \frac{d\tau_{\theta z}}{d\theta} + \frac{\tau_{rz}}{r} + \rho Z = 0 \quad (139)$$

1.9.2 Esfuerzos alrededor de un pozo – Solución lineal elástica.

Es la solución más general, para un pozo desviado donde los esfuerzos horizontales principales son anisotrópicos y asumiendo que los esfuerzos principales in situ en la formación virgen son: σ_v , el esfuerzo vertical, σ_H el mayor esfuerzo horizontal y σ_h el menor esfuerzo horizontal. En un sistema coordenado $((x', y', z'))$ está orientado de tal manera que x' es paralelo a σ_H , y' es paralelo a σ_h , y z' es paralelo a σ_v es decir z' es vertical. Los esfuerzos en la vecindad del pozo se describen en el sistema de coordenadas (x, y, z) donde el eje z es paralelo al eje axial del pozo. Adicionalmente se escogerá el eje y horizontal al pozo. Y el eje x a la dirección radial del pozo tal como se muestra en la figura 32².

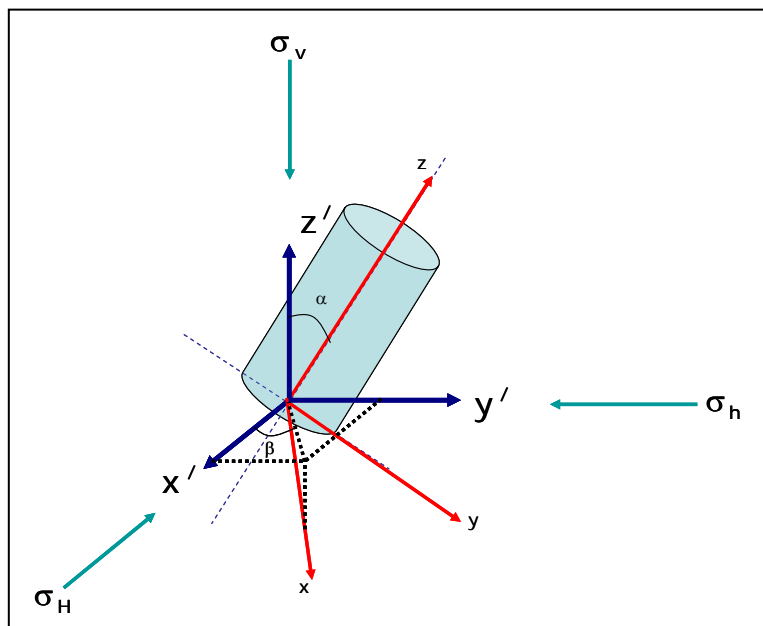


Fig 32. Sistema coordenado para un pozo desviado.

La transformación desde (x', y', z') a (x, y, z) puede obtenerse mediante dos operaciones: Una rotación β alrededor del eje z' y una rotación α alrededor del eje y . El ángulo α representa la inclinación del pozo, y el ángulo β representa el azimut o desviación del pozo. La transformación puede ser descrita matemáticamente mediante los cosenos directores²:

$i_{xx'}, i_{xy'}, i_{xy'}$ = Los cosenos de los ángulos entre el eje x y los ejes (x', y', z') , respectivamente.

$i_{yx'}, i_{yy'}, i_{yy'}$ = Los cosenos de los ángulos entre el eje y y los ejes (x', y', z') , respectivamente.

$i_{zx'}, i_{zy'}, i_{zy'}$ = Los cosenos de los ángulos entre el eje z y los ejes (x', y', z') , respectivamente.

La dirección de los cosenos relacionada con los ángulos α y β como:

$$\begin{aligned} i_{xx'} &= \cos \beta \cos \alpha & i_{yx'} &= -\sin \beta & i_{zx'} &= \cos \beta \sin \alpha \\ i_{xy'} &= \sin \beta \cos \alpha & i_{yy'} &= \cos \beta & i_{zy'} &= \sin \beta \sin \alpha \\ i_{xz'} &= -\sin \alpha & i_{yz'} &= 0 & i_{zz'} &= \cos \alpha \end{aligned}$$

Expresado en el eje coordenado (x, y, z) , los esfuerzos in situ σ_H , σ_h , y σ_V se convierten en:

$$\sigma_x = i_{xx'}^2 \sigma_H + i_{xy'}^2 \sigma_h + i_{xz'}^2 \sigma_V \quad (140)$$

$$\sigma_y = i_{yx'}^2 \sigma_H + i_{yy'}^2 \sigma_h + i_{yz'}^2 \sigma_V \quad (141)$$

$$\sigma_z = i_{zx'}^2 \sigma_H + i_{zy'}^2 \sigma_h + i_{zz'}^2 \sigma_V \quad (142)$$

$$\tau_{xy} = i_{xx'} i_{yx'} \sigma_H + i_{xy'} i_{yy'} \sigma_h + i_{xz'} i_{yz'} \sigma_V \quad (143)$$

$$\tau_{yz} = i_{yx'} i_{zy'} \sigma_H + i_{yy'} i_{zy'} \sigma_h + i_{yz'} i_{zz'} \sigma_V \quad (144)$$

$$\tau_{zx} = i_{zx'} i_{xx'} \sigma_H + i_{zy'} i_{xy'} \sigma_h + i_{zz'} i_{xz'} \sigma_V \quad (145)$$

Si se asume que no hay desplazamiento a lo largo del eje x (condición de deformación plana), la solución de esfuerzos se puede encontrar en Jeager y Cook (1979). De acuerdo con Bradley (1979), la solución a los esfuerzos alrededor del pozo es²⁴:

$$\sigma_r = \left(\frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \right) \left(1 - \frac{R^2}{r^2} \right) + \left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \right) \left(1 + 3 \frac{R^4}{r^4} - 4 \frac{R^2}{r^2} \right) \cos 2\theta + \tau_{xy} \left(1 + 3 \frac{R^4}{r^4} - 4 \frac{R^2}{r^2} \right) \sin 2\theta + p_w \frac{R^2}{r^2} \quad (146)$$

$$\sigma_\theta = \left(\frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \right) \left(1 + \frac{R^2}{r^2} \right) - \left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \right) \left(1 + 3 \frac{R^4}{r^4} \right) \cos 2\theta - \tau_{xy} \left(1 + 3 \frac{R^4}{r^4} \right) \sin 2\theta - p_w \frac{R^2}{r^2} \quad (147)$$

$$\sigma_z = \sigma_z - \nu \left(2 \left(\sigma_x - \sigma_y \right) \frac{R^2}{r^2} \cos 2\theta + 4 \tau_{xy} \frac{R^2}{r^2} \sin 2\theta \right) \quad (148)$$

$$\tau_{r\theta} = \left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \right) \left(1 + 3 \frac{R^4}{r^4} - 4 \frac{R^2}{r^2} \right) \sin 2\theta + \tau_{xy} \left(1 - 3 \frac{R^4}{r^4} + 2 \frac{R^2}{r^2} \right) \cos 2\theta \quad (149)$$

$$\tau_{\theta z} = \left(-\tau_{xy} \sin \theta + \tau_{yz} \cos \theta \right) \left(1 + \frac{R^2}{r^2} \right) \quad (150)$$

$$\tau_{rz} = \left(\tau_{xy} \cos \theta + \tau_{yz} \sin \theta \right) \left(1 - \frac{R^2}{r^2} \right) \quad (151)$$

Donde: σ_r es el esfuerzo Radial, σ_θ es el esfuerzo Tangencial y σ_z es el esfuerzo axial. R es el radio del pozo y r es la distancia en pies, a partir del pozo en dirección horizontal y P_w es la presión del pozo. Con esta información se puede obtener la distribución de esfuerzos alrededor de pozo tal como se muestra en la figura 32b.

Por lo tanto los esfuerzos σ_x , σ_y , y σ_z , son obtenidos mediante un sistema de coordenadas local en una transformación de esfuerzos con la siguiente matriz²⁴:

$$\begin{Bmatrix} \sigma_x \\ \sigma_y \\ \sigma_z \\ \sigma_{xy} \\ \sigma_{yz} \\ \sigma_{xz} \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{xx'}^2 & I_{xy'}^2 & I_{xz'}^2 \\ I_{yx'}^2 & I_{yy'}^2 & I_{yz'}^2 \\ I_{zx'}^2 & I_{zy'}^2 & I_{zz'}^2 \\ I_{xx'}, I_{yx'} & I_{xy'}, I_{yy'} & I_{xz'}, I_{yz'} \\ I_{yx'}, I_{zx'} & I_{yy'}, I_{zy'} & I_{yz'}, I_{zz'} \\ I_{zx'}, I_{xx'} & I_{zy'}, I_{xy'} & I_{zz'}, I_{xz'} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \sigma_{x'} \\ \sigma_{y'} \\ \sigma_{z'} \end{Bmatrix}$$

Las condiciones de frontera en el pozo son: $\sigma_r = Pw$ y $\tau_{r\theta} = \tau_{rZ}$, la solución elástica para la pared del pozo esta dada por¹⁹:

$$\sigma_\theta = \sigma_x + \sigma_y - Pw(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta - 4\tau_{xy} \sin 2\theta \quad (152)$$

$$\sigma_z = \sigma_z - v[2(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta + 4\tau_{xy} \sin 2\theta] \quad (153)$$

$$\tau_{\theta z} = 2(\tau_{yz} \cos \theta - \tau_{xz} \sin \theta) \quad (154)$$

Donde v es la relación de Poisson y θ es medido desde el eje x .

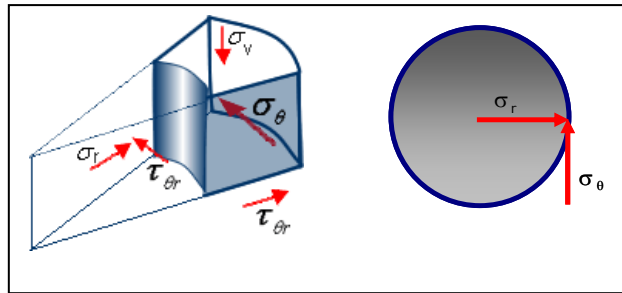


Fig.32b. Esfuerzos alrededor del pozo en coordenadas cilíndricas.

1.9.3 Esfuerzos principales

Para una orientación especial del eje de coordenadas, el tensor de esfuerzos tiene una forma particularmente simple.

$$\sigma = \sigma_x \cos^2 \theta + \sigma_y \sin^2 \theta + \tau_{xy} \sin 2\theta \cos \theta$$

$$\tau = \frac{1}{2}(\sigma_y - \sigma_x) \sin 2\theta + \tau_{xy} \cos 2\theta$$

Escogiendo un adecuado valor de θ , es posible obtener un $\tau = 0$. De las ecuaciones anteriores se ve que esto sucede cuando:

$$\tan 2\theta = \frac{2\tau_{xy}}{\sigma_x - \sigma_y} \quad (179)$$

La ecuación (13) tiene dos soluciones, θ_1 y θ_2 . Las dos soluciones corresponden a las dos direcciones para las cuales el esfuerzo de corte (τ) desaparece. Estas dos direcciones son llamadas ejes principales de esfuerzo. Los correspondientes esfuerzos normales σ_1 y σ_2 son llamados esfuerzos principales, y son hallados introduciendo los valores de θ_1 y θ_2 , respectivamente dentro de la ecuación (12):

$$\begin{aligned}\sigma_1 &= \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) + \sqrt{\tau_{xy}^2 + \frac{1}{4}(\sigma_x - \sigma_y)^2} \\ \sigma_2 &= \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) - \sqrt{\tau_{xy}^2 + \frac{1}{4}(\sigma_x - \sigma_y)^2}\end{aligned}\tag{180}$$

Es conveniente escoger una notación tal que $\sigma_1 > \sigma_2$.

2. MECANISMOS DE FALLA DE POZO.

Durante el proceso de perforación suelen presentarse diferentes problemas. Entre los más comunes se encuentran: la pega de tubería, dificultades para mover la sarta dentro del pozo, hueco estrecho o agrandamiento del mismo, bit bailing (cuando la broca se queda patinando en un solo sitio) y caving (generación de cavernas por desprendimiento de las paredes de la formación) etc. Por otra parte, también ocurren problemas en la etapa de producción del pozo, las más importantes son: deformaciones en el revestimiento y en la tubería de producción y la producción de arena. La frecuencia de estos problemas pueden ser signos de inestabilidad de pozo.

Después de detectar estos incidentes en la perforación y producción, el primer instinto es hacer un análisis teórico de esfuerzos alrededor del pozo usando las propiedades de la roca (ya sean dadas o asumidas) y el estado de esfuerzos in situ. Antes de proceder a tales análisis, se debe hacer un análisis preliminar de las observaciones de campo (con el mismo cuidado e intensidad con que se hace un análisis geológico). Éste análisis incluye un pronóstico cualitativo sobre los mecanismos de falla básicos que puedan estar involucrados en el problema.

La inestabilidad de pozo es una de las principales causas de problemas en la perforación, y conlleva en algunos casos, incluso, el abandono de pozos antes de alcanzar el objetivo.

Los mecanismos de daño mediante los cuales se induce la inestabilidad de pozo, se pueden agrupar en las siguientes categorías: inducidos por esfuerzos, inducidos por fallas pre-existentes, inducidos por aspectos químicos, penetración de la presión del lodo en la formación, inducidos por temperatura y los producidos por compactación y subsidencia. La inestabilidad se presentan cuando se alteran las condiciones a las que se encuentra sometida la pared del

huevo, esta alteración produce un desequilibrio que afecta el comportamiento mecánico de la roca.

Estos mecanismos producen modos de falla particulares que pueden ocasionar grandes pérdidas de tiempo y dinero en las operaciones de perforación. A continuación se describen los mecanismos de daño que conducen a la inestabilidad del hueco, así como los modos de falla provocados por estos⁸.

2.1 IMPACTO DE LOS PROCESOS DE PERFORACIÓN EN LOS ESFUERZOS IN-SITU.

Cuando se perfora un pozo a través de la roca, se incrementa el esfuerzo tangencial en las paredes del hueco, esto puede causar que ocurra una falla sobre la roca. El esfuerzo tangencial aumenta progresivamente desde su estado inicial en la formación lejos del pozo. Este aumento produce un esfuerzo adicional de esfuerzo en las paredes del pozo, y por tanto un acercamiento al máximo punto de resistencia de la roca (Rock Strength) y sobre el cual la falla se hace presente tal como se muestra en la figura 33⁹.

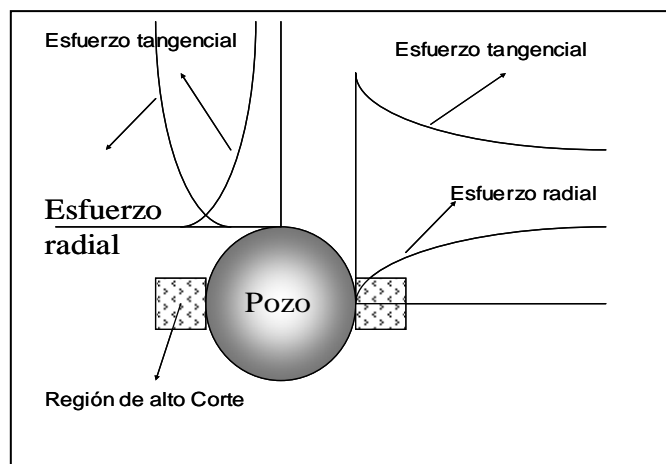


Fig 33. Variación de los esfuerzos alrededor del pozo.

Por otra parte la creación del pozo, además de causar un incremento en el esfuerzo tangencial σ_r , también causa una reducción repentina en el esfuerzo radial σ_θ . Esta misma reducción del esfuerzo radial causa el aumento del esfuerzo tangencial el cual puede conllevar a un acercamiento al máximo

punto de resistencia de la roca, en donde diferentes modos de ruptura pueden desarrollarse en la pared del pozo, dependiendo de la orientación del pozo con respecto a los esfuerzos principales¹¹.

2.2 FALLAS INDUCIDAS POR ESFUERZOS.

La alteración de las condiciones in-situ, por medio de la perforación crea una redistribución de esfuerzos que puede originar compresión o tensión sobre las paredes del pozo. Los diferentes modos de falla son una respuesta de la roca a las nuevas condiciones inducidas durante el proceso de perforación. Existen modos de falla compresiva y de tensión, correspondientes al régimen de esfuerzos resultante de esa alteración. Los modos de falla compresivos más importantes son la ovalización del pozo (breakout), falla Tórica, la falla de Elongación, y la falla Helicoidal. Dentro de los modos de falla de tensión, se destacan la falla de Exfoliación y el Fracturamiento hidráulico¹.

A continuación se presenta un esquema de los modos de falla por tensión y por compresión, para un pozo vertical, teniendo en cuenta la anisotropía de esfuerzos horizontales. En la Figura 34 la ovalización de pozo ocurre cuando existe anisotropía de esfuerzos horizontales, en el caso de isotropía el pozo no presenta ovalización. Se debe tener en cuenta que cada modo de falla es particular según la combinación del régimen de esfuerzos y peso de lodo suministrado, así la ovalización ocurre cuando y donde el peso del lodo es bajo, la ovalización de pozo se da en sentido de menor esfuerzo horizontal, por ser perpendicular al mayor esfuerzo donde se concentra la mayor cantidad de esfuerzo de cizalla. En la Figura 35 se presenta el modo de falla de compresión denominado falla Tórica, en este modo de falla el mayor esfuerzo es el vertical (corresponde al peso de la columna litostática), consecuentemente la ovalización se presenta en dirección horizontal, la falla Tórica se puede presentar en los 360° grados de la pared del pozo, cuando los esfuerzos horizontales son isotrópicos, en caso de presentarse anisotropía, la falla Tórica tiende a propagarse en dirección del menor esfuerzo horizontal.

Para la falla Tórica, la distribución de esfuerzos esta dado por $\sigma_z > \sigma_\theta > \sigma_r$, en esta falla al igual que en la ovalización de pozo, el esfuerzo radial es el menor, esto hace referencia a peso del lodo utilizado en la perforación^{1,5}.

Cuando se utiliza un peso de lodo alto también es posible inducir modos de falla compresivos, estos modos de falla se producen en sentido del máximo esfuerzo horizontal, contrario a los mencionados anteriormente, y son conocidos como falla de Elongación y falla Helicoidal^{1,5}.

La falla de Elongación se propaga en la dirección del máximo esfuerzo que actúa sobre las paredes del pozo, contrario a lo que sucede con el breakout. Este modo de falla se da cuando las condiciones de esfuerzo obedecen al régimen $\sigma_r > \sigma_z > \sigma_\theta$ como se observa en la figura 36.

El último modo de falla provocado por esfuerzos compresivos es la falla Helicoidal^{1,5}, $\sigma_z > \sigma_r > \sigma_\theta$ se presenta cuando utilizando peso del lodo alto, este modo de falla se propaga en dirección del máximo esfuerzo que actúa sobre las paredes del pozo como se observa en la figura 37.

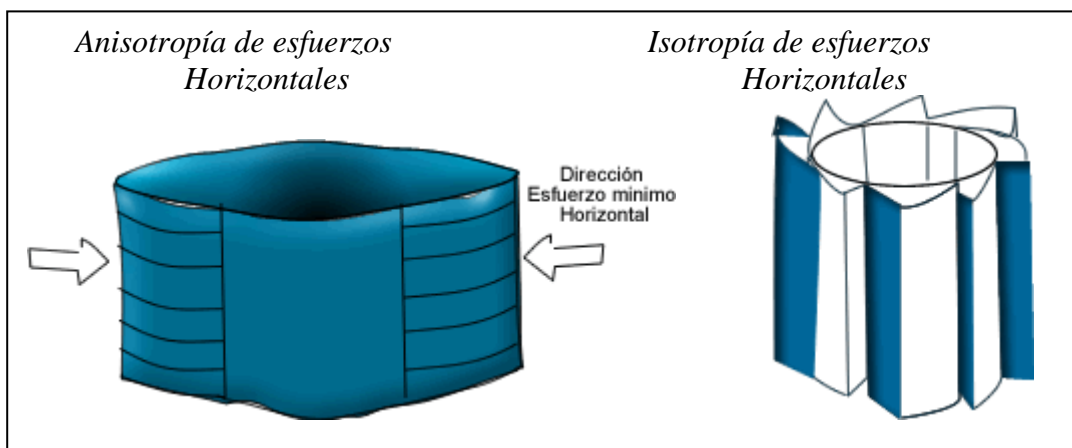


Fig 34. Ovalización de pozo o modo de falla breakout, se presenta cuando $\sigma_\theta > \sigma_z > \sigma_r$ y existe anisotropía de esfuerzos horizontales.

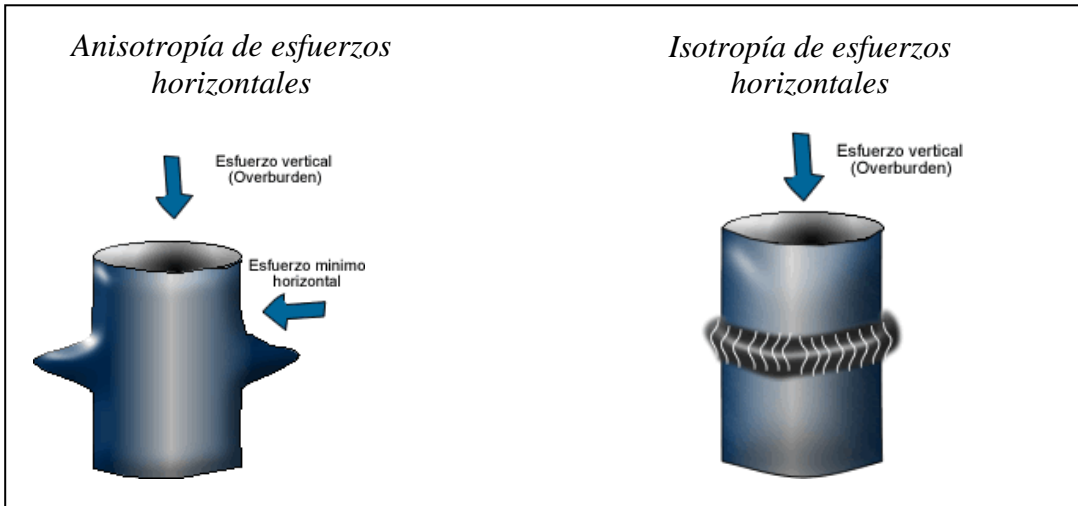


Fig 35. Modo de falla compresiva Tórica, se produce cuando $\sigma_z > \sigma_\theta > \sigma_r$, utilizando bajo peso de lodo.

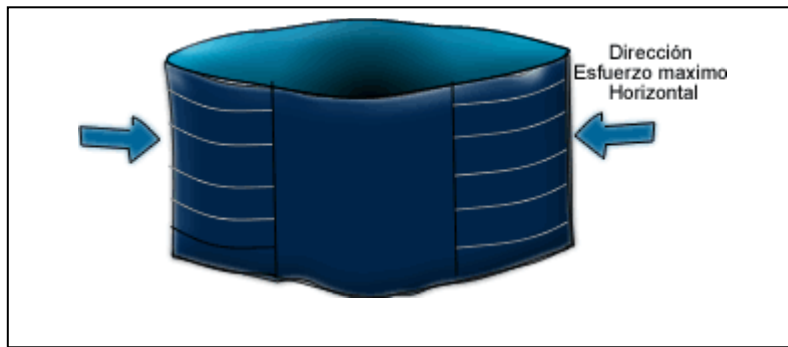


Fig 36. Modo de falla Elongación, a diferencia del Breakout, la ovalización se propaga en sentido del máximo esfuerzo que actúa sobre el pozo.



Fig 37. Modo de Falla Helicoidal, ocurre cuando $\sigma_z > \sigma_r > \sigma_\theta$ y se propaga en dirección del máximo esfuerzo que actúa sobre las paredes del pozo.

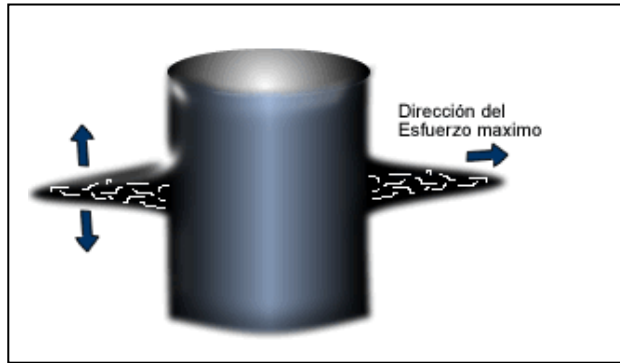


Fig 38. Fractura hidráulica producida cuando el peso de lodo excede la resistencia tensil de la roca.

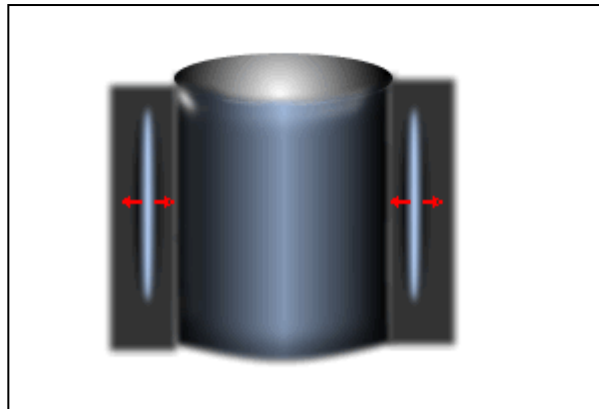


Fig 39. Exfoliación, este modo de falla se produce en las proximidades a la pared del pozo cuando $\sigma_{\theta} - P_p < \sigma_t$. La presión de poro separa las partículas produciendo la falla de tensión.

Los modos de falla por tensión se pueden presentar tanto por uso de alto peso del lodo tal que $\sigma_{\theta} < \sigma_r$ y $\sigma_{\theta} - P_p < \sigma_t$, o con bajo peso de lodo de manera que $\sigma_r < \sigma_{\theta}$ y $\sigma_r - P_p < \sigma_t$. La figura 38 esquematiza la propagación de una fractura hidráulica. Cabe anotar que las fracturas hidráulicas se pueden orientar horizontalmente si la presión de pozo sobrepasa la presión de Overburden, lo cual puede ocurrir a profundidades muy someras ó propagarse verticalmente, en este caso la presión del lodo solo debe ser mayor al esfuerzo tangencial ($\sigma_r < \sigma_{\theta}$), esta última dirección es la mas frecuente en profundidades intermedias y altas⁸.

El modo de falla tensil^{1,5} conocido como exfoliación, se presenta cuando la presión de lodo es menor que el esfuerzo tangencial ($\sigma_r < \sigma_\theta$) y $\sigma_\theta - P_p < \sigma_t$ de tal manera que la fractura no se produce en la pared del pozo sino adentro en la formación como se ilustra en la figura 39.

2.3 INTERACCIÓN QUÍMICA ENTRE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y LA FORMACIÓN.

La inestabilidad de pozo ocurre con mayor frecuencia cuando se perforan Shales, siendo a menudo el resultado de la interacción química de la formación y el fluido de perforación. Sin embargo este fenómeno puede ocurrir tanto en Shales como en formaciones salinas. En términos simples los efectos mecánicos están usualmente relacionados con el peso inadecuado del lodo, e inapropiadas prácticas de perforación y los efectos químicos están relacionados con el inapropiado tipo de lodo y la inadecuada inhibición. La inestabilidad química en ambas clase de formaciones suele ser el resultado de la interacción con un lodo base agua, es por esta razón que esta clase de inestabilidad es siempre minimizada usando lodos base aceite⁹.

Cuando los Shales reaccionan con el agua pueden ablandarse, dispersarse, hincharse y fracturarse. Estos efectos pueden causar un amplio rango de problemas operacionales como hueco estrecho, agrandamiento del hueco, Bit bailing (cuando la broca se queda patinando en un solo sitio) y Caving (generación de cavernas por desprendimiento de las paredes de la formación)⁹.

2.3.1 Inestabilidad en formaciones salinas

La inestabilidad química ocurre si la formación es soluble en agua. El uso de un lodo que no sea diseñado correctamente para este tipo de formaciones conllevará a incontrollables desprendimientos de formación y daños en la formación llamados Washouts. Los tipos de formaciones que exhiben este comportamiento son⁹:

- **Halite (NaCl)**
- **Carnallite ($\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$)**
- **Bishofite ($\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$)**
- **Sylvite (KCL)**
- **Polyhalite ($\text{K}_2\text{Ca}_2\text{Mg}(\text{SO}_4)_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$)**

Las formaciones salinas no se aplastan o se rompen como los Shales, sino que fluyen dentro del pozo como un plástico suave. La tasa de flujo depende de la temperatura y la presión del pozo (peso del lodo), altas temperaturas y bajos pesos de lodo causan un rápido flujo de la formación salinas (3) hacia el pozo, como se observa en la Figura 40.

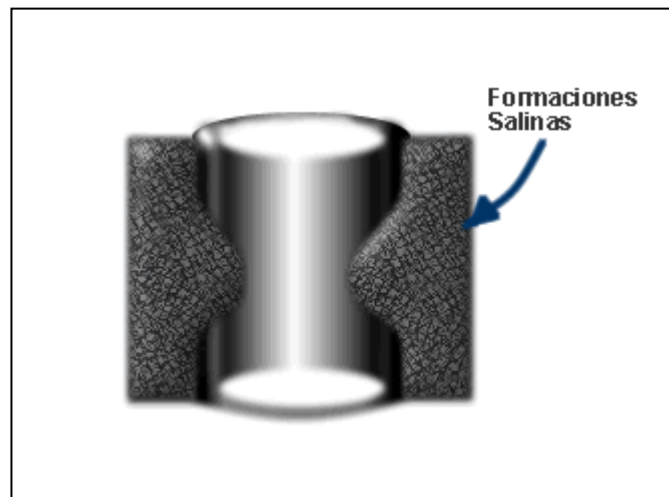


Fig 40. Las formaciones salinas se comportan de manera plástica en condiciones de bajo peso de lodo y alta temperatura.

Perforar cerca a un **domo salino** presenta un caso especial debido a la alteración de los esfuerzos in situ cerca al domo salino. El comportamiento del pozo a unos pocos cientos de metros del domo puede ser totalmente diferente de pozos a un kilómetro o más. En general los problemas se acentúan cuando se está más cerca del domo salino⁹.

Para la prevención de los problemas en estas formaciones es importante el mantenimiento del diámetro de hueco estable, ya que la mayoría de los problemas son el resultado de un pobre trabajo de cementación, con lo cual se

permite a la formación salina deformarse, con el tiempo, en el espacio entre el revestimiento y la pared de la formación, en ocasiones esta expansión provoca choques con las paredes del revestimiento y en casos extremos causar un doblamiento del mismo¹¹.

2.3.2 Inestabilidad en shales

Los Shales pueden ser definidos como rocas sedimentarias ricas en arcillas. Ellos son sensibles tanto a efectos químicos como mecánicos y son particularmente problemáticos para perforar. Los Shales se pueden clasificar en términos de dureza como¹⁰:

- **Shales Blandos** (soft shales). Tienden a ser relativamente jóvenes y están usualmente localizados cerca de la superficie.
- **Shales Duros** (Harder Shales) son más antiguos y usualmente se encuentran a más profundidad.

Cada tipo de Shale puede ser asociado como un escenario de problemas particulares durante la perforación. Por ejemplo los Shales blandos son lo que más causan **hueco estrecho**, **bit balling** y problemas de erosión, los Shales duros (frágiles) sufren más de derrumbes repentinos y **breakouts** debido a fallas en las paredes del pozo. En la tabla 1 (4) se resumen los tipos de shales relacionados con otras propiedades tales como¹⁰:

- **El MBT** (Methylene Blue Tests) que es una medida de la capacidad de intercambio de cationes; un alto MBT equivale a un alto contenido de Esmectita.
- **El contenido de agua.**
- **Densidad del Shale.**

A continuación se describen los aspectos químicos relacionados con los problemas en Shales¹¹.

2.3.2.1 Aspectos químicos

El tipo de mineral, contenido en la mayoría de los Shales, que reacciona con los lodos base agua para producir esfuerzos de hinchamiento, es referido como Arcilla. La arcilla mas reactiva es la Esmectita, sin embargo arcillas como la illita y la Clorita también se hinchan¹⁰

Los esfuerzos de hinchamiento se desarrollan cuando el fluido base agua de perforación tiene contacto con la formación que contiene las arcillas.

El agua contenida en el fluido hidratará los minerales arcillosos en el Shale, esto conllevará al hinchamiento, ablandamiento, y dispersión del los tipos suaves (Shales) o falla de la roca (fracturamiento) en los materiales duros. Si el Shale es físicamente comprimido tal que no pueda hincharse, se pueden desarrollar presiones significativas de hinchamiento⁹.

El hinchamiento del Shale es causado por fuerzas superficiales intermoleculares adsorptivas de la arcilla, la mayoría de los Shales contienen arcillas, la más problemática de las cuales es la Esmectita también llamada Motmorillonita y Bentonita .Un gramo de Bentonita tiene una superficie areal de cerca de 800 metros cuadrados, bastante superior comparada con una arena típica la cual tiene un área superficial de únicamente 10 metros cuadrados¹⁰.

2.3.2.2 Mecanismo de hinchamiento e hidratación

La superficie areal de la arcilla compuesta de shale, la cual está cargada eléctricamente, reduce la actividad química del agua y por eso produce una succión (negativa) tipo presión osmótica dentro de la formación⁹.

Tabla 1. Clasificación de shales de acuerdo a la dureza. ¹⁰

Tipo de Shale	Problemas típicos	MBT* (meq/100g)	Contenido de agua (wt%)	Tipos de arcillas	Wt%	Densidad (g/cc)
Blanda	Tight hole debido al hinchamiento Ensanchamiento del hueco debido a washout (dispersión) Irregularidades si existe intercalamiento con arenisca Entrampamiento, mud rings, bloqueo de líneas de flujo	20-40	25-70	Esmectita ILLITA	20-30	1,2-1,5
Firme	Tight hole debido al hinchamiento Posible washout (lodo pobremente inhibido) Particularmente propenso al ensanchamiento Cavings ocasionales	10-20	15-25	ILLITA De capa mezclada	20-30	1,5- 2,2
Dura	Cavings Lechos cortantes conducentes a pack off Tight hole en formaciones sometidas a esfuerzos	3-10	5-15	Illita Posible Esmectita	20-30	2,0-2,3
Frágil	Cavings Colapso Falla retrasada en el tiempo	0-3	2-5	Illita Caolinita Clorita	5-30	2,1-2,5
*MBT= Prueba de azul de metileno – una medida de la capacidad de intercambio catiónico; Alto MBT al comparar con la escala de alto contenido de esmectita.						

El sistema Shale-fluido consiste de una matriz sólida que contiene dos clases de espacios con escalas diferentes; 1. El espacio poroso que es llenado con un fluido libremente difundido y 2. Un espacio intercapa entre las laminas individuales de la arcilla ocupadas por la frontera agua, esto es el agua que está sujeta a fuerzas intermoleculares superficiales (Ej. Van Der Waals, Hidratación, fuerzas eléctricas de doble capa). Por otra parte el agua contenida en el espacio poroso no está sujeta a estas fuerzas porque los espacios ocupados tienen dimensiones que son mucho mas grandes que las distancias sobre las cuales las fuerzas superficiales intermoleculares son efectivas <10nm (Diek et al. 1994 y Santos 1996)¹¹.

Fuerzas de compactación debido a los esfuerzos geológicos exprimen el agua concentrándola en las láminas de la arcilla, lo cual permite que las superficies cargadas alteren las propiedades del agua. Es por esta razón que los Shales que están sobre-compactados desarrollan grandes esfuerzos de hinchamiento cuando están en contacto con el agua.

Cuando en un pozo se perfora a través de Shales sobre-compactados, el agua en el fluido de perforación fluye dentro de los shales y desarrolla presiones de hinchamiento. Tales presiones contribuyen en la falla de la roca.

Predecir el flujo de agua dentro de los Shales requiere la aplicación de “La teoría del potencial total”. Si el potencial total del fluido del pozo es diferente al potencial total del Shale, el agua se moverá y se desarrollarán presiones de hinchamiento.

El potencial total del fluido del pozo es la suma de la presión hidráulica, la temperatura, y si se usa un lodo base agua, se debe tener en cuenta el contenido iónico del agua de la región que se utilizó.

2.3.2.3 Analogía con celda osmótica

Presiones de hinchamiento se desarrollan en la superficie de un tanque cuando fluido se mueve dentro del mismo tanque el cual tiene unas fronteras

establecidas. Es decir el volumen del tanque es mantenido constante. Figura 41.

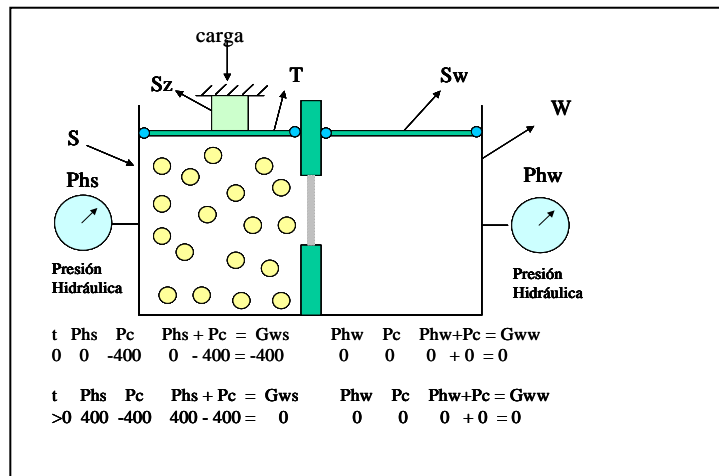


Fig 41. Presiones generadas cuando un líquido se mueve dentro de un espacio con fronteras definidas.

Las presiones osmóticas se desarrollan debido a iones de sal. En la figura 40 cuando iones de sal son adicionados al tanque “S”, la concentración de iones es incrementada, la tendencia de escape del agua es reducida y es por eso que un potencial de presión osmótica (P_c) existe en el tanque “S” a un tiempo cero. Se debe notar que el potencial hidráulico es cero (debido a que el esfuerzo de overburden $S_z=0$), El potencial total para el agua del tanque “S” es = -400 psi y el potencial total en el tanque “W” es 0 psi. Ver figura 41.

Como existe una diferencia de potenciales el fluido se moverá dentro del tanque “S” y la presión hidráulica se incrementará hasta que el “potencial total” en el tanque “S” se incremente de -400 a 0 psi. Tiempo en el cual, ese potencial será igual al del tanque “W” y se detendrá el flujo. Se debe notar que la presión hidráulica en el tanque “S” se ha incrementado de 0 a 400 psi, así el esfuerzo de overburden S_z llega a ser 400 psi. (No existe esfuerzo de grano).

Después de que el equilibrio es alcanzado las presiones hidráulicas no son iguales, pero los potenciales totales si lo son. El problema es que no se puede determinar el potencial total del tanque “S” midiendo la presión hidráulica del mismo. Sin embargo si podemos determinar la tendencia de escape total de el agua. Todo esto significa que no se pueden considerar las presiones de poro

en Shales al igual que se consideran en arenas limpias. Lo que hace que esta celda se parezca al fenómeno ocurrido en los Shales y las paredes del pozo es que el tanque de volumen constante "S", el cual desarrolla presiones de hinchamiento, es análogo al Shale en contacto con el pozo. Cada elemento del Shale trata de expandirse y empujarse uno sobre otro y por eso si se mantiene el volumen constante, los elementos del Shale como los que adsorben agua desarrollan presiones de hinchamiento. Figura 42.

Presiones osmóticas se desarrollan debido a los iones de sal más las partículas de arcilla. Cualquier material que se adicione al tanque "S" afectará la tendencia de escape del agua y por lo tanto incrementará el potencial osmótico. En particular las partículas cargadas tales como las arcillas pueden reducir considerablemente la tendencia de escape del agua lo que incrementará su potencial osmótico para adsorber agua. Cuando se adiciona suficiente arcilla al el tanque "S" el potencial osmótico es reducido a -1000 psi. Figura 43. De esta manera el agua se moverá hasta que el equilibrio sea alcanzado. Se debe notar que la presión hidráulica en el tanque "S" requerida para alcanzar el equilibrio es 1000 psi.

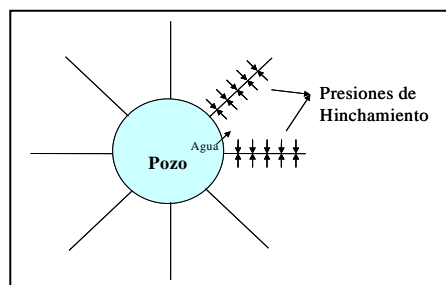


Fig 42 Presiones de linchamiento generadas por la expansión de las partículas del Shale

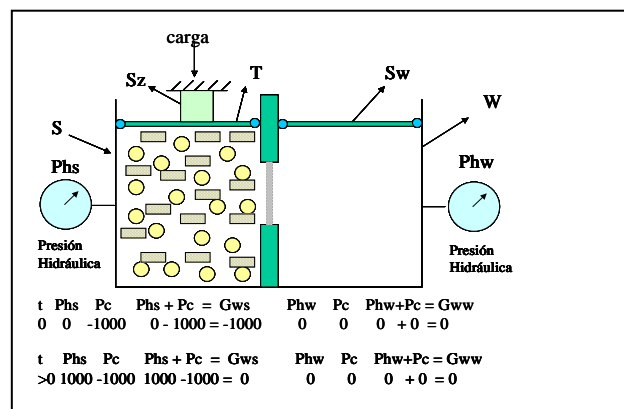


Fig 43. Efecto de la arcilla en el potencial osmótico.

El problema es que no únicamente las arcillas y los iones de sal afectan la tendencia de escape del agua, sino también diferentes tipos de químicos como aquellos que se adicionan al sistema por medio del lodo. Hasta el momento no se pueden calcular los efectos que ocasionan los químicos adicionados al lodo sin embargo pueden ser medidos usando un “Hygrometer”.

Por otra parte incrementar la presión hidráulica dentro del pozo, esto es, aumentando la densidad del lodo, se incrementa también el potencial total del pozo. Lo cual resultará en un aumento del flujo de agua dentro del tanque “S” (la formación) y en un incremento de la presión hidráulica del mismo. En la figura 44, se aprecia que cuando se adiciona peso al pistón del tanque “W” se incrementa la presión hidráulica dentro del mismo hasta 2000 psi, lo que causa un desequilibrio entre los tanques y se inicia el flujo. Entonces el agua se moverá hasta que el equilibrio sea alcanzado. Se debe notar que la presión hidráulica requerida para el equilibrio en el tanque “S” es 3000 psi. No únicamente el aumento en la densidad del lodo incrementa la presión hidráulica, también lo hacen las presiones de circulación y las presiones de surgencia.

El esfuerzo de grano o efectivo se suma al esfuerzo total, pero no afecta las presiones osmóticas. Si un tanque contiene suficientes partículas sólidas como granos tales que ellos se puedan tocar unos con otros y soportar una porción del esfuerzo total, se debe sumar, a la presión hidráulica el esfuerzo de grano original para obtener el esfuerzo total actuando sobre las fronteras en el equilibrio, (ver figura 45). Finalmente las ecuaciones del esfuerzo de grano antes y después de que se alcanzó el equilibrio son:

Antes del equilibrio:

$$S_z = S_z - p = 600 - 0 = 600\text{psi}$$

Después del equilibrio:

$$S_z = S_z - p = 3600 - 600 = 600\text{ psi}$$

Por lo tanto se puede deducir que a cualquier tiempo, el esfuerzo total actuando sobre un pozo es la suma de los esfuerzos mecánicos y esfuerzos de hidratación (osmóticas)⁹.

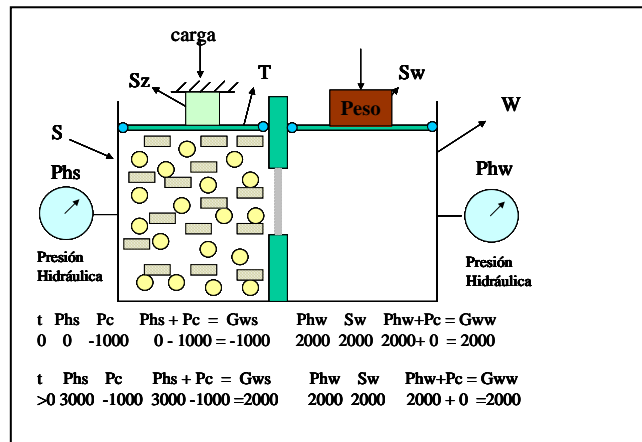


Fig 44. Efecto de incrementar la presión del lodo sobre la movilidad del agua en la interfase pozo – Formación

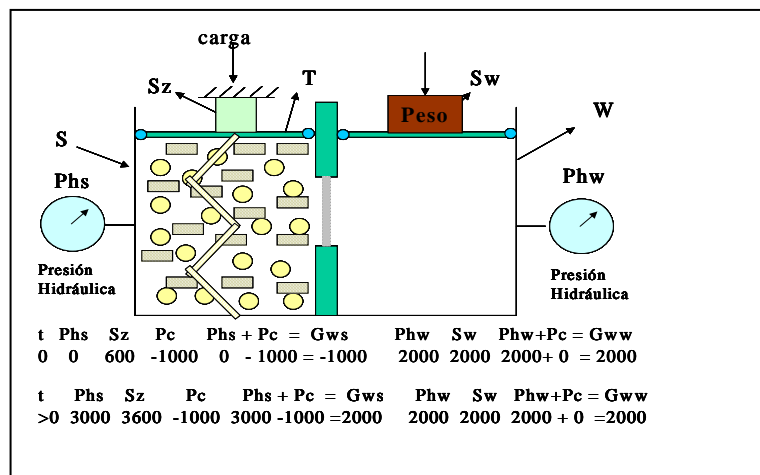


Fig 45. Cuando los granos soportan una parte de la presión, el esfuerzo total es el de la columna hidrostática sumado con el esfuerzo que soportan los granos.

2.3.2.4 Difusión Osmótica.

Como se dijo anteriormente la principal causa de problemas en los Shales ha sido la transferencia de agua e iones del fluido base agua dentro de las formaciones. Pero se ha detectado una fuerza conductora adicional que no era antes reconocida: la *Difusión Osmótica*¹². Determinada por la diferencia en la concentración de los solutos del fluido de perforación y el fluido de poro dentro del Shale. La difusión Osmótica es el resultado de una transferencia de solutos y agua asociada desde una mayor a una menor concentración para cada

especie y va en oposición al flujo de agua en la osmosis química descrita anteriormente. Si las fuerzas de Difusión Osmótica exceden la fuerza Osmótica Química, la invasión de iones y agua pueden incrementar la presión de poro y el contenido de agua del Shale cerca de la superficie del pozo. Adicionalmente la invasión de iones puede causar reacción de intercambio de cationes que alteran la estructura de la arcilla dentro del Shale. Efectos que en últimas tenderán a inestabilizar el Shale y por ende el pozo¹⁴.

2.3.2.5 Daños en el pozo debido a Shales.

Cuando Los Shales son perforados: Primero se hinchan dentro del pozo, después se quiebran, y entonces este rompimiento produce un derrumbamiento o colapso del hueco generando agrandamiento del pozo y adicionalmente un indeseado aumento de sólidos en el lodo, (Figura 46).

En resumen esto sucede en dos fases¹³:

1. Fase 1: El Shale se hincha dentro del pozo y se desarrolla un hueco estrecho.
2. Fase 2: Ocurre falla en el Shale, resultando en un agrandamiento del hueco (cavings), y sólidos dispersándose en el lodo.

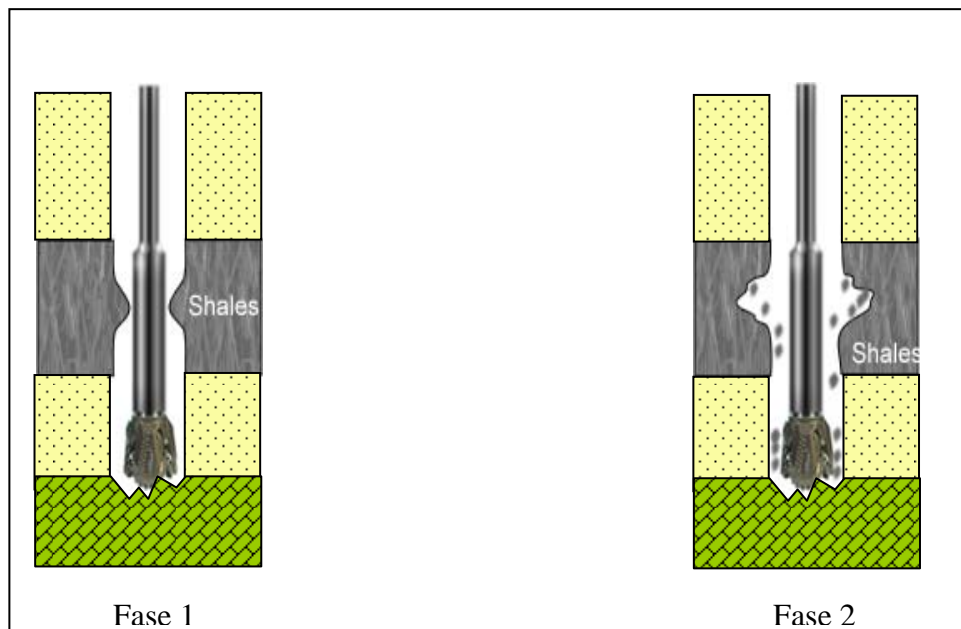


Fig 46. Problemas de inestabilidad que se presentan en los Shales. En la fase 1 los Shales se hinchan y con el tiempo se producen las cavernas (fase 2).

Debido a todo lo anterior dicho, es crucial minimizar la reacción de las formaciones con el agua, utilizando apropiados fluidos de perforación, como por ejemplo utilizando buena inhibición. Para lodos base agua, esto se hace usando una combinación de aditivos al lodo tales como sal y polímeros que reducen el hinchamiento y la dispersión. Los polímeros pueden encapsular los Shales y mantenerlos juntos, o tener efectos químicos como el aumento de la resistencia de la roca. La reacción con el agua puede ser eliminada completamente usando lodos base aceite, pero la salinidad del lodo debe ser suficiente para prevenir que agua entre al Shale por osmosis¹².

2.4 PENETRACIÓN DE LA PRESIÓN DE LODO

Cuando se perfora en condiciones de sobre presión (overbalance) en Shales sin una efectiva barrera de flujo en la pared del pozo, se puede presentar progresivamente penetración de la presión del lodo en la formación. Sin una membrana de aislamiento impermeable en la pared (torta de lodo), no se puede formar una efectiva barrera debido a la baja permeabilidad de la formación. La baja tasa de filtrado resultará en una adherencia insignificante de los sólidos de los fluidos de perforación en la pared del pozo y cualquier sólido depositado será fácilmente arrastrado por la hidrodinámica de los fluidos de perforación⁵. Debido a la saturación y a la baja permeabilidad del Shales, pequeñas cantidades de filtrado de lodo penetraran dentro de la formación y dando como resultado un incremento considerable de la presión de poro en la zona cerca de la pared del pozo. El incremento en la presión de poro reducirá el soporte efectivo del lodo, lo cual conllevara a una condición menos estable de las condiciones del pozo. La tasa y la magnitud de la presión de poro dependen fuertemente del filtrado del lodo y de las propiedades del fluido contenido en el poro, y las propiedades petrofísicas del material que constituye la formación²⁵.

2.5 EFECTO DE LA TEMPERATURA EN LA INESTABILIDAD DE POZO

La Temperatura puede afectar de diferentes formas la estabilidad de un pozo. Principalmente la temperatura genera esfuerzos térmicos inducidos por calentamiento o enfriamiento de la roca cercana al pozo. El efecto térmico es

consecuencia de un ciclo repetitivo durante el proceso de perforación, en el cual el pozo es sometido a fatiga y falla, especialmente en Shales. Esto conlleva a una constante condición inestable, aunque no severa. Lo anterior es debido a que existe un régimen de esfuerzos térmicos, durante la circulación y la interrupción de la circulación del lodo, ocasionados por un enfriamiento y recalentamiento alternado. El enfriamiento puede inducir pequeñas fracturas y causar introducción de lodo dentro de las mismas. Cuando se cierran estas fracturas debido al recalentamiento, ocurre un efecto similar a la patada de pozo, y puede confundirse con ésta. En forma resumida después de que el pozo es perforado, existe un intercambio de calor entre la formación cercana al pozo y el lodo, por lo tanto la temperatura es variada en los alrededores del pozo. La variación de la temperatura causa expansión o compresión de la roca cercana al pozo. Sin embargo esta expansión o compresión de la roca es frenada por el confinamiento (esfuerzos in situ) de la roca, y es ahí donde se desarrolla el esfuerzo térmico. Un esfuerzo térmico tensil es producido por la disminución de la temperatura (enfriamiento de la roca), y un esfuerzo térmico compresivo es producido por el aumento de la temperatura (calentamiento de la roca)².

2.5.1 Efecto de la temperatura en los esfuerzos y temperatura estática de formación.

Para un mejor entendimiento del efecto producido por la variación de la temperatura en la estabilidad del pozo, es necesario identificar primero algunos conceptos relacionados con la temperatura en la formación¹⁷.

Durante la perforación, se bombea lodo desde los tanques mediante la sarta de perforación hacia el pozo, éste retorna a la superficie moviéndose hacia arriba a través del anular formado entre la sarta de perforación y la formación. Cuando la circulación empieza, la temperatura del lodo es relativamente baja. Cuando el lodo atraviesa la broca fluye calor desde la formación, la cual está relativamente caliente, hacia el lodo. El lodo continúa siendo calentado por la formación mientras viaja hacia arriba por el anular. A ciertas profundidades la temperatura del lodo es más alta que la de la formación, y fluye calor desde el

lodo hacia la formación. Este ciclo de calentamiento y enfriamiento continúa durante la perforación y limpieza de pozo. La fase de limpieza comienza cuando la broca alcanza el objetivo y se detiene la perforación, el lodo es circulado por pocas horas para remover todos los cortes de roca dentro del pozo. Cuando se establece que el pozo está limpio (razonablemente libre de cortes de roca), se detiene la circulación. Después de esto, la temperatura del lodo en el fondo del pozo es más baja que la temperatura de la formación que lo rodea. La Figura 47 muestra un esquema de distribución radial de temperatura alrededor del pozo para diferentes valores de tiempo después de que la circulación se ha detenido. La Figura 48 muestra que la temperatura de lodo es más baja que la temperatura inicial estática de la formación, y esto causa una variación de temperatura en la zona cercana al pozo debido a la transferencia de calor de la formación hacia el lodo. Sin embargo la temperatura de esta zona aumenta, a medida que el tiempo pasa, hacia la temperatura de la formación en condiciones estáticas. Si se asume que el aumento de la temperatura es similar al aumento de presión entonces se puede establecer la siguiente ecuación¹⁷:

$$T_m(\delta t) = T_f - C \log \frac{\delta t}{t + \delta t} \quad (155)$$

Donde t es el tiempo de circulación del lodo, δt es el tiempo transcurrido después de que la circulación ha sido detenida, $T_m(\delta t)$ es la temperatura de lodo al tiempo δt , T_f es la temperatura estática de la formación, y C es una constante¹⁷.

En condiciones dinámicas también existe un intercambio de calor entre la formación cercana al pozo y el lodo, por lo tanto la temperatura también varía en las cercanías del pozo.

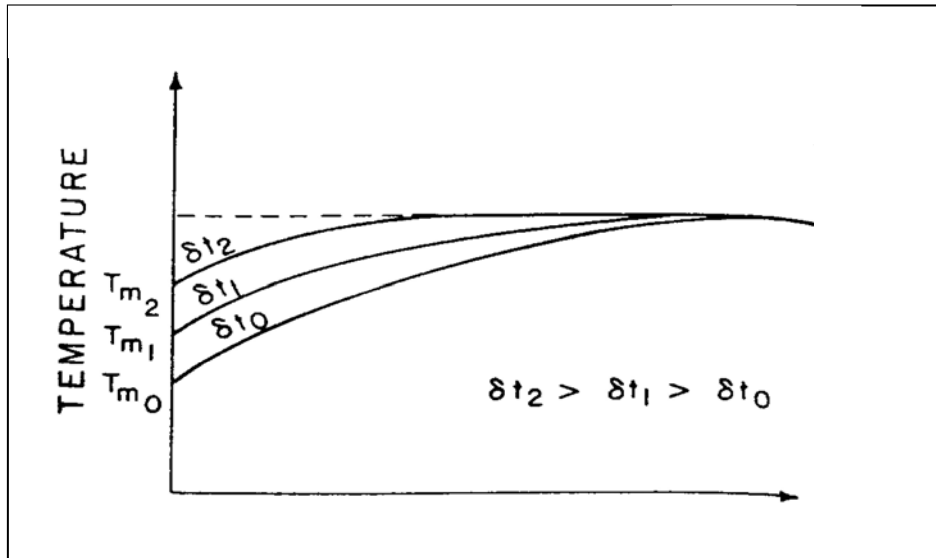


Fig 47. Distribución radial de la temperatura en diferentes tiempos luego que la circulación del lodo se ha detenido. Tomado de Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs. 1994¹⁷.

Durante la circulación del lodo, se tiende a alcanzar un balance de temperatura entre el lodo y la formación. Por otra parte el lodo en el fondo del pozo es mas frío que la formación, contrariamente en la parte superior del pozo, el lodo es mas caliente que la formación. Debido a esto, en el fondo del pozo, la temperatura disminuye en la formación cercana al pozo, ya que el calor en las paredes de la formación, es tomado y llevado por la circulación del lodo. En las partes superiores ocurre el efecto contrario, el calor del lodo es tomado por la formación y por lo tanto la temperatura aumenta en la formación debido a la circulación¹⁷.

La variación de la temperatura causa expansión o compresión de la roca cercana al pozo. Sin embargo esta expansión o compresión de la roca en la formación es frenada y restringida por el confinamiento de la roca, y es ahí entonces cuando se desarrollan los esfuerzos térmicos. Un esfuerzo térmico tensil es producido por la disminución de la temperatura (enfriamiento), y un esfuerzo térmico compresivo es producido por el aumento de la temperatura (calentamiento)¹⁸.

Para determinar estos esfuerzos térmicos se debe primero determinar la distribución de la variación de la temperatura en los alrededores del pozo.

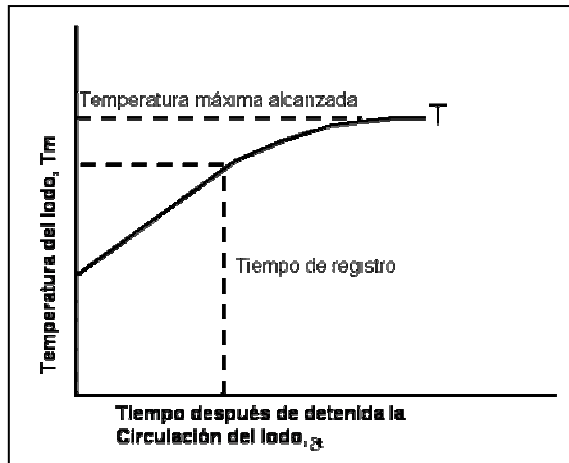


Fig 48. Variación de la temperatura al detener la circulación del pozo.

2.5.1 Distribución de esfuerzos térmicos cerca del pozo.

Cuando la temperatura alrededor del pozo es variada, se desarrolla un esfuerzo térmico en la formación. El esfuerzo térmico ocurre únicamente cuando la expansión térmica por calentamiento, o compresión por enfriamiento, son restringidas por las presiones de confinamiento. Por lo tanto se asume que no hay esfuerzo térmico sobre la interfase hueco-formación, porque hay libertad de expansión o compresión sobre la pared del pozo. De acuerdo con la regulación mecánica de rocas, el esfuerzo térmico (calentamiento) por expansión de la roca es positivo y el esfuerzo térmico (enfriamiento) por compresión de la roca es negativo¹⁸.

Las ecuaciones para los tres esfuerzos térmicos generados en coordenadas cilíndricas son:

$$\sigma_{rt} = -\frac{E\alpha}{1-\nu} \frac{1}{r^2} \int_{r_w}^r r \Delta T dr \quad (156)$$

$$\sigma_{\theta t} = -\frac{E\alpha}{1-\nu} \frac{1}{r^2} \int_{r_w}^r r \Delta T dr - r^2 \Delta T \quad (157)$$

$$\sigma_{zt} = -\frac{E\alpha}{1-\nu}\Delta T \quad (158)$$

$\sigma_{rt}, \sigma_{\theta t}, \sigma_{zt}$ Son los esfuerzos térmicos radial, tangencial y axial en el pozo. E Es el modulo de Young, ν es el modulo de Poisson, α es el coeficiente de expansión térmica, ΔT es la temperatura actual relacionada con la temperatura original de la formación, r, r_w son la distancia radial desde el pozo y el radio del pozo respectivamente.

Sobre la interfase formación-hueco, el esfuerzo térmico puede ser escrito como:

$$\sigma_{rt} = 0 \quad (159)$$

$$\sigma_{\theta t} = \frac{E\alpha}{1-\nu}\Delta T \quad (160)$$

$$\sigma_{zt} = \frac{E\alpha}{1-\nu}\Delta T \quad (161)$$

Es muy difícil obtener una solución analítica para las integrales de las ecuaciones (156) y (157) porque las funciones integradas son función de la temperatura y la distancia radial. Al mismo tiempo la temperatura también es función del tiempo y de la distancia radial. Así que únicamente se puede obtener una solución numérica.

Para obtener una solución numérica de los esfuerzos térmicos es necesario determinar la distribución de temperatura cercana al pozo.

2.5.2 Efecto de los esfuerzos térmicos en la estabilidad del pozo.

Como se ha dicho, cuando la temperatura aumenta los esfuerzos también se incrementan en la misma cantidad:

$$\Delta \sigma = \frac{E \alpha}{1 - \nu} \Delta T \quad (162)$$

Si el esfuerzo resultante es suficientemente grande, puede ocasionar fracturas o fallas.

La distribución de esfuerzos y las formas de falla del pozo son controladas por los esfuerzos in situ y las variaciones de la presión en el pozo. El efecto del calor sobre la estabilidad del pozo puede ser analizado con base en el estado de esfuerzos del pozo, en combinación con los esfuerzos térmicos. De esta manera el esfuerzo efectivo cerca del pozo puede ser usado para analizar la estabilidad del pozo utilizando el criterio de Mohr-Coulomb².

En un campo de esfuerzos in situ no homogéneo, basándose en la teoría elástica de la roca, la concentración de esfuerzos en la región cercana al pozo puede ser expresada de la siguiente manera¹⁸:

$$\sigma_{rr} = \frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h)\left(1 - \frac{r_w^2}{r^2}\right) - \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) + \left(1 + 3\frac{r_w^4}{r^4} - 4\frac{r_w^2}{r^2}\right) \cos 2\theta + \frac{r_w^2}{r^2} P_w \quad (163)$$

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h)\left(1 + \frac{r_w^2}{r^2}\right) + \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) + \left(1 + 3\frac{r_w^4}{r^4}\right) \cos 2\theta - \frac{r_w^2}{r^2} P_w \quad (164)$$

$$\sigma_{zr} = \nu(\sigma_H - \sigma_h) = \frac{1}{2}\nu(\sigma_H + \sigma_h) + \frac{1}{2}\nu(\sigma_H - \sigma_h)\left(\frac{r_w^2}{r^2}\right) \cos 2\theta \quad (165)$$

$$\tau_{r\theta} = \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) \left[1 + 2\left(\frac{r_w}{r}\right)^2 - 3\left(\frac{r_w}{r}\right)^2 \right] \sin 2\theta \quad (166)$$

Donde:

P_w = es presión del lodo en el pozo

Sobre la interfase hueco-formación (pared del pozo), $r = r_w$ los esfuerzos in situ son:

$$\sigma_{rr} = P_w \quad (167)$$

$$\sigma_{\theta r} = (\sigma_H + \sigma_h) + 2(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta - P_w \quad (168)$$

$$\sigma_{zr} = \nu(\sigma_H + \sigma_h) + 2\nu(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta \quad (169)$$

$$\tau_{r\theta} = 0 \quad (170)$$

Los esfuerzos efectivos teniendo en cuenta los esfuerzos térmicos son dados por:

$$\sigma_r = \sigma_{rr} + \sigma_{rt} \quad (171)$$

$$\sigma_{\theta} = \sigma_{\theta r} + \sigma_{\theta t} \quad (172)$$

$$\sigma_z = \sigma_{zr} + \sigma_{zt} \quad (173)$$

Los esfuerzos efectivos pueden ser combinados con el criterio de Mohr-Coulomb para analizar los efectos de los esfuerzos térmicos sobre la estabilidad del pozo¹⁸.

El criterio de Mohr-Coulomb esta dado por:

$$\sigma_t = \frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi} \sigma_c + \frac{2C \cos \varphi}{1 - \sin \varphi} \quad (174)$$

Donde:

σ_t = Resistencia tensil de la roca.

σ_c = Resistencia compresiva de la roca.

φ = Angulo de fricción interno.

C = Resistencia cohesiva de la roca.

El enfriamiento de la pared del pozo incrementará el esfuerzo tensil, y causará una fractura vertical o horizontal de tipo tensil. Por otra parte si hay un

calentamiento, disminuye el esfuerzo tensil y esto causa aumento en la presión de fractura de la roca.

El enfriamiento ayuda a evitar la falla compresiva de la roca pero también ayuda a que se genere la falla tensil. Para el caso del calentamiento ocurre el efecto contrario.

El enfriamiento puede ocasionar abertura de fallas preexistentes, y estimular el fracturamiento de la roca. Por el contrario el calentamiento puede ocasionar el cierre de estas fallas e incrementar la presión de fractura. El esfuerzo térmico también estimula la falla por fatiga de la roca cerca del pozo, esto sucede porque existe un ciclo repetido de calentamiento y enfriamiento, y por lo tanto variación de los esfuerzos térmicos alrededor del pozo.¹⁸

2.6 COMPACTACIÓN Y SUBSIDENCIA

La mayoría de los yacimientos de petróleo y gas presentan algún grado de compactación, y algunas veces pueden presentar subsidencia en la superficie como se observa en la figura 49. Ésta correspondiente subsidencia en la superficie es a menudo despreciable. Para observar un grado de subsidencia significativa deben presentarse alguna o varias de las siguientes condiciones²:

- ❖ La caída de presión del yacimiento debe ser significativa. La intrusión de agua al yacimiento puede reducir en instancia la compactación del yacimiento.
- ❖ La roca que conforma el yacimiento debe ser altamente compresible. La compactación es más probable que ocurra en rocas pobremente consolidadas y débiles.
- ❖ El yacimiento debe tener un espesor considerable, debido a que la compactación de un yacimiento es normalmente un porcentaje pequeño del

espesor del yacimiento. Sin embargo, toda la zona depletada debe ser considerada.

- ❖ El yacimiento debe tener una extensión areal comparable con su espesor tal que los estratos rocosos por encima del yacimiento no impidan la compactación.

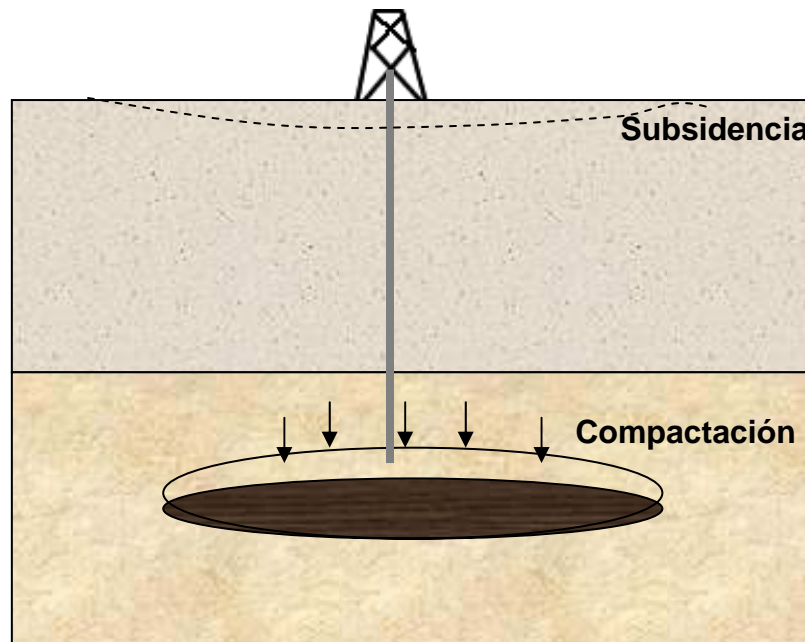


Fig 49. Subsistencia provocada por la compactación de un yacimiento.

El primer reporte de subsidencia fue en el campo Goose Creek en Texas en 1910. Mas tarde en 1920 el campo Bolivar en Venezuela mostró el mismo comportamiento. Unos de los casos más conocidos es el del campo Wilmington en California donde la subsidencia es casi 9 metros. Los más recientes ejemplos son el campo de gas Groningen y Ekofisk en el sector del mar muerto en Noruega².

Cada caso es único debido a que todos los yacimientos son diferentes, así como el overburden de la roca sobre cada uno de ellos. El grado de compactación de un yacimiento primero depende de las propiedades mecánicas de las rocas y de la disminución de la presión de poro, el echo de que la compactación conlleve a una subsidencia en superficie depende de la

columna litostática (overburden) sobre las rocas y de factores geométricos como las dimensiones del yacimiento comparadas con su profundidad.

Un estudio completo de subsidencia y compactación incluye modelamiento y predicción, y es generalmente una tarea muy complicada que envuelve el uso de simuladores computacionales avanzados. Sin embargo en la mayoría de los casos se necesita solo una buena estimación de la compactación del yacimiento y su correspondiente subsidencia para confirmar que esta última no representará un problema².

2.6.1 Problemas en el pozo asociado a la compactación.

Los problemas asociados con la compactación del yacimiento son colapso de casing y producción de sólidos, los cuales ocurren a menudo simultáneamente. El fenómeno de colapso de casing se puede dividir en dos casos: 1. En pozos desviados el casing puede colapsar cerca o ligeramente por encima del tope del yacimiento y 2. Colapso a través de intervalos de alta productividad cuyo evento es a menudo acompañado de una cantidad substancial de producción de sólidos².

El colapso de casing en el tope del yacimiento es causado por el movimiento de masas de roca sobre el yacimiento compactado. Como la tubería está cementada con la formación, las fuerzas inducidas por la compactación, excederán la resistencia del acero y se deformará el casing como se muestra en la Figura 50.

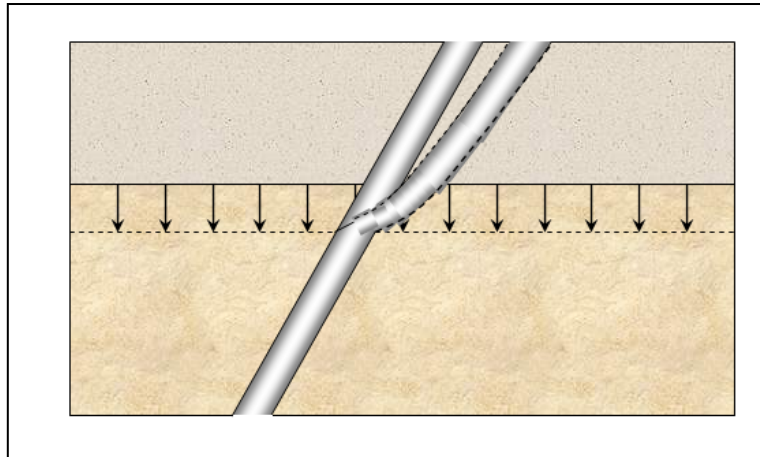


Fig 50. Daño en la tubería de producción como consecuencia de la compactación de un yacimiento.

La primera explicación de colapso de revestimiento asume que la principal causa es la producción de sólidos. Cuando el yacimiento es depletado, la carga sobre la roca que se encuentra detrás de las perforaciones aumenta, lo cual causa inestabilidad y adicionalmente se produce una gran cantidad de sólidos. Como el material que se encuentra alrededor del revestimiento es removido, entonces la tubería perderá soporte lateral, debido a que la compactación ejerce fuerzas axiales grandes el casing tiende a colapsarse hacia adentro del pozo (Buckling) ¹⁵, como lo muestra la figura 51.

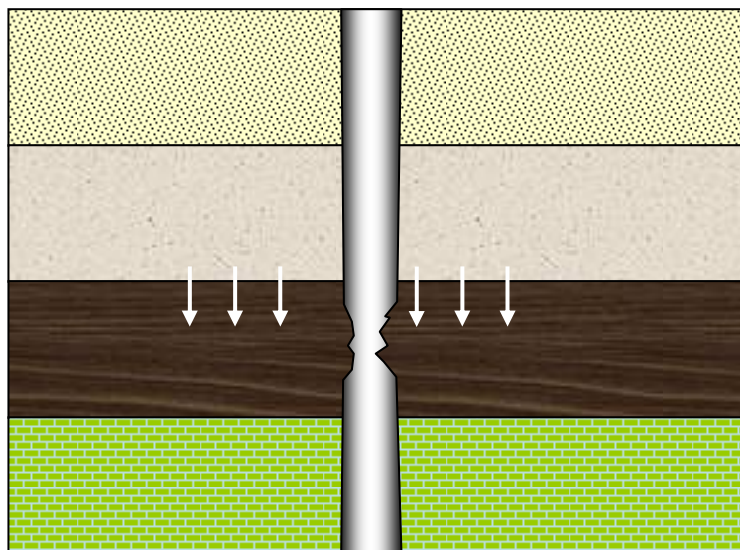


Fig 51. Falla de revestimiento Buckling. Se presenta cuando el yacimiento pierde volumen por compactación, la carga axial de la columna litostática hace que el revestimiento se colapse hacia el pozo.

Otra explicación de colapso del revestimiento es que la depleción aumentará la carga radial desde la formación sobre este causando su deformación¹⁶. El incremento del esfuerzo radial puede también empujar partículas de la roca dentro del pozo. Debido a que la presión del yacimiento es disminuida por causa de la producción, la formación alrededor del pozo tenderá a comprimirse lo cual incrementará la carga radial sobre el revestimiento como se muestra en la figura 52¹⁵.

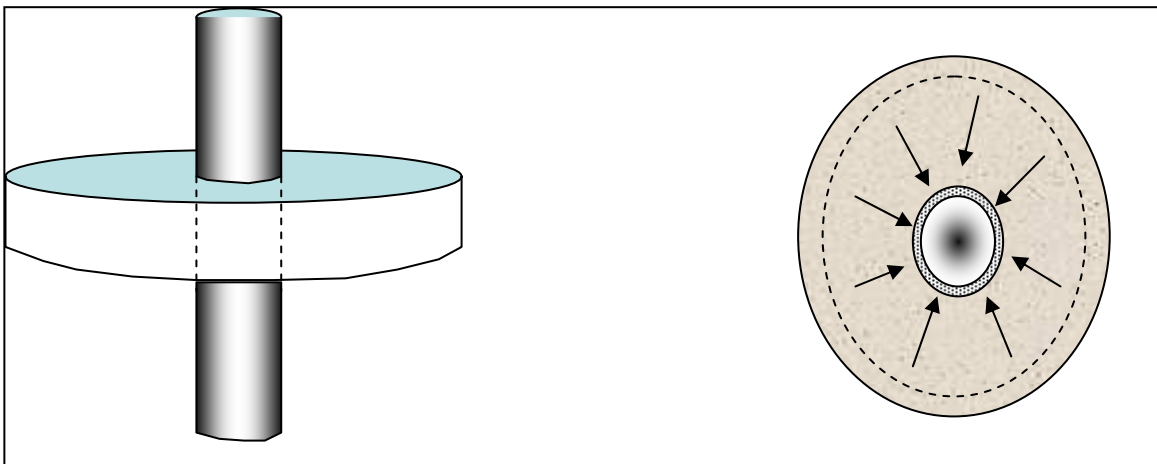


Fig 52. La disminución de la presión del yacimiento por producción, puede causar aumento en el esfuerzo radial sobre el revestimiento provocando colapso de este.

2.6.2 Compresión del casing y Buckling

Estos fenómenos son causados por una gran deformación vertical. La formación es compactada por causa de la reducción de la presión de poro, por lo tanto estas cargas son transmitidas desde la formación al cemento y finalmente al revestimiento. El casing puede fallar por causa de esfuerzos compresivos o Buckling. De igual manera el cemento puede ser dañado debido a altos esfuerzos de cizalla y esfuerzos compresivos¹⁵.

El lugar más probable donde puede ocurrir compresión de casing es cerca al centro del intervalo productor, donde la deformación vertical es la mayor. Si no ocurre deslizamiento entre la formación y el cemento y entre el cemento y el revestimiento, entonces la máxima deformación axial ϵ_v en el revestimiento

puede aproximarse a la compactación total del intervalo productor. Suponiendo que la mayor deformación del yacimiento es en la dirección vertical y que la compresibilidad de la formación es constante, la deformación axial puede aproximarse a:

$$\varepsilon_v = \Delta h / h = C_m \Delta p \quad (175)$$

Donde:

h = Espesor original de la formación.

C_m = es el coeficiente de compactación uniaxial del material.

Δp = Cambio en la presión del yacimiento.

La deformación crítica del acero está en un rango de 0.3% a 0.7%, dependiendo del grado. Con el valor mínimo, como un estimado conservativo, la presión crítica de flujo necesaria para producir una falla compresiva en el casing puede ser calculada así¹⁵:

$$\Delta p_c = 0.003 / C_m \quad (176)$$

Esta ecuación es muy conservadora porque se basa en la suposición de que la deformación del revestimiento es igual a la compactación total de la formación. El deslizamiento de cizalla ocurre en la interfase entre la formación y el cemento o entre el cemento y el casing particularmente en arenas no consolidadas. Registros de campo indican que la deformación del revestimiento es generalmente menor que la compactación de la formación¹⁵.

2.6.3 Falla de casing por Buckling.

Buckling puede ocurrir si la carga axial llega a ser grande y la formación provee una restricción lateral insuficiente. El lugar más probable donde puede ocurrir este problema es cerca del centro de la formación productora donde la deformación vertical es máxima. Un estimado conservativo para la carga mínima por Buckling puede calcularse asumiendo que no existe deslizamiento en las interfases casing-cemento y cemento-formación¹⁵:

$$F_z = A_c E_c \varepsilon_v \quad (177)$$

Donde:

A_c = Área de la sección transversal del casing.

E_c = Modulo de Young del material que constituye el casing.

La presión crítica de flujo necesaria para producir una falla por Buckling puede ser calculada así:

$$\Delta p_c = 2 / A_c C_m \sqrt{\beta I / E_c} \quad (178)$$

Donde:

I = Momento de inercia del casing.

β = Es un parámetro de compactación de la roca que está entre 2^{E_f} y 5^{E_f} .

E_f es el modulo de Young de la formación, y puede ser medido fácilmente sobre núcleos donde los valores típicos están entre 10000psi (69Mpa) para rocas muy suaves y 5000000psi (34Gpa) para rocas muy compactas¹⁵.

2.6.4 Falla por cizalladura del revestimiento.

Las deformaciones horizontales también pueden causar falla de casing mediante esfuerzos de cizalladura. Las fallas por cizalladura son en realidad más comunes y severas que las fallas por compresión y Buckling por diferentes razones²:

1. Fuerzas laterales son aplicadas directamente al casing sin el deslizamiento asociado con las cargas verticales.
2. La capa de cemento alrededor del casing tiene una resistencia a la cizalladura de menor magnitud que su resistencia a la compresión.
3. La localización de la deformación del revestimiento causa a menudo más problemas severos en la producción.

Estos problemas ocurren a menudo hacia los flancos del yacimiento y por encima del intervalo productor. Mientras que las fallas por compresión y Buckling no tienen un efecto significativo en la productividad del pozo dentro del intervalo productor, las fallas de pozo por cizalladura, localizadas en las partes superiores del yacimiento causan a menudo problemas mas serios, requiriendo mas trabajos de workover o abandono¹⁵.

Las formaciones arcillosas y las interfases entre formaciones arenosas y arcillosas son más propensas a las fallas por cizalladura que las arenas. La magnitud del esfuerzo requerido para la falla aumenta con la profundidad¹⁶.

2.6.5 Movimientos de fallas inducidos por la subsidencia y su efecto en el revestimiento.

En algunos casos la compactación del yacimiento puede inducir movimientos a lo largo de fallas y por encima de las formaciones productoras. Cuando las

estructuras son fuertemente falladas o fracturadas, no pueden proveer suficiente soporte lateral. Gran parte de la compactación será transferida a las fallas de alto ángulo.

El movimiento de la falla produce deformaciones localizadas severas y se tiende a cortar el casing a través de la falla como se ilustra en la figura 53. Un efecto similar puede ocurrir a través de los planos de capa de la roca. Este tipo de mecanismo es el principal responsable del daño de muchos pozos, debido a que las cargas tectónicas laterales son usualmente desconocidas, es difícil evaluar el potencial de movimiento de una falla inducida por subsidencia. En general fallas largas y de alto ángulo son más susceptibles a estos movimientos inducidos¹⁵.

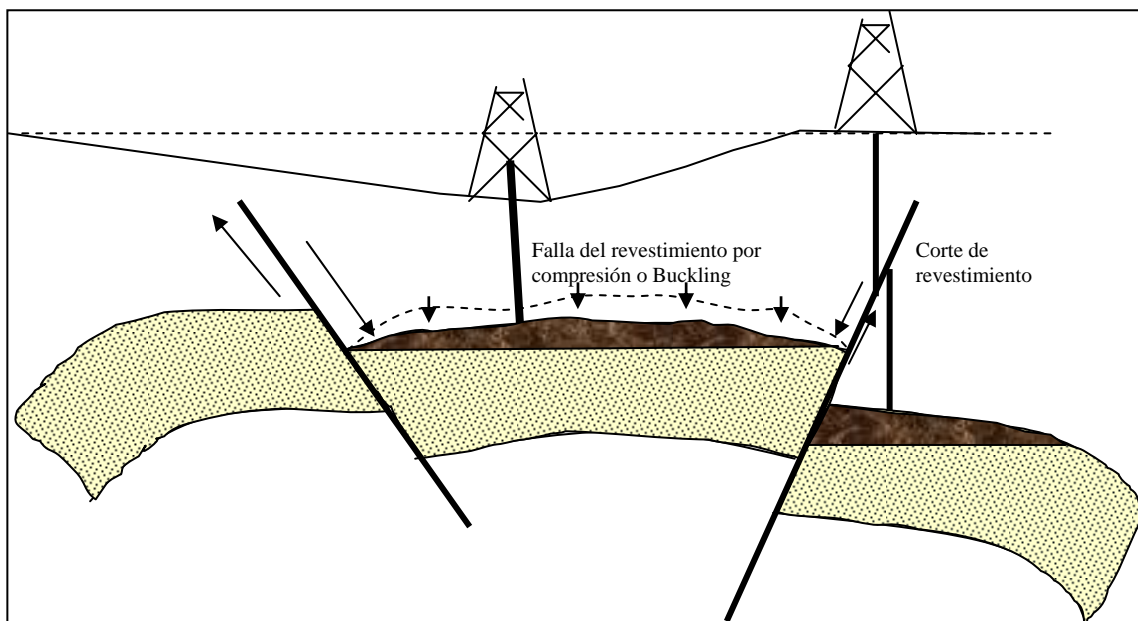


Fig 53. Fallas del revestimiento. En la parte central del yacimiento se pueden presentar colapsos del revestimiento y Buckling, mientras a en los flancos se pueden dar corte del revestimiento por reactivación de fallas o por exceso de carga lateral.

2.7 INESTABILIDAD DEBIDA A MEDIOS DISCONTINUOS.

Perforar a través de miles de metros implica cruzar toda clase de discontinuidades (fracturas, fallas, planos de debilidad etc.) presentes en las masas rocosas. Un mecanismo simple de inestabilidad es el debido a las discontinuidades pre-existentes. La invasión de lodo incrementa la presión de

poro en las discontinuidades y al mismo tiempo disminuye el esfuerzo normal efectivo el cual las estabilizaba previamente. Entonces se activan movimientos de cizalladura a través de estas discontinuidades. Generalmente este tipo de mecanismo es responsable de problemas tales como hueco estrecho, torque anormal y sobre-empuje.

3. EVALUACIÓN GEOMECÁNICA PARA EL ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD DE POZO.

Como se dijo en el capítulo anterior, los problemas de estabilidad pueden afectar tanto la fase de perforación como la fase de producción de un pozo. Estos problemas de estabilidad casi siempre se encuentran en las formaciones de shales que se encuentran por encima del yacimiento, dando como resultados pérdidas de tiempo y dinero. Gran parte de los costos que conlleva desarrollar un campo son gastados en las perforaciones de pozos de producción. Si los pozos de producción se perforan direccionalmente, las plataformas de producción tendrán un área de drenaje más grande. Esto reduce el número de plataformas requeridas para la producción de un campo y por lo tanto el costo de producción. El problema es que generalmente la estabilidad durante la perforación es más crítica para pozos altamente desviados o direccionales que para pozos verticales, lo que significa que perforar pozos direccionales podría también conllevar a un aumento en los costos de producción si no se maneja adecuadamente la estabilidad del pozo².

En zonas tectónicamente activas, las operaciones durante la perforación son más críticas si el pozo es direccional, por lo tanto entender el comportamiento de las rocas, es necesario para minimizar los problemas durante la perforación. Este capítulo presenta un resumen de cómo la mecánica de rocas puede ser aplicada al análisis de problemas de inestabilidad de pozos. La presentación muestra los procedimientos básicos, junto a algunas evaluaciones que deberían ser hechas antes de ser aplicados a problemas de campo².

La evaluación de la estabilidad de pozo representa un problema clásico de mecánica de rocas: la predicción de la respuesta de una roca a una carga mecánica. Algunas circunstancias especiales que hacen de la evaluación de la estabilidad de pozo un problema particular son:

- Cuando la broca esta a miles de metros de profundidad, y no hay métodos disponibles para la observación directa de lo que esta pasando.
- Cuando hay grandes variaciones en los esfuerzos in situ, y adicionalmente estos esfuerzos no son medidos sistemáticamente.
- Cuando hay grandes variaciones en las propiedades del material de la formación. Los costos del corazonamientos son altos, y solamente cantidades limitadas del material están disponibles para pruebas de mecánica de rocas.
- Cuando muchas fuerzas actúan sobre la formación alrededor del pozo: química del lodo, redistribución de esfuerzos, cambios en temperatura, etc.

Esto muestra evidentemente, que la realidad no puede ser descrita exactamente por un modelo, sin preocupar que tan complicado sea el modelo. Basados en algunas consideraciones ideales, un análisis de estabilidad, nos puede proporcionar algunas guías, las cuales posteriormente pueden ser asociados a algunas condiciones prácticas².

3.1 EL PRINCIPIO DEL ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE POZO.

Un modelo teórico debe cubrir todos los aspectos que pudieran afectar la estabilidad tales como la presión del pozo, la magnitud de los esfuerzos in situ, las propiedades mecánicas de la roca, la temperatura, el tiempo, la química del lodo etc²⁶.

Tal modelo sin embargo, no está disponible hoy día, y no aparecerá en un futuro cercano hasta que todos los mecanismos de daño no sean lo

suficientemente conocidos. El modelo requerirá grandes investigaciones y será muy difícil conseguir los datos de entrada suficientes y necesarios, para el análisis de estabilidad²⁶.

Un método sencillo de dos pasos puede ser el siguiente:

1. Calcular la presión del pozo (ventana óptima de lodo) requerida para evitar fallas por compresión y fallas por tensión (fracturamiento hidráulico) usando la teoría de deformación del material adecuada.
2. Considerar los posibles efectos adicionales tales como derrumbes, variaciones de temperatura, inducción de presión de poros, anisotropía de las propiedades mecánica de las rocas etc.

En resumen, la estabilidad del pozo puede ser afectada por los siguientes parámetros:

- La litología de la formación
- Los esfuerzos in-situ y la presión de poro.
- Las propiedades de la roca.
- Las propiedades del lodo.
- Los efectos dependientes del tiempo (compactación, derrumbes)
- Los efectos de temperatura.
- Los aspectos operacionales (surgencia/suaveo, limpieza del pozo etc.)

A continuación, se presentará un método de evaluación de la estabilidad de pozo, mediante el análisis geomecánico, usando las cartas guías desarrolladas por X. Chen, C.P. Tan y C.M. Haberfield para determinar el perfil óptimo de pozo, así como el programa de peso del lodo. Subsecuentemente se presentarán algunos casos de estudio, y finalmente la aplicación a un caso en el piedemonte llanero Colombiano.

3.2 CARTAS GUIA X. CHEN, C.P. TAN AND C. HABERFIELD, PARA EL ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD DE POZO.

Dentro de los parámetros y factores que pueden ser manipulados para mitigar los posibles problemas de inestabilidad, se encuentran: la dirección e inclinación del pozo, y el peso del lodo. Otros factores que juegan un papel muy importante pero que no son modificables son las propiedades elásticas, de resistencia de las formaciones, la presión de poro y el comportamiento anisotrópico de las rocas.

Con el fin de predecir el comportamiento de la estabilidad de pozo, ante la variación de los parámetros mencionados, se han formulado varios métodos de evaluación. El más referenciado en la literatura es el Polígono de Guenot (IADC SPE, 68800). La mayoría de estos métodos de evaluación tienen muchas restricciones, algunos solo funcionan para pozos verticales y para formaciones con isotropía horizontal de esfuerzos, como el caso del polígono de Guenot. Por otra parte, la mayoría de los métodos de evaluación no tienen en cuenta la anisotropía de las propiedades de resistencia y poroelásticas del material.

El método de evaluación mediante las cartas guía, ha sido escogido y comparado con el método de Guenot. El método de las cartas guía tienen en cuenta algunos de los parámetros más relevantes en el análisis de estabilidad de pozo. A continuación se explicará la aplicación de la metodología y procedimiento sugerido por los autores X. Chen, C.P. Tan y C.M. Haberfield, en el uso de las cartas guía, para determinar el perfil óptimo de pozo, así como el programa de peso del lodo. Las cartas guía fueron presentadas en “*S.P.E. Asia Pacific Oil and Gas Conference*” en Adelaida Australia, en Octubre de 1996¹.

3.2.1 Mecanismos de falla de pozo.

Casi todos los problemas de inestabilidad de pozo ocurren en formaciones rocosas débiles, y, predominantemente en shales¹. El conocimiento del alto riesgo que generan las formaciones shale en la estabilidad de pozo, ha

conllevado a numerosas investigaciones en el estudio de la mecánica de los shales. Dicho estudio envuelve tanto investigación química, como mecánica, o combinación de ambas. Generalmente, los factores mecánicos juegan un papel dominante en la fase de perforación y es por esa razón que nos enfocaremos en el análisis de la inestabilidad ocasionada por mecanismos de daño mecánicos, tales como las fallas de pozo inducidas por esfuerzos y desplazamiento de fracturas pre-existentes¹.

La perforación de un pozo, cambia el estado de esfuerzos inicial que existía en la formación y causa una redistribución de estos esfuerzos alrededor del pozo. El nuevo estado de esfuerzos podría exceder la resistencia de la roca y por lo tanto conllevar a una falla. Dicha falla puede ocurrir cuando se excede la resistencia tensil ó cuando se excede la resistencia compresiva de la formación. El estado de esfuerzos alrededor del pozo comprende la contribución de los esfuerzos in situ y la presión del pozo impuesta por la columna del lodo¹.

Cuando se consideran las fallas mecánicas de tipo tensil y de tipo cizalladura, el límite máximo y el límite mínimo definirán el rango o ventana segura de densidad de lodo (mud weight window) para perforar sin ningún problema de inestabilidad de pozo. La figura 54 muestra el principio para determinar ésta ventana de densidad de lodo para un pozo dado. Ésta figura representa el típico caso en el cual la ventana de lodo es predominantemente gobernada por la roca intacta¹.

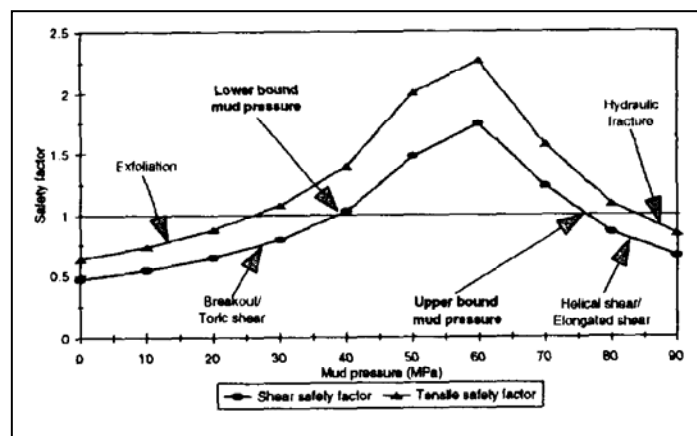


Fig 54. Factor de seguridad versus presión de lodo, tomado de artículo SPE 36972.

3.2.2 Factores que se tienen en cuenta en el análisis de estabilidad de pozo, con las cartas guía desarrolladas por X. Chen, C.P. tan y C.M. Haberfield.

El objetivo de un análisis de estabilidad de pozo es investigar el potencial de inestabilidad de pozo calculando la redistribución del estado de esfuerzos y comparándolo con un criterio de falla adoptado. Para poder entender los problemas de falla de pozo se describirán a continuación algunos de los factores más relevantes que afectan la estabilidad de pozo²⁶

- **Orientación y magnitud de los esfuerzos in situ.**

El estado de esfuerzos in situ en una localidad, generalmente refleja la densidad de las formaciones, la historia de movimientos tectónicos, y los esfuerzos térmicos y residuales en la región. Por esta razón el campo de esfuerzos in situ es rara vez litostático.

De acuerdo con la magnitud relativa entre σ_v , σ_h y σ_H , Anderson (1951), describe tres regímenes de esfuerzos in situ: falla normal o de extensión ($\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$), compresional o inversa ($\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$), y falla de rumbo ($\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$). El perfil del pozo relativo al campo de esfuerzos in situ puede variar en cualquier dirección y en cualquier ángulo de desviación, tal como sea requerido en el diseño para máxima producción. La estabilidad dependerá por lo tanto de la dirección del pozo y del ángulo de inclinación y del régimen de esfuerzos in situ¹.

- **Propiedades mecánicas y de resistencia de la roca.**

Los shales son comúnmente encontrados como capas de roca en los yacimientos de gas y petróleo. La presencia de planos de estratificación en los shales conlleva a un comportamiento anisotrópico del material. Las pruebas de compresión uniaxial y triaxial en rocas transversalmente isotrópicas han

demostrado que su resistencia máxima varía con la orientación del plano de isotropía con respecto a la dirección de los esfuerzos principales. Esta diferencia tiene mucha importancia, ya que los planos de estratificación tienen una resistencia mucho menor a los esfuerzos que la roca intacta. (Por ejemplo la relación entre la cohesión de los planos de estratificación con la roca intacta, c_b / c_i es 0.53-1.0 y la relación entre los ángulos de fricción es 0.67-1.0) (20058). Adicionalmente, se ha encontrado que el promedio de la resistencia tensil es entre 20% y 35% mas bajo para las pruebas paralelas a los planos de estratificación que las pruebas perpendiculares a los mismos. De aquí que la diferencia de la resistencia entre la roca intacta y los planos de estratificación debe ser considerada en un análisis de estabilidad de pozo¹.

- **Presión de poro.**

La existencia de presión de poro en las formaciones rocosas cambia el esfuerzo total efectivo. Algunas formaciones poseen presiones altas anormales, éste fenómeno ocurre con frecuencia en formaciones shales o impermeables.

Debido a que los shales son formaciones relativamente impermeables, el cambio de volumen de la formación induce altas presiones de poro. Ésta presión de poro inducida, reducirá adicionalmente la presión de confinamiento efectiva, lo cual podría resultar en una falla de pozo. De esta manera para predecir con exactitud la falla en la roca es necesario tener en cuenta el exceso de la presión de poro. En particular cuando están presentes planos de estratificación con baja resistencia, un modo de falla de deslizamiento inducido por las altas presiones de poro puede ocurrir. Debido a esto, se debe tener un conocimiento de la presión de formación in situ en el análisis de estabilidad de pozo¹.

- **Presión del lodo.**

La tecnología de fluidos de perforación es una parte integral, del éxito en operaciones de completamiento y perforación. Desde un punto de vista

mecánico, la función principal del fluido de perforación es proveer suficiente presión hidrostática para el balance con la presión de la formación y soportar algunas de las cargas o esfuerzos impuestos sobre las paredes del pozo por los esfuerzos in situ. Cuando la presión ejercida por los fluidos de perforación excede la presión de la formación, referido como sobre balanceado (overbalanced drilling), el fluido de perforación penetrará dentro de la formación y gradualmente reducirá el soporte efectivo del lodo sobre las paredes del pozo. Si la presión del pozo es excesivamente alta, se puede inducir un fracturamiento hidráulico de la formación ó puede ocurrir abertura de fracturas naturales; causando pérdidas inesperadas de fluido de perforación y generar decrecimiento del poder de soporte del fluido de perforación. Esto no únicamente aumentará los costos del lodo de perforación, sino que además causará inestabilidad en el pozo. Este problema puede prevenirse determinando el peso crítico de lodo para mantener estable el pozo. En otras palabras, la densidad del lodo es optimizada para evitar tanto el colapso del hueco, como la fractura de la formación. La optimización de la densidad del lodo de perforación depende del ángulo de desviación y dirección del pozo, así como de las propiedades mecánicas de la formación¹.

3.2.3 Criterios de falla y datos utilizados para la elaboración de las cartas guía desarrolladas por X. Chen, C.P. Tan y C.M. Haberfield.

- **Criterios de falla.**

Falla por cizalladura: El criterio de falla compresiva utilizado por los autores de las cartas guía, para el análisis de estabilidad de pozo, fue el criterio de Mohr-Colulomb. El concepto del criterio de Mohr-Coulomb es, que si el esfuerzo máximo de cizalladura, sobre cualquier plano en la roca, alcanza la resistencia a la cizalladura del material, entonces la roca fallará. La resistencia a la cizalladura, está definida por:

$$\tau_s = c + \eta \sigma_N' \quad , \quad \eta = \tan \varphi$$

Donde c y φ son la cohesión y el ángulo de fricción interno del material que constituye la roca respectivamente. Debido a la textura laminar del shale, el análisis toma en cuenta tanto la resistencia de la roca intacta como la resistencia de los planos de estratificación (planos de debilidad) y los examina separadamente.

Falla tensil:

La teoría del mínimo esfuerzo principal normal, es utilizada para predecir la falla tensil en éste análisis (teniendo en cuenta que la compresión es positiva):

$$\sigma_3 - P_p \leq -\sigma_t \quad (179)$$

Donde σ_3 y P_p son el esfuerzo principal menor y la presión de poro en la pared del pozo respectivamente, y σ_t es la resistencia tensil de la roca. Como los shales tienen textura laminar, el análisis utiliza un criterio de falla anisotrópico. Es decir se examina la resistencia tensil de la roca intacta, y la resistencia tensil de los planos de estratificación (laminas del shale) separadamente.

- **Datos de entrada.**

Los datos de sensibilidad que presentan los autores en éste análisis, están basados en propiedades de shales y esfuerzos in situ típicos de la región North West Shelf en Australia.

Propiedades del material:

Estas propiedades han sido determinadas mediante pruebas conducidas en shales de North West Shelf en Australia, (tabla 2).

Parámetros de resistencia: La cohesión, el ángulo de fricción interna y la resistencia tensil de la roca han sido calculados tanto para la roca intacta, como para los planos de estratificación (planos de debilidad).

Regímenes de esfuerzos in situ: En el estudio, los autores utilizaron algunos regímenes de esfuerzos in situ de campos de la región North West Shelf en Australia. Los datos medidos indicaron que estos regímenes estaban en el límite entre falla extensional (normal) y de rumbo, mientras que otros estaban bajo condiciones solamente de falla de rumbo.

Tabla 2. Atributos clave usados en el análisis.

ATRIBUTO	RANGOS
Gradiente de esfuerzo vertical $\Delta\sigma_v$ (KPa/m)	22.6-29
σ_h / σ_v	0.3-1.5
σ_H / σ_h	1.0-1.5
Angulo de dirección del pozo, β	0-90°
Angulo de desviación del pozo, α	0-90°
Cohesión de la roca intacta, (Mpa)	3.0-16.5
Angulo de fricción de la roca intacta.	22.0-33.0°
Resistencia tensil de la roca intacta, σ_t (MPa)	1.3-3.0
E Modulo de Young para la roca intacta, (GPa)	5.0-15.0
E_1 / E_2	1.23-1.5
V para la roca intacta	0.1-0.4
V_{12} / V_{13}	1.9-1.4
c_b / c_i	0.53-1.0
$\tan \phi_b / \tan \phi_i$	0.67-1.0
Relación de resistencias tensiles $\sigma_{ti} / \sigma_{tb}$	0.65-0.80
UCS_2 / UCS_1	1.0-1.6
Gradiente de presión Δp_p , (KPa/m)	10.4-20.4

Peso del Lodo (SG)	1.0-2.0
--------------------	---------

Los autores utilizaron 8 casos para examinar la influencia del régimen de esfuerzos in situ sobre la estabilidad del pozo. Los 8 casos comprenden: 3 en condiciones de falla normal, tres en condiciones de falla de rumbo y dos casos ubicados entre el límite de las dos regiones de falla (normal y de rumbo). Estos casos están registrados en la tabla 3 (basados en una profundidad de 2000 m y asumiendo un gradiente de densidad de 21,93 (KPa/m)¹.

Presión de formación: El gradiente de presión de formación fue determinado usando datos obtenidos de registros resistivos. Se encontró que las formaciones shale, tienen gradientes de presión entre 1,04 y 1,25 SG. En éste estudio se utilizó un valor significativo del gradiente de presión (1,15 SG) correspondiente a la presión de poro de 22,9 MPa a una profundidad de 2000m.

Tabla 3. Esfuerzos in situ usados para el análisis de sensibilidad hecho por los autores de las cartas guía.

Caso #	Condición de falla	σ_V	σ_H	σ_h
1	Normal	43.86	31.58	28.51
2	Normal	43.86	37.72	33.99
3	Normal	43.86	37.72	28.51
4	Limite entre Normal y De Rumbo	43.86	43.86	39.47
5	Limite entre Normal y De Rumbo	43.86	43.86	28.51
6	Rumbo	43.86	52.19	33.99
7	Rumbo	43.86	52.19	39.47
8	Rumbo	43.86	60.79	39.47

3.2.4 Metodología de diseño de las cartas guía, resultados y discusiones.

La influencia de el régimen de esfuerzos in situ, la presencia de planos de debilidad, las propiedades elásticas y de resistencia del material, y la presión de poro inducida, son examinados mediante el calculo de la ventana segura de lodo (safe mud weight window) teniendo en cuenta los modos de falla tanto de la roca intacta como de los planos de estratificación (planos de debilidad) tal como se muestra en la figura 55⁵.

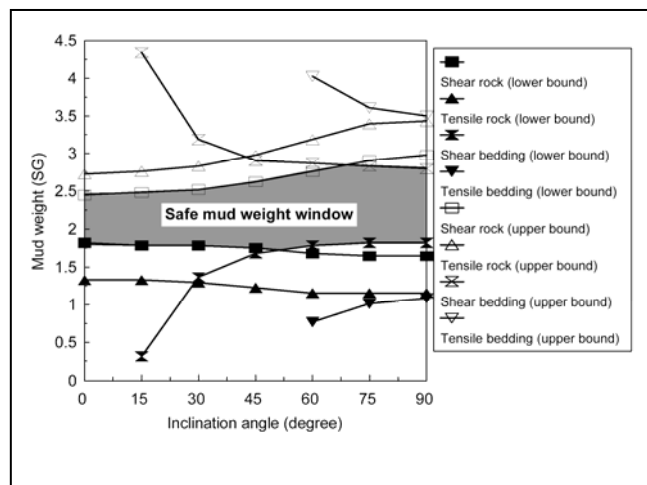


Fig 55. Esquema de cálculo de la ventana de lodo crítica usado en el análisis. Tomado de artículo SPE 64737.

Como se dijo anteriormente, el modelo usado en la derivación de las ecuaciones de estabilidad, para los modos de falla compresiva es el criterio de Mohr-Coulomb; el cual ignora el efecto del esfuerzo principal intermedio. Se asume que el material se comporta linealmente. El esfuerzo apropiado, mayor o menor principal es sustituido en el criterio de falla, subsecuentemente se calcula el mínimo peso de lodo requerido para prevenir la falla, para los modos de falla Breakout y Tórica⁴. De la misma manera se calcula el máximo peso de lodo permitido que evitará la falla, para los modos de falla Helicoidal y de Elongación⁴. En cuanto a la falla tensil se calcula el máximo peso de lodo permitido para evitar el Fracturamiento y la falla por Exfoliación, pero ésta vez utilizando el criterio de falla tensil, mencionado anteriormente. El procedimiento para el cálculo de la ventana segura de lodo se ha desarrollado en una Macro en Microsoft Excel el cual será entregado junto con este trabajo⁴.

- **Efecto del régimen de esfuerzos in situ.**

Condición de falla normal: En el análisis , para los casos 1 a 3 (régimen de falla normal), se determinó la ventana de lodo segura, para pozos orientados en la dirección de los esfuerzos mayor y menor horizontales y a 45 grados desde la dirección del menor esfuerzo horizontal. Los autores encontraron que para los tres casos, con valores significativos (intermedios) de las propiedades elásticas y de resistencia, el peso de lodo crítico está gobernado por las fallas de cizalladura en la roca intacta.

Para el caso 2, existe ventana de lodo segura para todas las inclinaciones de pozos, pero dicha ventana se va reduciendo cuando la dirección del pozo se mueve hacia el esfuerzo horizontal mayor in situ. Para el caso 1, únicamente existe ventana de lodo segura para ángulos de inclinación desde 0 a 15 grados. Para el caso 3 no existe ventana de lodo segura. Esto significa que para éste régimen de esfuerzos in situ, la inestabilidad del pozo no se puede evitar durante la perforación. La diferencia significativa entre los casos 1 a 3 es debida a la diferencia relativa entre las magnitudes de los esfuerzos principales, especialmente la diferencia entre los esfuerzos mayor y menor horizontales. En la tabla 3, los casos 1 y 3 tienen el mismo esfuerzo menor horizontal, pero diferentes esfuerzos mayores horizontales. Por otra parte, los casos 2 y 3 tienen el mismo esfuerzo mayor horizontal, pero diferente esfuerzo menor horizontal. El resultado indica que entre mas cerca estén las magnitudes de los esfuerzos horizontales, el pozo es más estable. También para pozos en una dirección dada, con el incremento del ángulo de inclinación, la influencia del esfuerzo vertical (el más grande de los esfuerzos principales en condición de falla normal) aumenta, por lo tanto los pozos horizontales son los más inestables. Para pozos con la misma inclinación, es seguro perforar en la dirección del menor esfuerzo horizontal, ya que dicho esfuerzo tiene menor influencia que el esfuerzo máximo horizontal. Por lo tanto la ventana de lodo seguro para los pozos es controlada por las magnitudes relativas de los esfuerzos principales¹.

Frontera entre las condiciones de falla normal y falla de rumbo: De igual forma, para los casos 4 y 5 se determinó la ventana de lodo segura, para pozos orientados en la dirección de los esfuerzos mayor y menor horizontales, y a 45 grados desde la dirección del menor esfuerzo horizontal. Los autores encontraron que para el caso 4, para todos los casos con valores significativos (intermedios) de las propiedades elásticas y de resistencia, existe un gran rango de ventana de lodo segura para todos los pozos (todos los ángulos de inclinación). Para los pozos con ángulo de inclinación de 0 a 50 grados, el peso de lodo crítico está gobernado por las fallas de cizalladura, en la roca intacta. Y para los pozos con ángulos de inclinación mayor a 50 grados, está gobernado por la falla por cizalladura de los planos de estratificación.

El efecto de la falla por cizalladura de los planos de estratificación (laminas del shale), disminuye gradualmente cuando la dirección del pozo se mueve hacia el mayor esfuerzo horizontal. Para el caso 5, únicamente existe ventana de lodo para los pozos con inclinaciones por encima de los 60 grados en la dirección del esfuerzo menor horizontal. Los resultados también confirman la relación en el efecto de la diferencia relativa de la diferencia relativa entre las magnitudes de los esfuerzos principales en la estabilidad del pozo. Como puede verse en la tabla 3, el caso 4 y 5 tienen el mismo esfuerzo horizontal mayor, pero diferente esfuerzo horizontal menor. Entre más cerca estén las magnitudes de los esfuerzos horizontales principales el pozo es más estable. En comparación con el caso 1 y 2 en el régimen de falla normal, el caso 4 es más favorable para perforar, ya que el régimen de esfuerzos se acerca al estado de esfuerzos hidrostático. El caso 5 es peor que el caso 1 y 3 ya que

$$(\sigma_H - \sigma_h)_{\text{caso1}} < (\sigma_H - \sigma_h)_{\text{caso3}} < (\sigma_H - \sigma_h)_{\text{caso5}} \text{ aunque, } (\sigma_V - \sigma_H)_{\text{caso1}} < (\sigma_V - \sigma_H)_{\text{caso3}} < (\sigma_V - \sigma_H)_{\text{caso5}}^1.$$

Condición de falla de rumbo: Similarmente en análisis, para los casos 6 a 8 (régimen de falla de rumbo), se determinó la ventana de lodo segura, para pozos orientados en la dirección de los esfuerzos mayor y menor horizontales, y a 45 grados desde la dirección del menor esfuerzo horizontal. Los autores

encontraron que para todos los casos con valores significativos (intermedios) de las propiedades elásticas y de resistencia, el peso de lodo crítico está gobernado por las fallas de cizalladura, en la roca intacta. Para el caso 7, la ventana de lodo segura existe para todos los pozos, pero ésta empieza a aumentar cuando el ángulo de inclinación se incrementa. Para el caso 6, la ventana de lodo segura existe únicamente para ángulos de inclinación entre los 60 y 90 grados en la dirección del menor esfuerzo horizontal. Para el caso 8, no se puede obtener ninguna ventana segura excepto para pozos con ángulos de inclinación entre los 45 y 90 grados, perforados en la dirección del esfuerzo horizontal máximo¹.

Una vez mas los resultados confirmaron lo encontrado en los casos 1 y 5, suministrando la misma relación de el efecto de la diferencia relativa entre las magnitudes de los esfuerzos principales en la estabilidad del pozo pero obviamente el efecto varia con la dirección del pozo. Como está inscrito en la tabla 3, los casos 6 y 7 tienen el mismo esfuerzo horizontal mayor pero diferente esfuerzo horizontal menor. Los casos 7 y 8 tienen el mismo esfuerzo horizontal menor, pero diferente esfuerzo horizontal mayor. Como $(\sigma_H - \sigma_h)_{\text{caso 7}} < (\sigma_H - \sigma_h)_{\text{caso 6}} < (\sigma_H - \sigma_h)_{\text{caso 8}}$, el caso 7 es el más estable. Para pozos en una dirección dada, con el incremento del ángulo de inclinación, la influencia del esfuerzo vertical (El esfuerzo intermedio principal in situ en condición de falla de rumbo) también aumenta, debido a esto, los pozos horizontales son los más estables. Para pozos con la misma inclinación, es seguro perforar en la dirección del menor esfuerzo principal, cuando $\sigma_V - \sigma_h$ es grande. Cuando σ_V y σ_h llegan a estar muy cerca el uno del otro, es seguro perforar en la dirección del mayor esfuerzo horizontal^{1,3}.

- **Efecto de la presencia de los planos de estratificación en el shale (Estructura laminar del shale).**

El efecto llega a ser más significativo para pozos altamente desviados, con inclinaciones mayores de los 45 grados, para todas las direcciones. Como los autores asumen los planos de estratificación (planos de debilidad) horizontales, cuando se incrementa el ángulo de inclinación, el ángulo entre los planos de estratificación y el eje del pozo disminuye. El efecto de estos planos, es más crítico para la estabilidad del pozo, cuando el ángulo de inclinación de los mismos con la pared del pozo, se hace más pequeño. El límite inferior de densidad de lodo determinado para los planos de estratificación, es entre 2,2% y 9,1% mayor que para la roca intacta. Igualmente, el límite superior de densidad de lodo determinado para la falla de cizalladura de los planos de estratificación es 3,6% menor para la falla por cizalladura de la roca intacta. Aunque ésta diferencia no es muy significativa, el estudio del comportamiento de los planos en el análisis de estabilidad de pozo, sigue siendo crítico, ya que sus efectos están dependiendo de los parámetros de resistencia de los planos de estratificación^{1,3}.

- **Efecto de las propiedades elásticas del material.**

Los autores¹ examinaron la influencia de las propiedades elásticas, comparando los resultados de los parámetros elásticos de los valores mínimos (lower bound), máximos (upper bound) y significativos (mean bound) en la tabla 2 para los casos 1, 4 y 8. Como las diferencias fueron menores del 5% se determinó que las propiedades elásticas tenían solo una pequeña influencia en la estabilidad de pozo. Por otra parte, la influencia de la isotropía de las propiedades elásticas y de drenaje, también se investigaron. En el estudio hecho por los autores se puede apreciar que el uso la anisotropía de las propiedades elásticas y de drenaje, tiene menor influencia sobre la falla por cizalladura de la roca intacta que para la falla tensil^{1,3}.

3.2.5 Elaboración de una carta guía

El estudio hecho por los autores¹ muestra que existen diferentes problemas potenciales que causan inestabilidad en el pozo, para diferentes regímenes de esfuerzos in situ. Los autores diferencian tres áreas importantes en la distribución de esfuerzos in situ en el mapa de esfuerzo (σ_h / σ_v) versus la relación de esfuerzos horizontales^{1,3} (σ_h / σ_H) Como lo muestra la figura 56.

- **Área 1:** Representa aquellos regímenes de esfuerzos en los cuales, perforar en cualquier dirección e inclinación, no conllevará a ningún problema de inestabilidad, si se adopta un peso de lodo apropiado.
- **Área 2:** Representa aquellos regímenes de esfuerzos en los cuales, una ventana de lodo seguro, para pozos en cualquier dirección e inclinación, no puede ser obtenida y por lo tanto, no se puede evitar la inestabilidad del pozo.
- **Área 3:** Representa aquellos regímenes de esfuerzos en los cuales, se puede perforar, en solo ciertas direcciones e inclinaciones, sin tener algún problema de inestabilidad en el pozo.

Es importante notar que tanto la posición y el tamaño de estas áreas variará con los parámetros de resistencia y elásticos del material usados en el análisis.

De la misma manera se elaboraron cartas para evaluar la mejor trayectoria de pozo a seguir, según el régimen de esfuerzos in situ y las propiedades mecánicas del material. Por otra parte también se elaboraron cartas para evaluar la anisotropía de las propiedades del material al igual que la presión de poro inducida.

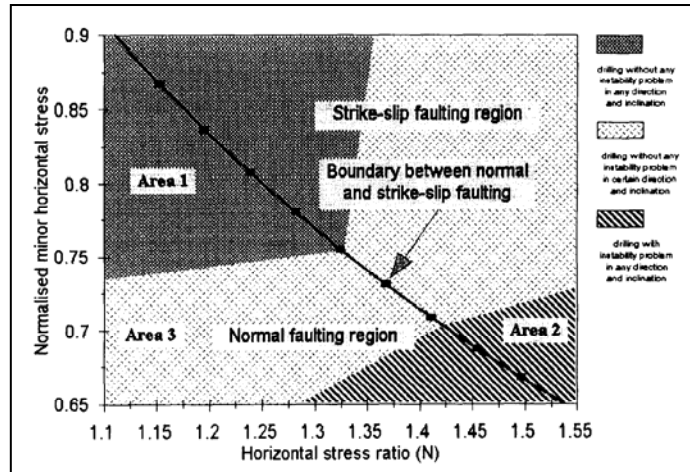


Fig 56. Esquema de elaboración de una carta guía. Tomado de artículo SPE 36972.

3.2.6 Cartas guía desarrolladas por X. Chen, C.P. Tan y C.M. Haberfield.

Para solucionar los problemas de inestabilidad de pozo anteriormente mencionados, se debe diseñar un programa de peso de lodo adecuado, que provea la presión de pozo suficiente para prevenir simultáneamente, tanto la falla por cizalladura, como por tensión, tal como se muestra en la figura 55. Algunas veces sin embargo, no existe ventana de lodo segura para ciertos regímenes de esfuerzos in situ, es decir, no se pueden evitar uno o más modos de falla. Para estos pozos, se debe adoptar un peso de lodo que provea presión suficiente para reducir la severidad de las fallas de cualquier tipo. El fracturamiento hidráulico y el Breakout, son los dos tipos de fallas más comunes y de más severas consecuencias, ya que el fracturamiento hidráulico conlleva a pérdidas de lodo, mientras que el Breakout puede conllevar a derrumbe del pozo. Cuando no existe peso de lodo adecuado para prevenir ambos tipos de falla simultáneamente, se debe impedir la propagación de la fractura mientras se minimiza el Breakout⁵.

Para poder usar las cartas guía, los autores¹ establecen un eje de convenciones para el régimen de esfuerzos in situ, trayectoria del pozo y se asume que los planos de debilidad son perpendiculares al pozo horizontal como se muestra en la figura 57. En el estudio se asumió que el material se

comporta de acuerdo con la teoría poroelástica. El desarrollo de las cartas, está basado en todos los regímenes de esfuerzos in situ que pueden ser encontrados en operaciones de perforación, tal como se ilustra en la figura 58. El rango de parámetros de resistencia y de propiedades poroelásticas del material está ilustrado en las tablas 4 a 7³.

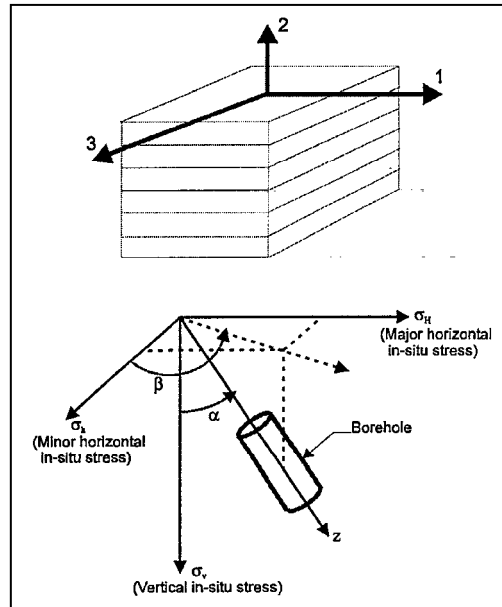


Fig 57. Eje de convenciones adoptado por los autores de las cartas guía. Tomado de SPE 48898.

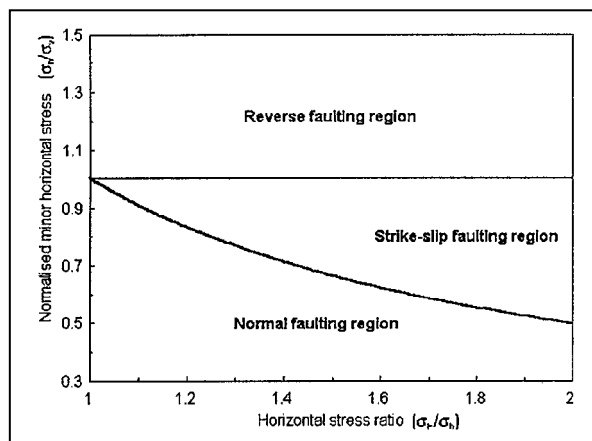


Fig 58. Regímenes de esfuerzos in situ que pueden ser encontrados en operaciones de perforación. Tomado de SPE 48898.

Tabla 4. Parámetros poroelásticos para el estudio paramétrico. Tomado de SPE 48898.

Original parameters				Case 1 $f_2 = 1.00$		Case 2 $f_2 = 0.48$		Case 3 $f_2 = 0.00$		Case 4 $f_2 = -0.57$		Case 5 $f_2 = -1.10$		Case 6 $f_2 = -1.62$	
E_1^u (GPa)	E_2^u (GPa)	f_1	f_3	E_2^u (GPa)	f_3	E_2^u (GPa)	f_3	E_2^u (GPa)	f_3	E_2^u (GPa)	f_3	E_2^u (GPa)	f_3	E_2^u (GPa)	f_3
11.85	9.55	0.81	1.00	11.85	0.90	10.68	0.81	9.55	0.70	8.32	0.60	7.11	0.50	5.93	
v_{31}^u	v_{21}^u	f_1	f_3	v_{21}^u	f_3	v_{21}^u	f_3	v_{21}^u	f_3	v_{21}^u	f_3	v_{21}^u	f_3	v_{21}^u	f_3
0.16	0.19	1.19	1.00	0.16	1.10	0.18	1.19	0.19	1.30	0.21	1.40	0.22	1.50	0.23	
b_1	b_2	f_1	f_3	b_2	f_3	b_2	f_3	b_2	f_3	b_2	f_3	b_2	f_3	b_2	f_3
0.23	0.32	1.39	1.00	0.23	1.20	0.28	1.39	0.32	1.61	0.37	1.82	0.42	2.02	0.47	
G_{31} (GPa)	G_{12} (GPa)	f_1	f_3	G_{12} (GPa)	f_3	G_{12} (GPa)	f_3	G_{12} (GPa)	f_3	G_{12} (GPa)	f_3	G_{12} (GPa)	f_3	G_{12} (GPa)	f_3
5.11	5.26	1.03	1.00	5.11	1.02	5.21	1.03	5.26	1.05	5.37	1.07	5.47	1.08	5.52	

Tabla 5. Parámetros de baja resistencia (Low Strength). Tomado de SPE 48898.

Original parameters				Case 1 $f_2 = 1.00$		Case 2 $f_2 = 0.76$		Case 3 $f_2 = 0.51$		Case 4 $f_2 = 0.28$		Case 5 $f_2 = 0.00$		Case 6 $f_2 = -0.21$		Case 7 $f_2 = -0.45$		Case 8 $f_2 = -0.69$	
c_1' (MPa)	c_2' (MPa)	f_1	f_3	c_2' (MPa)	f_3	c_2' (MPa)	f_3	c_2' (MPa)	f_3	c_2' (MPa)	f_3	c_2' (MPa)	f_3	c_2' (MPa)	f_3	c_2' (MPa)	f_3	c_2' (MPa)	f_3
0.47	0.28	0.60	1.00	0.47	0.90	0.42	0.80	0.38	0.71	0.33	0.60	0.28	0.52	0.24	0.42	0.20	0.32	0.15	
$\tan\phi_1'$	$\tan\phi_2'$	f_1	f_3	$\tan\phi_2'$	f_3	$\tan\phi_2'$	f_3	$\tan\phi_2'$	f_3	$\tan\phi_2'$	f_3	$\tan\phi_2'$	f_3	$\tan\phi_2'$	f_3	$\tan\phi_2'$	f_3	$\tan\phi_2'$	f_3
0.53	0.43	0.81	1.00	0.53	0.95	0.50	0.91	0.48	0.86	0.46	0.81	0.43	0.77	0.41	0.72	0.38	0.68	0.36	
σ_1 (MPa)	σ_2 (MPa)	f_1	f_3	σ_2	f_3	σ_2	f_3	σ_2	f_3	σ_2	f_3	σ_2	f_3	σ_2	f_3	σ_2	f_3	σ_2	f_3
0.12	0.10	0.83	1.00	0.12	0.96	0.12	0.92	0.11	0.88	0.11	0.83	0.10	0.79	0.10	0.75	0.09	0.71	0.09	

Tabla 6. Parámetros de intermedia resistencia (Mean Strength). Tomado de SPE 48898.

Original parameters				Case 1 $f_2 = 1.00$		Case 2 $f_2 = 0.76$		Case 3 $f_2 = 0.51$		Case 4 $f_2 = 0.28$		Case 5 $f_2 = 0.00$		Case 6 $f_2 = -0.21$		Case 7 $f_2 = -0.45$		Case 8 $f_2 = -0.69$	
c_1' (MPa)	c_2' (MPa)	f_1	f_3	c_2' (MPa)	f_3	c_2' (MPa)	f_3	c_2' (MPa)	f_3	c_2' (MPa)	f_3	c_2' (MPa)	f_3	c_2' (MPa)	f_3	c_2' (MPa)	f_3	c_2' (MPa)	f_3
6.11	3.60	0.59	1.00	6.11	0.90	5.52	0.80	4.91	0.70	4.28	0.60	3.60	0.50	3.08	0.40	2.44	0.30	1.83	
$\tan\phi_1'$	$\tan\phi_2'$	f_1	f_3	$\tan\phi_2'$	f_3	$\tan\phi_2'$	f_3	$\tan\phi_2'$	f_3	$\tan\phi_2'$	f_3	$\tan\phi_2'$	f_3	$\tan\phi_2'$	f_3	$\tan\phi_2'$	f_3	$\tan\phi_2'$	f_3
0.50	0.40	0.80	1.00	0.50	0.95	0.48	0.90	0.45	0.86	0.43	0.80	0.40	0.76	0.38	0.71	0.36	0.67	0.33	
σ_1 (MPa)	σ_2 (MPa)	f_1	f_3	σ_2	f_3	σ_2	f_3	σ_2	f_3	σ_2	f_3	σ_2	f_3	σ_2	f_3	σ_2	f_3	σ_2	f_3
1.59	1.30	0.82	1.00	1.59	0.96	1.52	0.91	1.45	0.87	1.38	0.82	1.30	0.78	1.24	0.74	1.18	0.70	1.11	

Tabla 7. Parámetros de alta resistencia (Upper Strength). Tomado de SPE 48898.

Original parameters				Case 1 $f_2 = 1.00$		Case 2 $f_2 = 0.76$		Case 3 $f_2 = 0.51$		Case 4 $f_2 = 0.28$		Case 5 $f_2 = 0.00$		Case 6 $f_2 = -0.21$		Case 7 $f_2 = -0.45$		Case 8 $f_2 = -0.69$	
c_1' (MPa)	c_2' (MPa)	f_1	f_3	c_2' (MPa)	f_3	c_2' (MPa)	f_3	c_2' (MPa)	f_3	c_2' (MPa)	f_3	c_2' (MPa)	f_3	c_2' (MPa)	f_3	c_2' (MPa)	f_3	c_2' (MPa)	f_3
14.40	8.5	0.59	1.00	14.40	0.90	12.96	0.80	11.52	0.70	10.08	0.59	8.50	0.50	7.20	0.40	5.76	0.30	4.32	
$\tan\phi_1'$	$\tan\phi_2'$	f_1	f_3	$\tan\phi_2'$	f_3	$\tan\phi_2'$	f_3	$\tan\phi_2'$	f_3	$\tan\phi_2'$	f_3	$\tan\phi_2'$	f_3	$\tan\phi_2'$	f_3	$\tan\phi_2'$	f_3	$\tan\phi_2'$	f_3
0.40	0.32	0.80	1.00	0.40	0.95	0.38	0.90	0.36	0.86	0.34	0.80	0.32	0.76	0.30	0.71	0.28	0.67	0.27	
σ_1 (MPa)	σ_2 (MPa)	f_1	f_3	σ_2	f_3	σ_2	f_3	σ_2	f_3	σ_2	f_3	σ_2	f_3	σ_2	f_3	σ_2	f_3	σ_2	f_3
3.75	3.08	0.82	1.00	3.75	0.96	3.60	0.91	3.41	0.87	3.26	0.82	3.08	0.78	2.93	0.74	2.78	0.70	2.63	

3.2.7 Cartas de diseño.

- **Efecto del régimen de esfuerzos in situ³.**

En la figura 58 se muestra la variación de la estabilidad del pozo con el régimen de esfuerzos in situ, el cual fue desarrollado basándose en la ventana de lodo determinada para cada régimen de esfuerzos in situ, y categorías de resistencia de material, tal como se explicó en el anterior informe. En dicha figura se observa que la perforabilidad de un pozo, desde el punto de vista de la estabilidad de pozo, y en relación al régimen de esfuerzos in situ, se puede dividir en tres áreas:

- **Área 1:** Representa aquellos regímenes de esfuerzos en los cuales, perforar en cualquier dirección e inclinación, no conllevará a ningún problema de inestabilidad, si se adopta un peso de lodo apropiado. El régimen de esfuerzos in situ en ésta área está cerca al hidrostático, la diferencia entre σ_H, σ_h , y σ_V son pequeñas.

- **Área 2:** Representa aquellos regímenes de esfuerzos en los cuales, una ventana de lodo seguro, para pozos en cualquier dirección e inclinación, no puede ser obtenida y por lo tanto, no se puede evitar la inestabilidad del pozo. El régimen de esfuerzos in situ en ésta área es mas o menos cercano al hidrostático.

- **Área 3:** Representa aquellos regímenes de esfuerzos en los cuales, se puede perforar, en solo ciertas direcciones e inclinaciones, sin tener algún problema de inestabilidad en el pozo. El régimen de esfuerzos in situ en ésta área es altamente anisotrópico.

Las figuras 59a a 59c, muestra que el tamaño de las áreas 1 y 2 incrementa con la resistencia del material. Cuando el material de la formación, tiene alta resistencia, Existe una ventana de lodo segura mas grande, y la posibilidad de problemas de inestabilidad es menor³.

Las tres áreas adicionalmente se pueden dividir en 5 sub-áreas basándose en el perfil óptimo de pozo como se muestra en la figura 60³:

- **Área A:** Representa aquellos regímenes de esfuerzos en los cuales, los pozos perforados con bajas inclinaciones (cerca al vertical), orientados en la dirección de σ_H , son más estables en comparación con las demás combinaciones de dirección e inclinación. El régimen de esfuerzos en esta área corresponde a falla inversa y tiene pequeñas diferencias entre σ_H y σ_h , y la magnitud de σ_h es cercana a σ_V en comparación con la de σ_H y σ_V .
- **Área B:** Representa aquellos regímenes de esfuerzos en los cuales, los pozos perforados en cualquier trayectoria, son igualmente estables, el régimen de esfuerzos in situ, en esta área, es cercano al isotrópico, en comparación con las otras áreas.
- **Área C:** Representa aquellos regímenes de esfuerzos en los cuales, los pozos perforados con bajas inclinaciones (cerca al vertical), orientados en la dirección de σ_h son más estables. El régimen de esfuerzos en esta área corresponde a falla normal e inversa y tiene pequeñas diferencias entre σ_H y σ_h , y la magnitud de σ_V es cercana a σ_H en comparación con la de σ_h y σ_V .
- **Área D:** Representa aquellos regímenes de esfuerzos en los cuales, los pozos perforados con altas inclinaciones (cerca al horizontal), orientados en la dirección de σ_H , son más estables. El régimen de esfuerzos en esta área está cercano al límite entre las fallas inversa y de rumbo y tiene grandes diferencias entre σ_H y σ_h , y la magnitud de σ_h es cercana a σ_V en comparación con la de σ_H y σ_V .
- **Área E:** Representa aquellos regímenes de esfuerzos en los cuales, los pozos perforados con altas inclinaciones (cerca al horizontal), orientados en la dirección de σ_h , son más estables. El régimen de esfuerzos en esta área está cercano al límite entre las fallas normal y de rumbo y tiene grandes diferencias

entre σ_H y σ_h , y la magnitud de σ_H es cercana a σ_V en comparación con la de σ_h y σ_V ³.

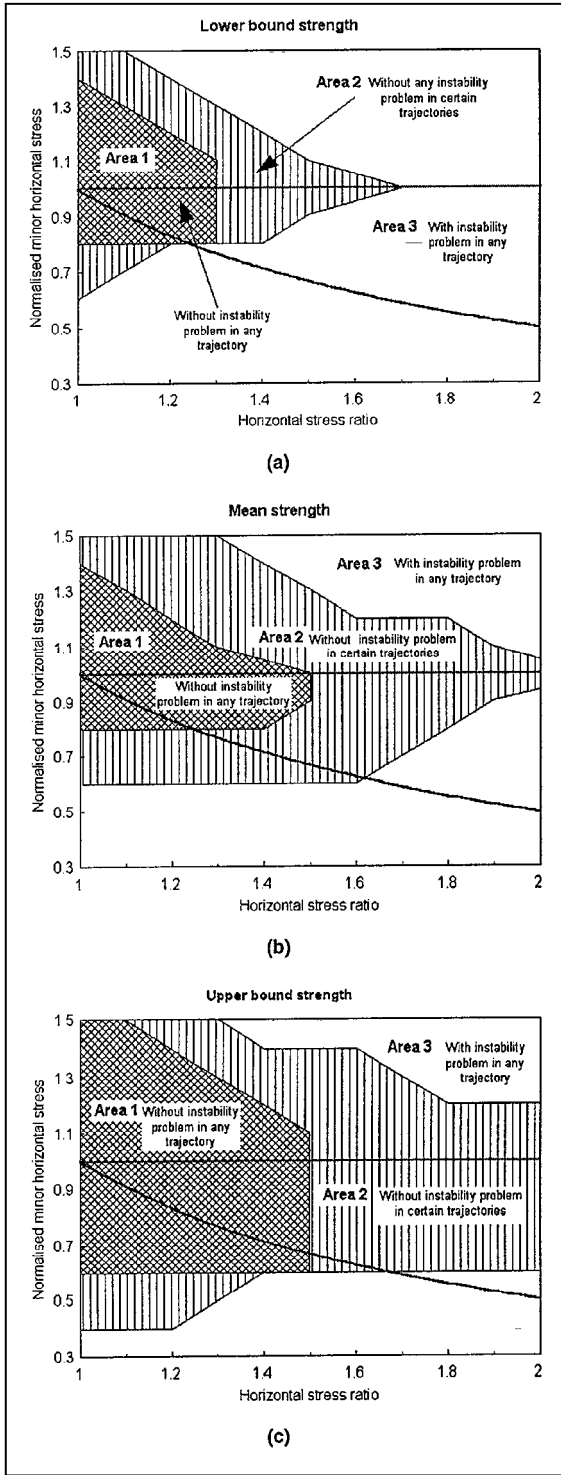


Fig 59. Perforabilidad del pozo en relación con el régimen de esfuerzos in situ. Tomado de SPE 48898.

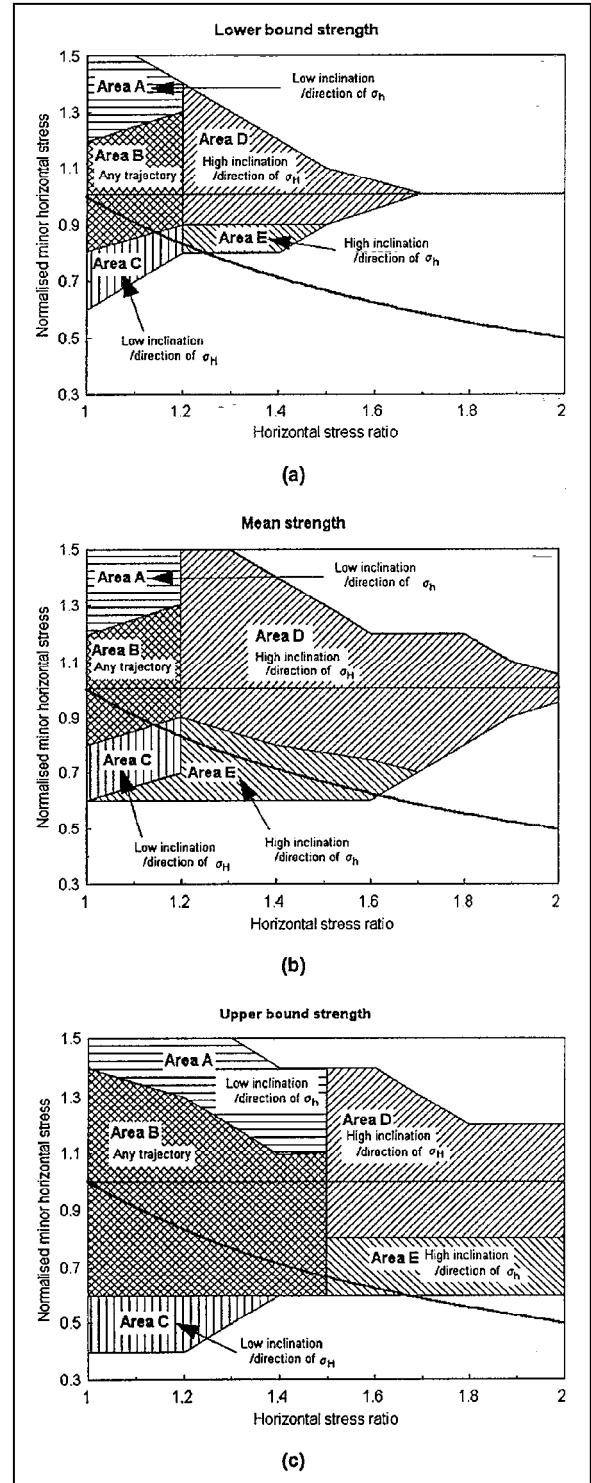


Fig 60. Perfil óptimo de pozo en relación con el régimen de esfuerzos in situ. Tomado de SPE 48898.

- **Efecto de los planos de estratificación en el shale (planos de debilidad del shale) y anisotropía de la resistencia del material³.**

Los efectos de los planos de debilidad fueron investigados mediante el análisis de la ventana de lodo para la roca intacta y dichos planos. Se clasifican los parámetros de resistencia de la roca, según la anisotropía de las propiedades del material de la siguiente forma: Caso 1 a 3 como baja anisotropía, caso 3 a 6 como intermedia y casos 6 a 8 como alta anisotropía de los parámetros de resistencia del material, estos valores están listados en las tablas 4 a 7. Los resultados de los análisis se muestran en las cartas 61 a 63³.

En las cartas se puede observar que el efecto de la anisotropía de la resistencia del material, es gobernado principalmente por el régimen de esfuerzos in situ de la siguiente manera:

- Para regímenes de falla normal, Los planos con anisotropías de resistencia intermedia o altas, tienen un efecto significativo en la estabilidad del pozo. La influencia es mayor, para pozos orientados en direcciones cercanas a σ_h .
- Para regímenes de falla de rumbo, los planos tienen también alta influencia sobre los pozos orientados en direcciones cercanas a σ_h , pero además, dichos pozos tienen efectos significativos incluso para bajas anisotropías de resistencia.
- Para regímenes de falla inversa, los planos con baja anisotropía de resistencia, tienen también efectos significativos sobre la estabilidad del pozo, pero además también tienen gran influencia sobre pozos orientados en direcciones cercanas a σ_H .

La influencia de la anisotropía generalmente aumenta en el orden de: Falla inversa > Falla de rumbo > Falla normal³.

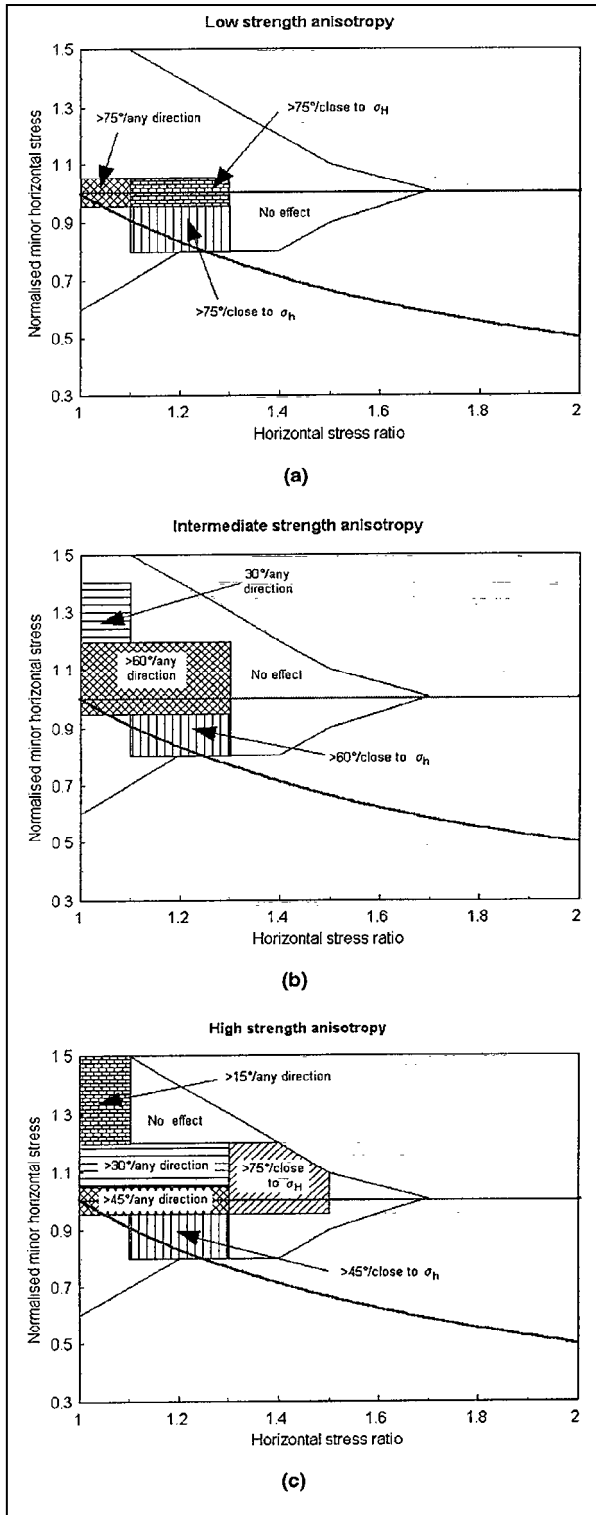


Fig 61. Efecto de la anisotropía de resistencia en relación a la falla de corte para el régimen de esfuerzos in situ (baja resistencia). Tomado de SPE 48898.

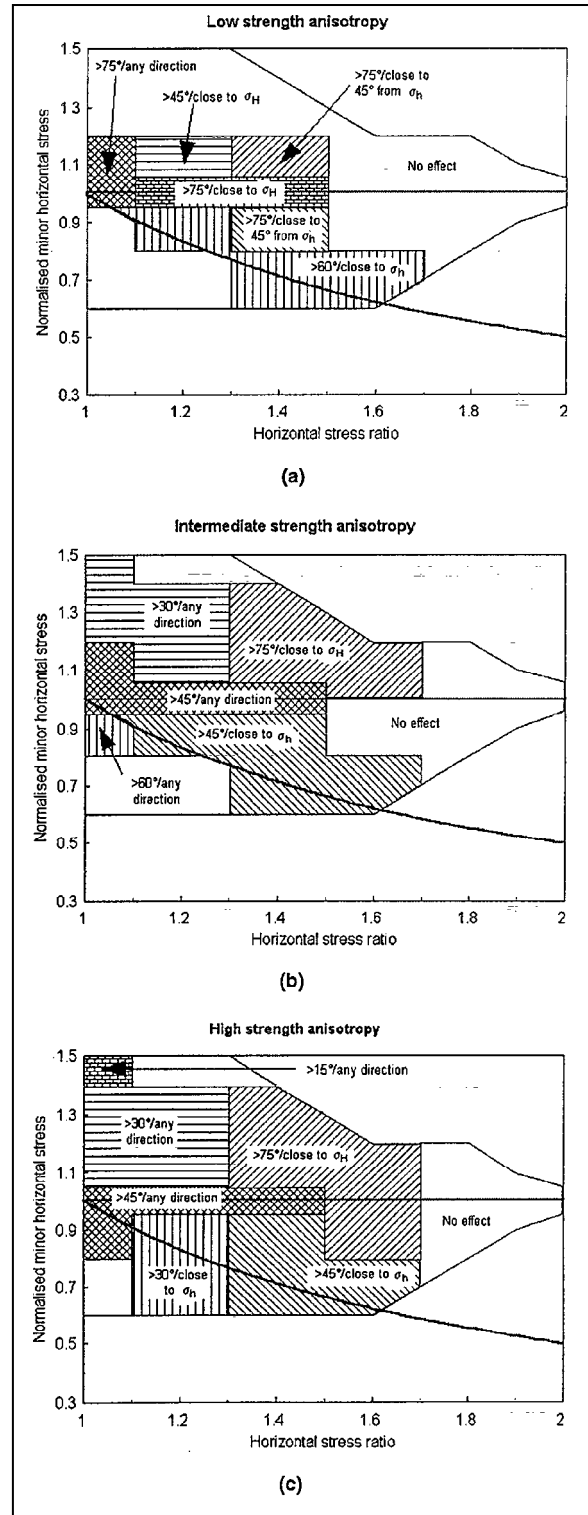


Fig 62. Efecto de la anisotropía de resistencia en relación a la falla de corte para el régimen de esfuerzos in situ (intermedia resistencia). Tomado de SPE 48898.

Las figuras 61 y 62 muestran que el efecto de la anisotropía de resistencia del material, incrementa con los valores de resistencia. Esto se debe a que propiedades de alta resistencia conllevan a una ventana segura de lodo más grande para la roca intacta, que para materiales de baja resistencia como por ejemplo los planos de debilidad. Sin embargo, el incremento de la ventana de lodo para los planos de estratificación, es menos significativa que para la roca intacta, si incrementa la resistencia de los planos. En otras palabras, los pozos perforados en formaciones con alta resistencia, serán más susceptibles a los planos de estratificación (planos de debilidad)³.

Las figuras 63 y 64 muestran el efecto de la anisotropía de la resistencia, debido a la falla tensil de los planos de estratificación. Estas cartas se necesitan cuando se debe determinar el peso de lodo para prevenir la fractura hidráulica. Se puede observar que los efectos son más significativos para pozos con alta inclinación, especialmente en la región de falla inversa. En ésta región como la anisotropía de esfuerzos incrementa, los pozos con baja inclinación pueden ser afectados por la anisotropía de resistencia del material. En la región de falla normal no habrá ningún efecto sobre la falla. En la región de falla de rumbo, serán afectados solamente los pozos perforados en la dirección de σ_h . La sección transversal de dichos pozos estará sujeta a los esfuerzos σ_H y σ_V . Debido a que σ_H es mayor que σ_V la fractura hidráulica se iniciará en la dirección de σ_H la cual es paralela a los planos de estratificación. Sin embargo, en región de falla normal, la falla se iniciará en la dirección de σ_V que es perpendicular a los planos de estratificación y no será afectada por la resistencia tensil de los planos³.

- **Efecto de la anisotropía de las propiedades poroelásticas del material³.**

Para poder evaluar el efecto de la anisotropía de las propiedades poroelásticas del material en la estabilidad del pozo, los autores de las cartas presentan en la tabla 1 seis casos, los cuales se puede dividir en 3 grupos: Caso1 y caso 2 de baja anisotropía, caso 3 y caso 4 anisotropía intermedia, y caso 5 y caso 6 de

alta anisotropía. Para cada caso, la evaluación de la diferencia entre el peso de lodo crítico calculado para propiedades anisotrópicas e isotrópicas sigue el siguiente criterio: 0 a 5% insignificante, entre 5% y 10% de baja impacto y >10% de alto impacto. Estos análisis fueron desarrollados para rocas con propiedades de resistencia intermedia (mean strength)³.

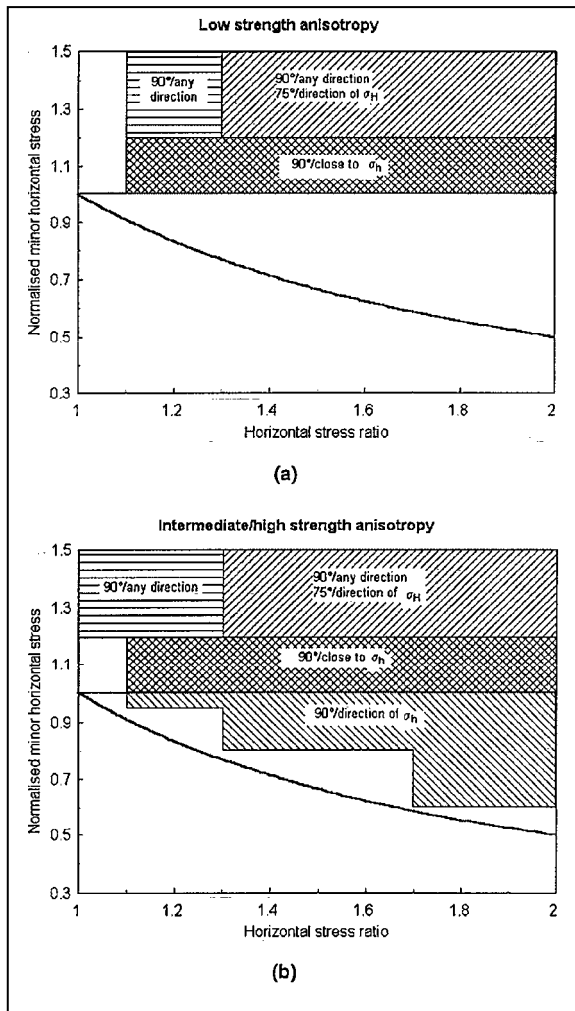


Fig 63. Efecto de la anisotropía de resistencia en relación a la falla tensil para el régimen de esfuerzos in situ (baja resistencia). Tomado de SPE 48898.

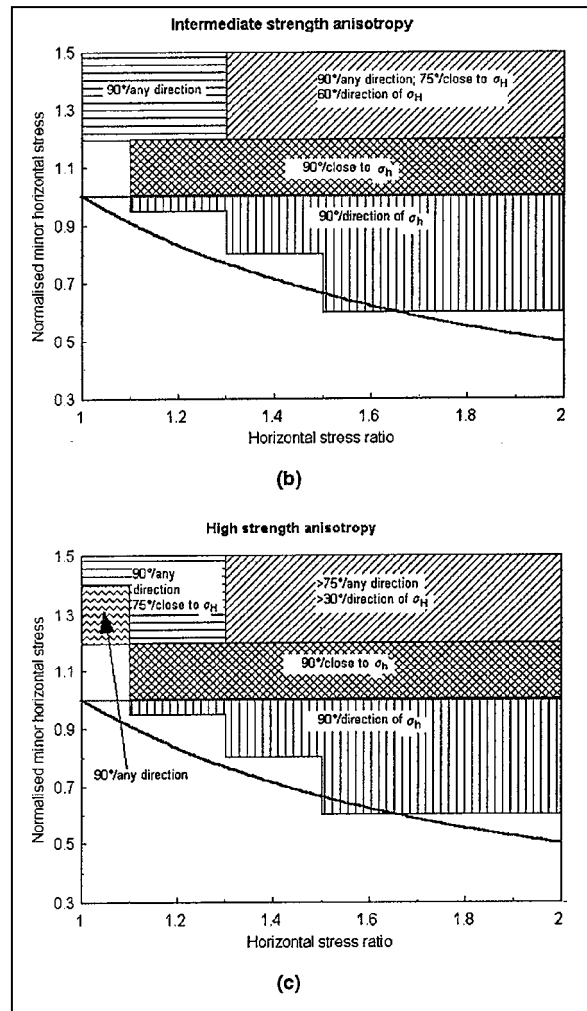


Fig 64. Efecto de la anisotropía de resistencia en relación a la falla tensil para el régimen de esfuerzos in situ (intermedia resistencia). Tomado de SPE 48898.

Como se puede apreciar en la figura 65 y 66, los efectos de la anisotropía de las propiedades poroelásticas del material, sobre el límite mínimo de peso de lodo (para evitar la falla de cizalladura sobre la roca intacta), son insignificantes para anisotropías bajas o intermedias. Por otra parte para altas anisotropías, los efectos no son muy significativos para regímenes de esfuerzos in situ de

alta anisotropía. De esto se puede concluir que los efectos de la anisotropía de las propiedades poroelásticas del material sobre el límite mínimo de peso de lodo, para evitar la falla de cizalladura, son generalmente insignificantes³.

Los efectos de la anisotropía de las propiedades poroelásticas del material, sobre el límite máximo de peso de lodo para evitar la falla de cizalladura sobre la roca intacta pueden apreciarse en la figura 67. En la carta se puede observar que los efectos son de igual manera de bajo impacto o insignificantes para regímenes de esfuerzos de falla normal y de rumbo. Los efectos comienzan a ser importantes en la región de falla inversa, especialmente en los regímenes de alta anisotropía de esfuerzos como se puede analizar en la figura 67³.

Los autores encontraron que la anisotropía de las propiedades poroelásticas del material tiene una influencia importante sobre la falla por cizalladura de los planos de estratificación, para pozos con baja inclinación (≤ 30 grados), pero por otra parte su influencia es muy baja para pozos con inclinación mayor de 30 grados.

En resumen, la anisotropía de las propiedades poroelásticas del material, no afecta significativamente la ventana segura de peso de lodo, para los parámetros del material que usaron los autores en el estudio³.

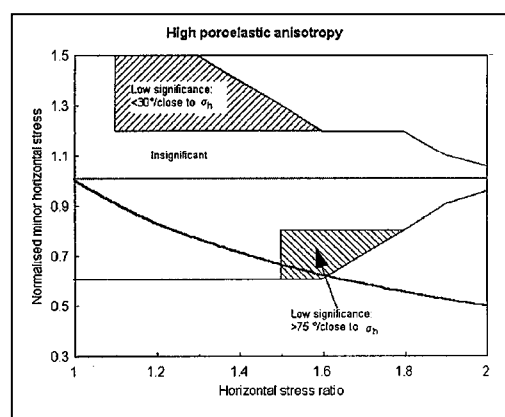


Fig 65. Efecto de la anisotropía de las propiedades poroelásticas del material en relación a la falla de corte (límite bajo de peso del lodo) para el régimen de esfuerzos in situ. Tomado de SPE 48898.

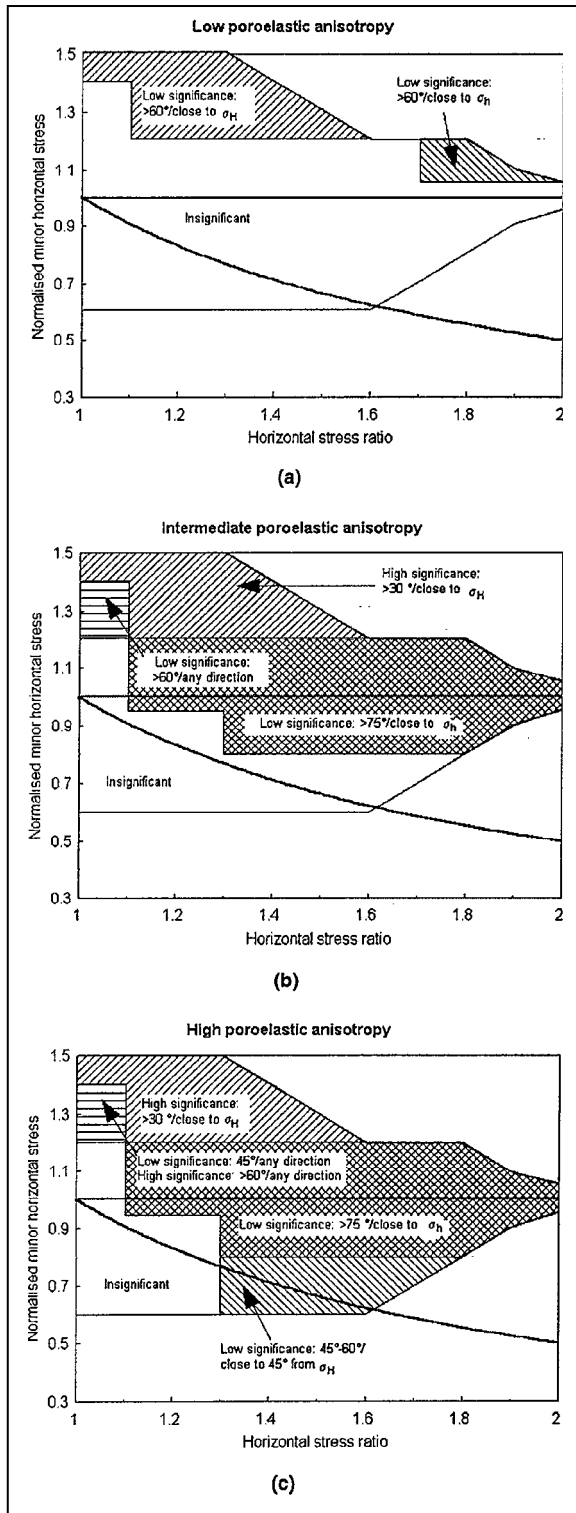


Fig 66. Efecto de la anisotropía de las propiedades poroelásticas del material sobre la falla de corte (límite bajo de peso de lodo) para el régimen de esfuerzos in situ. Tomado de SPE 48898.

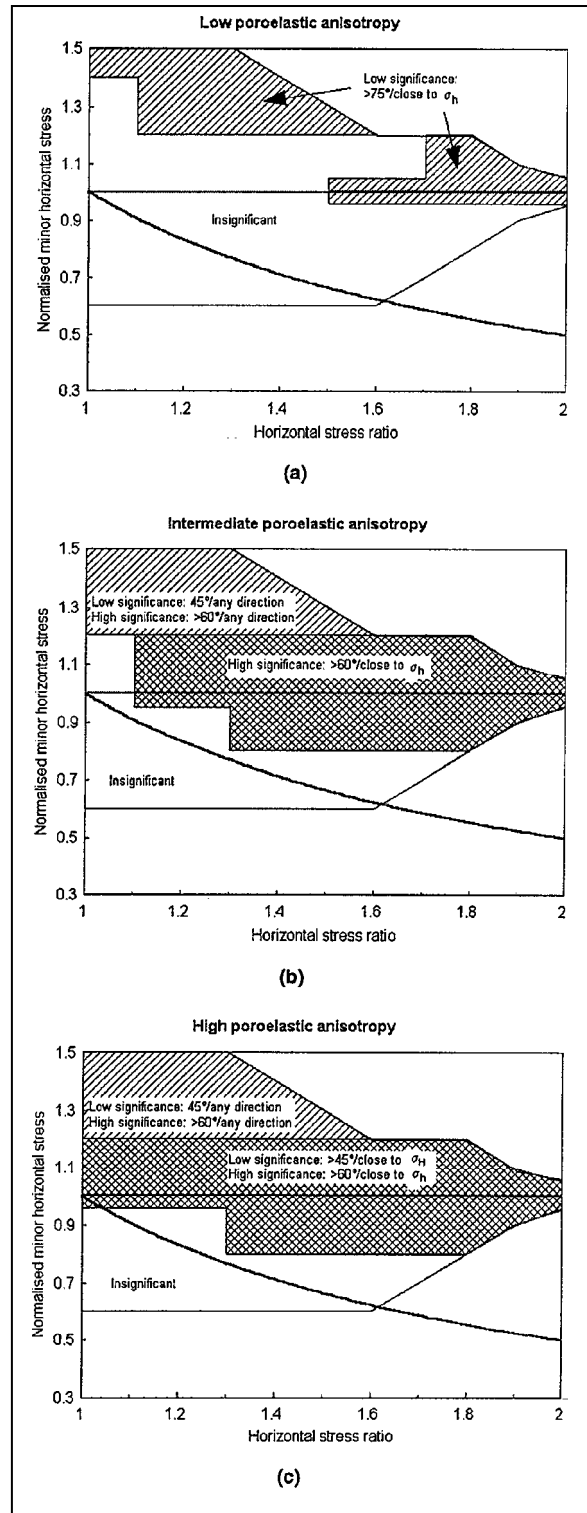


Fig 67. Efecto de la anisotropía de las propiedades poroelásticas del material sobre la falla de corte (límite alto de peso de lodo) para el régimen de esfuerzos in situ. Tomado de SPE 48898.

- **Efecto de la presión de poro inducida³.**

Debido a la baja permeabilidad del shale, el cambio de volumen de la formación induce altas presiones de poro. Este exceso de presión de poro reduce la presión de confinamiento efectiva, aplicada sobre el material. Éste fenómeno puede conllevar a que la falla ocurra más rápidamente, y crear una condición de pozo inestable. Para poder evaluar los efectos de la presión de poro inducida, la anisotropía de las propiedades poroelásticas del material se dividen en tres grupos de la misma forma como se hizo para el efecto de anisotropía de las propiedades de resistencia del material. Para cada grupo la importancia de la diferencia del peso de lodo crítico para condiciones de drenaje y no drenaje se evaluó siguiendo el siguiente criterio: 0 a 5% insignificante, entre 5% y 10% de baja impacto y >10% de alto impacto. Estos análisis fueron desarrollados igualmente, para rocas con propiedades de resistencia intermedia (mean strength).

Los autores de las cartas guía encontraron que el efecto de la presión de poro inducida, es altamente significativo sobre las falla tensil, tanto para la roca intacta como para los planos de estratificación. De igual manera también el efecto es significativo sobre la falla por cizalladura de los planos de estratificación para pozos con inclinaciones menores de los 30 grados. Sin embargo El efecto no se tuvo en cuenta para el desarrollo de las cartas debido a que la ventana segura de lodo está generalmente gobernada (para el estudio hecho por los autores) por las fallas por cizalladura de la roca intacta y de los planos de estratificación³.

También los autores encontraron que el peso de lodo crítico requerido bajo condiciones de drenaje, es siempre menor que para aquellos en condiciones de no drenaje. El efecto de la presión de poro inducida sobre los límites mínimo y máximo de peso de lodo, para la falla de la roca intacta, en relación con el régimen de esfuerzos in situ, se puede observar en la figuras 68 y 69 respectivamente³.

En las cartas se puede ver que el efecto es pequeño para regímenes de esfuerzos in situ cercano al campo de esfuerzos isotrópico. El efecto se incrementa con el aumento de la anisotropía de las propiedades poroelásticas del material, y es más significativo en la región de falla inversa que en las regiones de falla normal y de rumbo. Se puede decir que aunque la figura 69(b) muestra el mismo efecto de la presión de poro inducida, sobre la estabilidad del pozo, para anisotropías intermedia y alta, la diferencia entre las condiciones de drenaje y no drenaje para materiales con alta anisotropía es mayor que para aquellos con anisotropía intermedia³.

El anterior análisis, muestra que la presión de poro inducida bajo condiciones de no drenaje es afectado tanto por la anisotropía de esfuerzos in situ, como por la anisotropía de las propiedades poroelásticas del material. La combinación de esta doble anisotropía incrementa el efecto de la presión de poro inducida considerablemente. Esto sugiere que es necesario manejar el análisis de la estabilidad del pozo, bajo condiciones de no drenaje, especialmente cuando se presentan formaciones de baja permeabilidad, con altas anisotropías tanto de esfuerzos in situ, como de las propiedades poroelásticas del material.

Los efectos de la presión de poro inducida sobre los límites mínimo y máximo de peso de lodo, se pueden observar en la figura 70, En la carta se puede apreciar que el efecto depende principalmente del régimen de esfuerzos in situ, y es generalmente significativo para regímenes con alta anisotropía de esfuerzos³.

3.2.8 Metodología para determinar el perfil óptimo de pozo así como el programa de lodo, mediante el uso de las cartas guía desarrolladas por X. Chen, C.P. Tan y C. Haberfield.

Las cartas guías presentadas por los autores, se van a usar como cartas guía para determinar el óptimo perfil de pozo, y evaluar de una manera eficiente y detallada el análisis de la estabilidad de pozo.

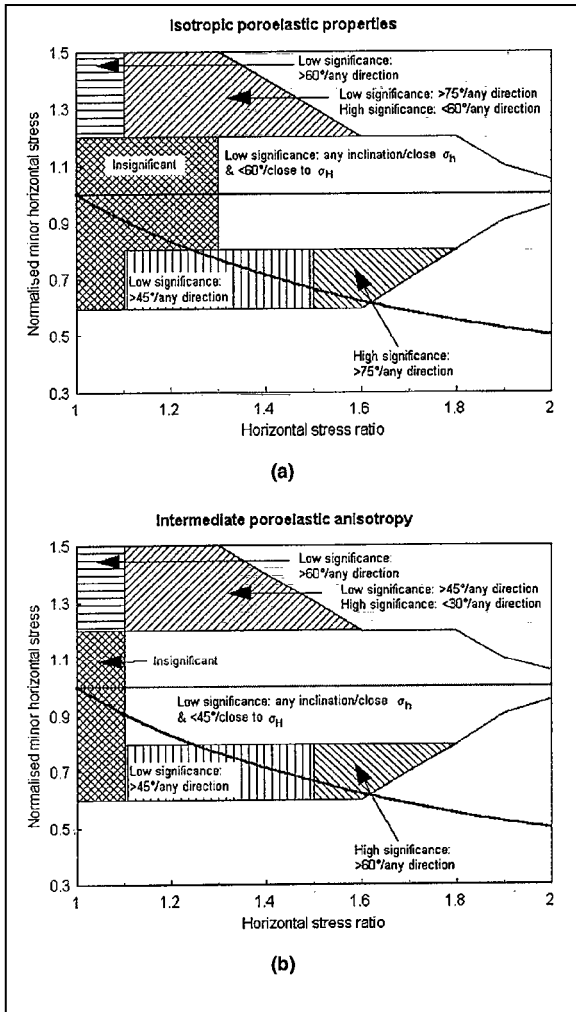


Fig 68. Efecto de la presión de poro inducida sobre la falla de corte (límite bajo de peso de lodo) para el régimen de esfuerzos in situ. Tomado de SPE 48898.

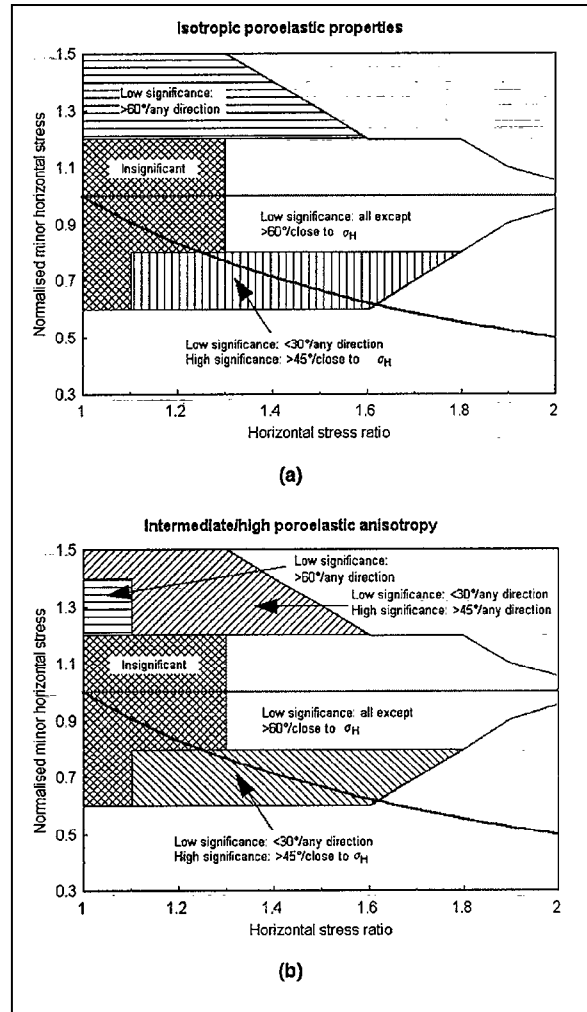


Fig 69. Efecto de la presión de poro inducida sobre la falla de corte (límite alto de peso de lodo) para el régimen de esfuerzos in situ. Tomado de SPE 48898.

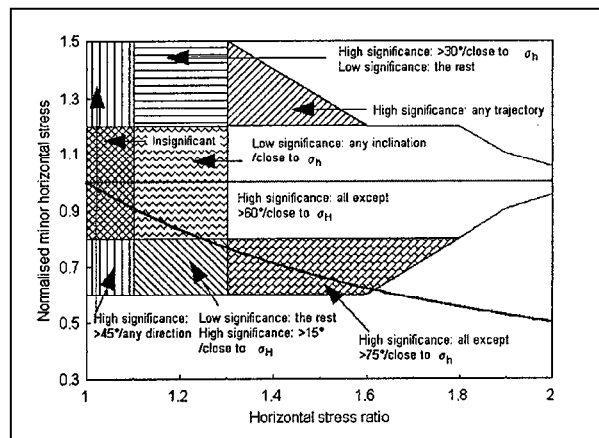


Fig 70. Efecto de la presión de poro inducida sobre la falla tensil (límite alto de peso de lodo) para el régimen de esfuerzos in situ. Tomado de SPE 48898.

Como se ha visto, para prevenir o minimizar los problemas de inestabilidad, es crítico determinar el óptimo perfil de pozo y diseñar un programa de peso de lodo apropiado basándose en un análisis de estabilidad.

Como se observa en la figura 59, existen tres áreas que representan las diferentes clases de perforabilidad de pozo, con respecto al régimen de esfuerzos in situ. El procedimiento para la determinación del programa del lodo es diferente para cada área. Con base en la perforabilidad del pozo, los autores de las cartas guía crearon dos algoritmos de aproximación para usar las cartas de diseño. Estas aproximaciones se muestran en la figura 71 y 72⁵.

Después de haber caracterizado el régimen de esfuerzos in situ, la presión de formación y las propiedades poroelásticas de resistencia para un campo, se puede proceder a evaluar la perforabilidad del pozo con la figura 59. El perfil óptimo de pozo puede ser obtenido usando la figura 60. La trayectoria de pozo se puede determinar en conjunto con los otros factores. Una vez la trayectoria del pozo ha sido seleccionada, las figuras 61 a la 70 pueden ser usadas para determinar si los factores tales como las anisotropías tanto de resistencia como de las propiedades poroelásticas de la roca y la presión de poro inducida afectan la estabilidad del pozo, y deben ser examinadas para diseñar correctamente el programa de peso de lodo⁵.

Para pozos perforados en el área 1 (figura 59), si las propiedades de resistencia y poroelásticas de la formación están disponibles, se puede determinar el peso de lodo óptimo, usando simplemente las cartas 61 a 70, el peso de lodo calculado se puede calibrar con observaciones de campo (experiencia de campo), para poder ser incorporado dentro del planeamiento del pozo.

El diseño del programa de lodo es más complicado donde hay problemas de inestabilidad en cualquier trayectoria, es decir para el área 3. Las figuras 61 a la 70 pueden ser usadas para determinar el efecto de las anisotropías tanto de resistencia como de las propiedades poroelásticas de la roca, en condiciones de no drenaje para el peso crítico de lodo. En ésta área, no existe ventana de lodo debido a que los límites máximo y mínimo de peso de lodo se cruzan (ver figura

55). En éste caso existen cuatro posibles situaciones. En todas las situaciones el peso de lodo crítico debe ser seleccionado basándose en el principio de minimizar la severidad de la inestabilidad del pozo. Para este propósito, la figura 72 ha sido desarrollada por los autores, para ayudar a determinar el óptimo peso del lodo. El peso de lodo seleccionado debe prevenir la propagación de la fractura hidráulica al mismo tiempo que reduce la formación de la falla compresiva. Si el límite mínimo de peso de lodo, para la falla por cizalladura (LS), se cruza con el límite máximo de peso de lodo, para la falla por cizalladura (US), se debe seleccionar el valor promedio de los dos pesos de lodo, de manera que no resulte en una propagación de la fractura. El usar el valor promedio minimiza la severidad de ambos tipos de falla. Si solamente el límite mínimo de peso de lodo para la falla por cizalladura (LS) se cruza con el límite máximo de peso de lodo para la falla por fractura hidráulica (FI), LS debe ser adoptado si éste es menor que el esfuerzo principal menor in situ. Esto es debido a que la fractura hidráulica no se propagará a través del esfuerzo mínimo, y por lo tanto no habrá pérdidas de circulación. Si el límite mínimo de peso de lodo, para la falla por cizalladura (LS) se cruza con el límite máximo de peso del lodo para la falla por cizalladura (US) y adicionalmente se cruza con el límite máximo para iniciar la fractura hidráulica (FI), se usa la misma aproximación que para el primer caso. Esto significa que se debe adoptar el valor promedio de LS y US de tal manera que no resulte en propagación de la fractura^{3, 5}.

Si el perfil seleccionado del pozo cae dentro del área 2, entonces está dentro de un rango de óptimas trayectorias, y por lo tanto si se selecciona un peso de lodo adecuado, no existirán problemas de inestabilidad. En éste caso el procedimiento para determinar la ventana de lodo es el mismo que para pozos ubicados en el área 1. Sin embargo, si no se puede evitar la inestabilidad, entonces se debe proceder con el mismo análisis de estabilidad usado para el área 3.

Los autores recalcan que la posición y el tamaño de estas áreas (figura 59 y 60) variará con los parámetros de resistencia y elásticos del material. Por lo tanto se debe tomara mucha precaución cuando se usan las cartas, para los regímenes de esfuerzos cercanos al límite entre las áreas^{3, 5}.

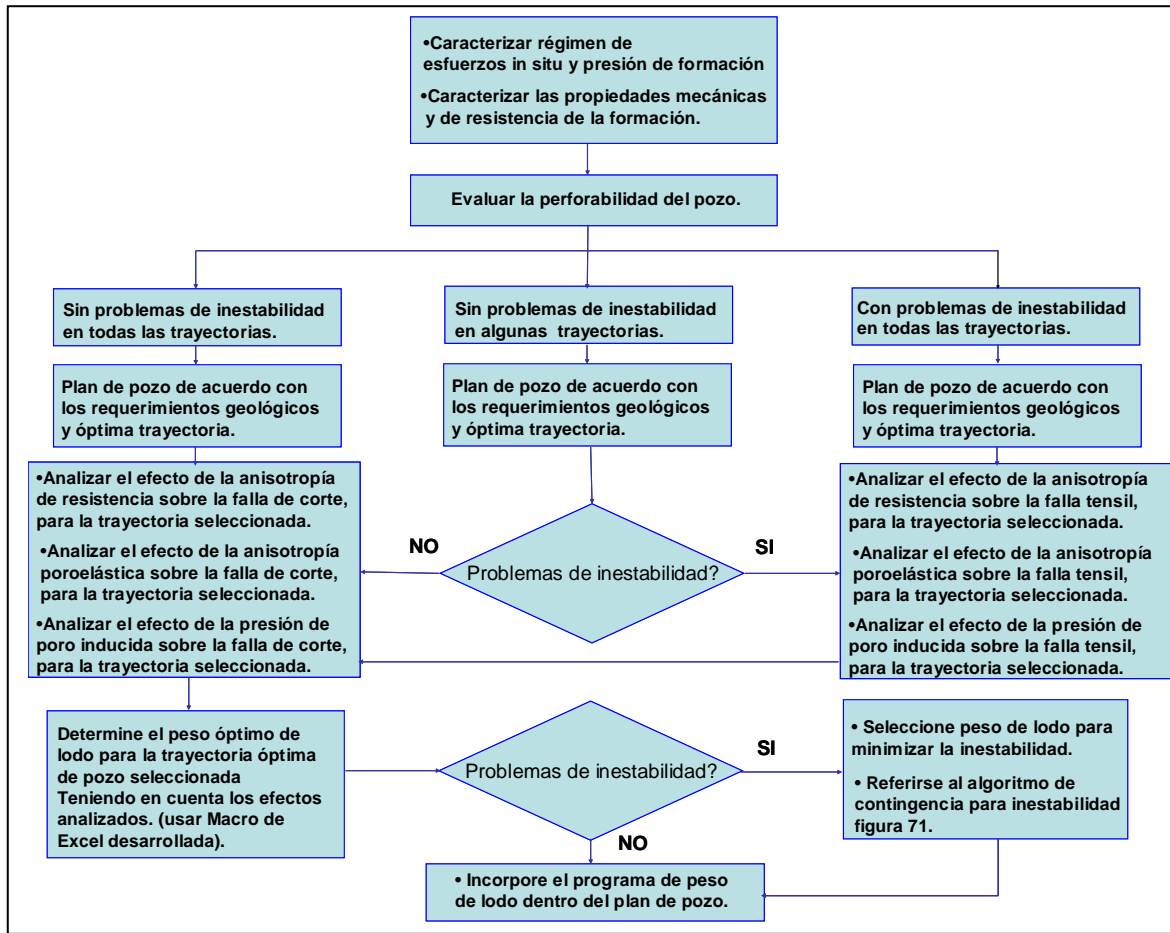


Fig 71. Metodología para el análisis de la estabilidad de pozo⁵.

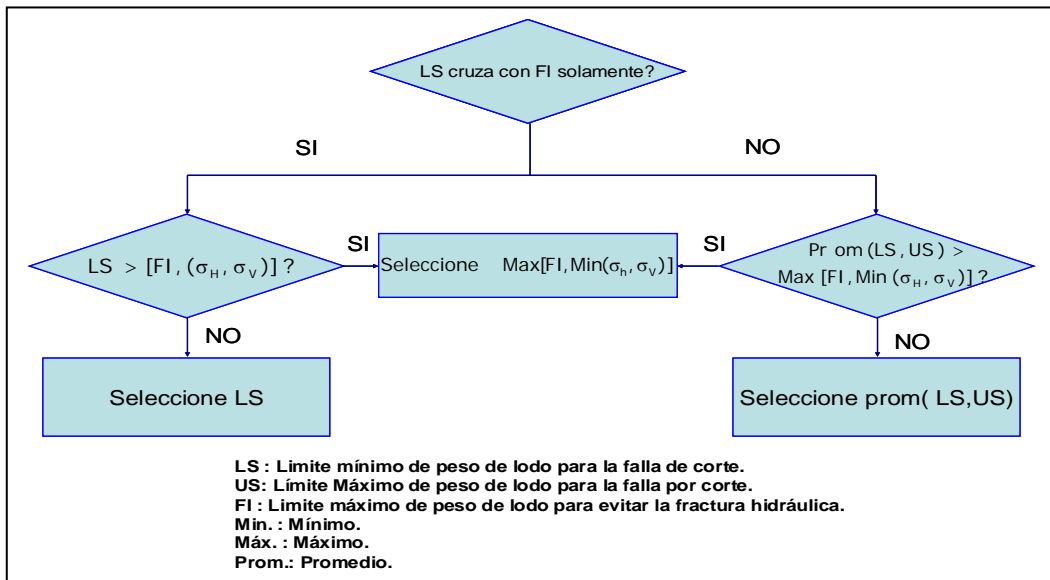


Fig 72. Procedimiento para determinar el peso óptimo del lodo para minimizar la inestabilidad de pozo⁵.

4. MARCO GEOLÓGICO GENERAL DEL PIEDEMONTES LLANERO COLOMBIANO.

Dentro de los objetivos del presente proyecto de grado se estableció el análisis de los mecanismos que afectan la estabilidad del pozo durante la perforación en el campo BUCA (figura 73). Para este fin es indispensable el conocimiento detallado de la columna estratigráfica de la zona de interés, así como el marco estructural, que para esta zona en particular es bastante complejo. Los problemas de inestabilidad que se presentan están asociados con niveles de Shales de la Formaciones Carbonera y Cuervos, y se asocian con complejidad del régimen de esfuerzos in situ. Estos problemas de inestabilidad provocan sobre costos en las operaciones de perforación e incluso conducen a la realización de Sidetracks para tratar de solucionar los inconvenientes. A continuación se presenta un marco geológico general que permita caracterizar el origen de las formaciones problema.

4.1 GENERALIDADES DE LA CUENCA DE LOS LLANOS.

La cuenca de los Llanos Orientales se encuentra situada en la parte norte de las denominadas cuencas subandinas, que abarcan territorios desde el sur del continente, en Argentina, hasta la parte más norte ubicada en la república de Venezuela. Los llanos orientales Colombianos hacen parte del Bloque Autóctono²⁶ en el cual se encuentra un amplio registro de la historia evolutiva del planeta. Las rocas sedimentarias más antiguas datan del periodo Cambro – ordovicico, (Arcillolitas del Ordovícico) y las más jóvenes pertenecientes a la formación Guayabo del Plioceno-pleistoceno. La columna general presenta varios hiatos, el más grande de los cuales pertenece al Tríasico – Jurasico seguido por uno relacionado con la discordancia del Eoceno. La estratigrafía del área de BUCA involucra rocas del Paleozoico, Cretáceo y Terciario (figura 74). Las rocas más antiguas perforadas en el área son las arcillolitas del Ordovícico sobre las cuales yace de manera discordante la secuencia Cretácea, iniciada con las formaciones Fόμεque y Une (Albiano – Aptiano - Cenomaniano), seguida de la

formación Gachetá (Turoniano-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 Necesidad²⁷.

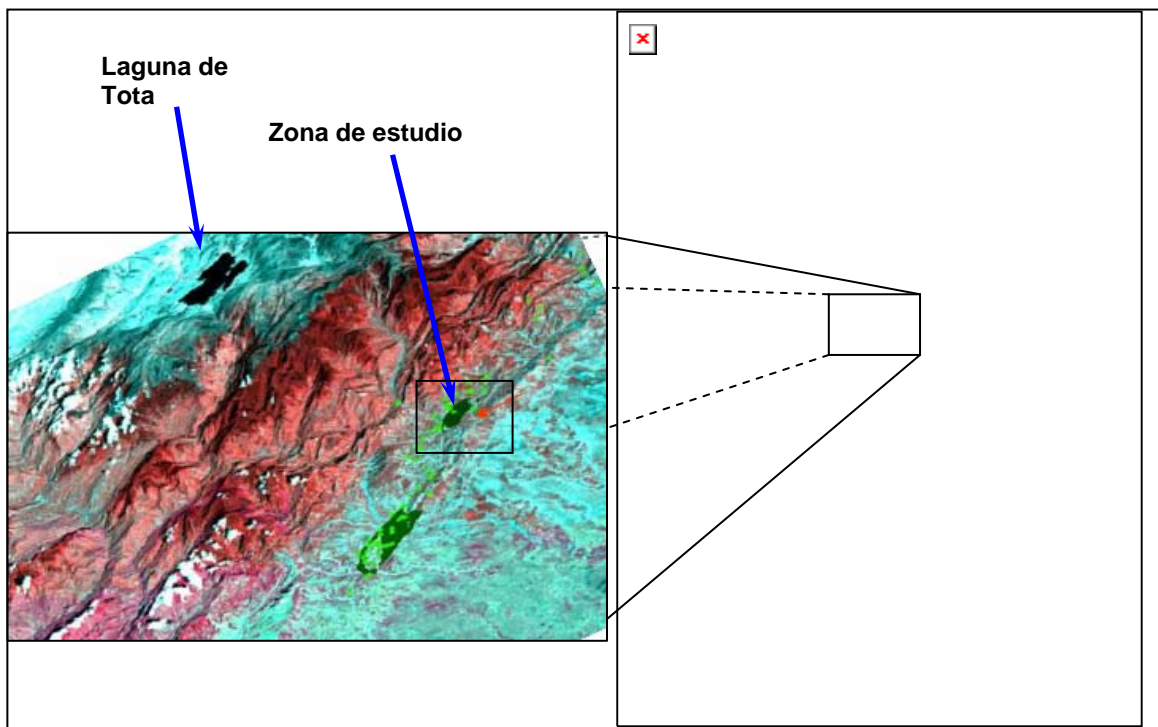


Fig 73. Ubicación Geográfica del campo BUCA.

4.1.1 Historia evolutiva de la cuenca de los llanos

Paleozoico Inferior: En este periodo se presenta una tectónica distensiva a nivel mundial que comienza con el evento finiproterozoico y culmina con la Orogenia Caledoniana. Durante este lapso se lleva a cabo la depositación de la secuencia del Grupo Quetame–Quejar²⁶, que para efectos del presente proyecto no será estudiado en detalle.

Paleozoico Superior: este intervalo de tiempo está comprendido entre dos eventos orogénicos a nivel mundial el primero conocido regionalmente como orogénesis Barisica, correlacionable con el evento mundial de la orogénesis caledoniana, finaliza con la Orogénesis Hercínica, como registro se conserva la una mega secuencia estratigráfica conocida como Grupo Farallones.

Triásico - Jurásico: Durante este tiempo, la cuenca de los Llanos Orientales, permaneció como una cuenca de tipo rift. En el Oriente Colombiano, constituido por el conjunto Bloque autóctono - antiguo Terreno Andaquí formado durante el Precámbrico y por el antiguo Terreno Chibcha que se unió por medio del paleosistema de fallas de rumbo de Guaicáramo a finales del Paleozoico²⁶, se debe destacar que las unidades estratigráficas más importantes son el grupo Girón que aflora cerca a Bucaramanga y el grupo Payandé ubicado cerca a la población de Ibagué²⁶.

Creácico temprano: corresponde a una segunda fase de *rift* (continuación de la secuencia de *rift* anterior), relacionada con el régimen extensivo de una cuenca de detrás de arco y probablemente con la separación de Norteamérica y Suramérica en el área del Caribe²⁷.

Creácico 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 Luna²⁷.

Maastrichtiano – Paleoceno: se presenta la Orogénesis 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. En la cuenca de los Llanos Orientales se depositó la formación Barco en concordancia con el grupo Guadalupe²⁷.

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 de la Cuenca de Maracaibo²⁷.

Oligoceno a Mioceno Medio: Durante este periodo se genera una cuenca de antepaís en el Valle del Magdalena, Cordillera Oriental y Cuenca Llanos. En los Llanos Orientales la sedimentación es de ambiente salobre a continental con la parte superior de la formación Carbonera que consiste en arcillolitas grises alternando con areniscas grises verdosas de grano medio a fino y con limolitas interestratificadas con numerosas capas de carbón²⁶.

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. Durante el Mioceno a Plioceno la colisión del Arco de Panamá generó la Cordillera Oriental (Orogenia Andina) y la cuenca de antepaís asociada resultando en la depositación de la mega secuencia Andina. Esta mega secuencia pre-Andina terminal y Andina consta de las Formaciones Mirador, Carbonera, León y Guayabo²⁷.

4.2. MARCO TECTÓNICO-ESTRUCTURAL.

Estructuralmente la cuenca de los Llanos Orientales no presenta grandes estructuras en superficie, siendo relativamente sencilla en gran parte de su extensión. Regionalmente está dominada por un extenso monoclinado que buza suavemente hacia el oeste. La complejidad estructural se presenta a medida que espacialmente se acerca a la cordillera oriental, esta zona es conocida como el Piedemonte llanero y se caracteriza por presentar un sistema de fallas inversas de gran desplazamiento estratigráfico. Las estructuras predominantes son falladas y se destacan sinclinales amplios y anticlinales apretados.

4.2.1 Evolución Tectónica.

Los eventos tectónicos mayores que han tenido influencia en el desarrollo de la cuenca de los llanos y del área del Piedemonte están relacionados con la evolución que ha sufrido la margen occidental de la placa sur Americana y su interacción con al placa de Nazca y la placa del caribe. De estos eventos se han distinguido 8 periodos a mencionar²⁸:

- ❖ Tríasico – Cretáceo Temprano (235-130 Ma): periodo de Rifting, debido a la separación de Norte y Sur América durante la apertura del caribe.
- ❖ Barremiano-Maastrichtiano (125-74 ma): un prolongado periodo de episodios intermitentes de extensión sobre una serie de fallas extensionales (sistema de fallas de Guaicáramo) y subsidencia pasiva regional en cuenca retro-arco (back-arc).
- ❖ Maastrichtiano-Paleoceno Temprano (74-65 ma): acreción final de la cordillera occidental causando levantamiento y erosión de la cordillera central y el inicio de la cuenca de antepais (“foreland basin”) pre-Andina.

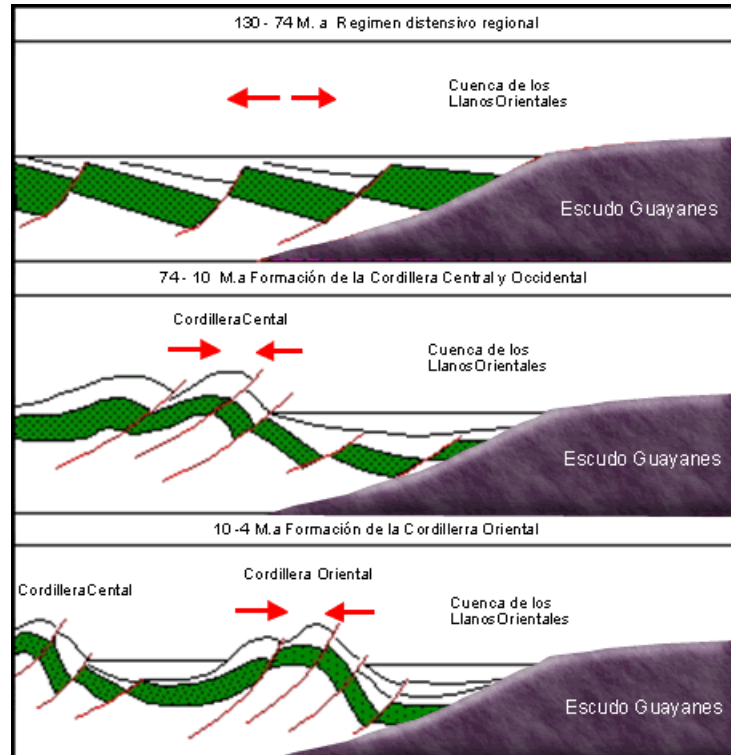


Fig 74. Evolución Tectónica de la cuenca de los Llanos

- ❖ Eoceno Medio (49-42 ma), un evento temprano de deformación compresional en el valle del Magdalena y en el margen occidental de la cordillera oriental como resultado de un aumento en la velocidad de convergencia de las placas de Nazca y Sudamérica.
- ❖ Eoceno Tardío a Oligoceno Tardío (39-29 ma) un prolongado período de subsidencia y fallamiento extensional muy local en respuesta a la flexión de la litosfera en las cuencas de antepaís (“foreland”) de las cordilleras Occidental y Central. El aumento progresivo hacia el oeste en espesor estratigráfico en ciertas áreas de piedemonte puede ser una consecuencia de una cuenca típica de antepaís.
- ❖ Oligoceno tardío a Mioceno Temprano (29-16.5 ma) deformación en los valles del Cauca y del Magdalena creando subsidencia en la cuenca de los llanos.
- ❖ Un período de subsidencia rápida, a medida que la cuenca de antepaís “foreland” de la cordillera oriental migraba, deformación, levantamiento y erosión comienzan a afectar la cordillera Oriental (16.5-10.5 ma).
- ❖ La última fase de compresión e inversión asociada con la formación de la zona frontal de pliegues y cabalgamientos de la cordillera oriental (10.5 ma-Holoceno).

En la figura 74 se esquematiza la evolución de la cuenca de los llanos y el sistema de cordilleras de los Andes colombianos desde el Cretácico inferior hasta la actualidad.

4.2.2. FALLAS.

Las principales fallas en la cuenca de los llanos son la falla de Guaicáramo, la falla de Yopal, la del Borde Llanero, la falla de San Miguel entre otras. Estas fallas son sistemas de cabalgamiento regionales y presentan tendencia de vergencia hacia el este. La mayoría de las fallas actuales son el resultado de la

reactivación, durante la orogenia andina, de antiguas fallas normales formadas en el periodo distensivo del Cretácico.

4.2.3. Geología Estructural De La Zona De Estudio.

El área de BUCA se encuentra enmarcado por dos elementos estructurales principales estructurales, la falla de Yopal y el sistema de fallas de Guaicáramo, a demás en el área contigua de Cusiana se encuentra la falla Cusiana, que también influye en las estructuras que se encuentran en la zona (Ver Mapa estructural anexo). Dichas fallas inversas originadas en la etapa de la orogenia andina²⁷ (Mioceno) y con periodos de reactivación recientes, afectan las rocas terciarias y cuaternarias (Formaciones Carbonera, León y Guayabo) originando pliegues anticlinales de gran dimensión. En la figura 75 se muestra la interpretación general de la zona de BUCA²⁹ donde se destaca un pliegue estilo Fold bend fault, con un back thrust asociado. El área de interés para la producción Petróleo se encuentra en el anticlinal fallado que se encuentra en la zona media de las estructuras mencionadas.

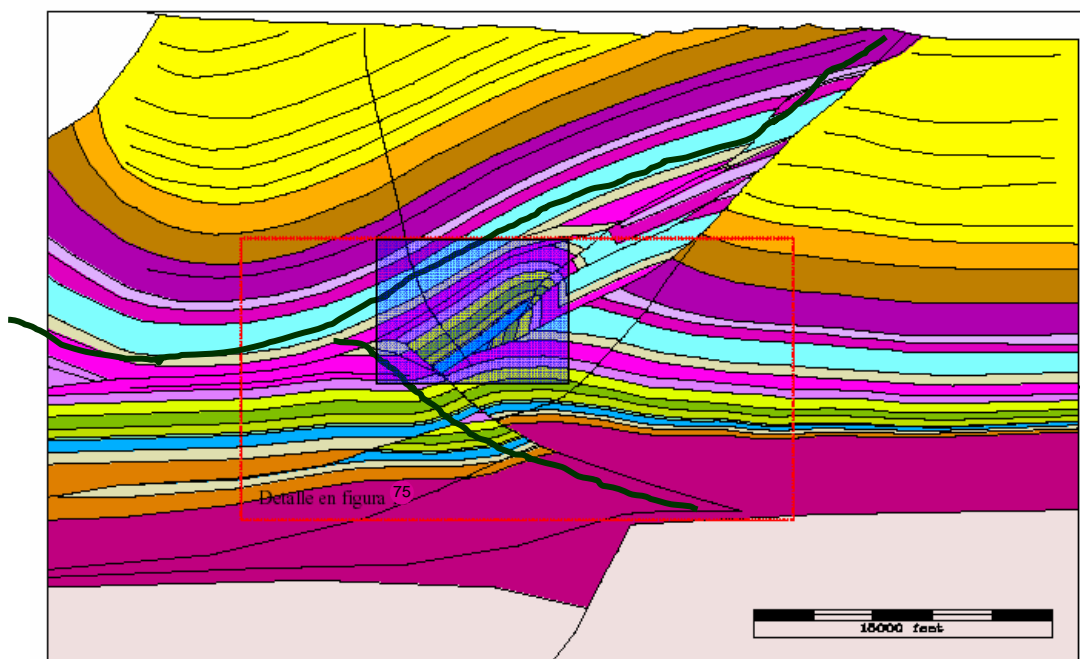


Fig 75. Modelo estructural para la zona de BUCA. Tomado de Martínez (2003)

El pozo BUCA 1 atraviesa un plano de despegue regional asociado a los niveles inferiores de la Fm Carbonera y que pone en contacto rocas terciarias con formaciones cuaternarias. Los problemas asociados con inestabilidad de pozo se presentan en los miembros de Carbonera C5 y C6³² debido a la alta anisotropía de esfuerzos horizontales que no permite la perforación de pozos con las condiciones de mínima inclinación como es lo deseado para llegar con la menor distancia recorrida al objetivo (figura 76).

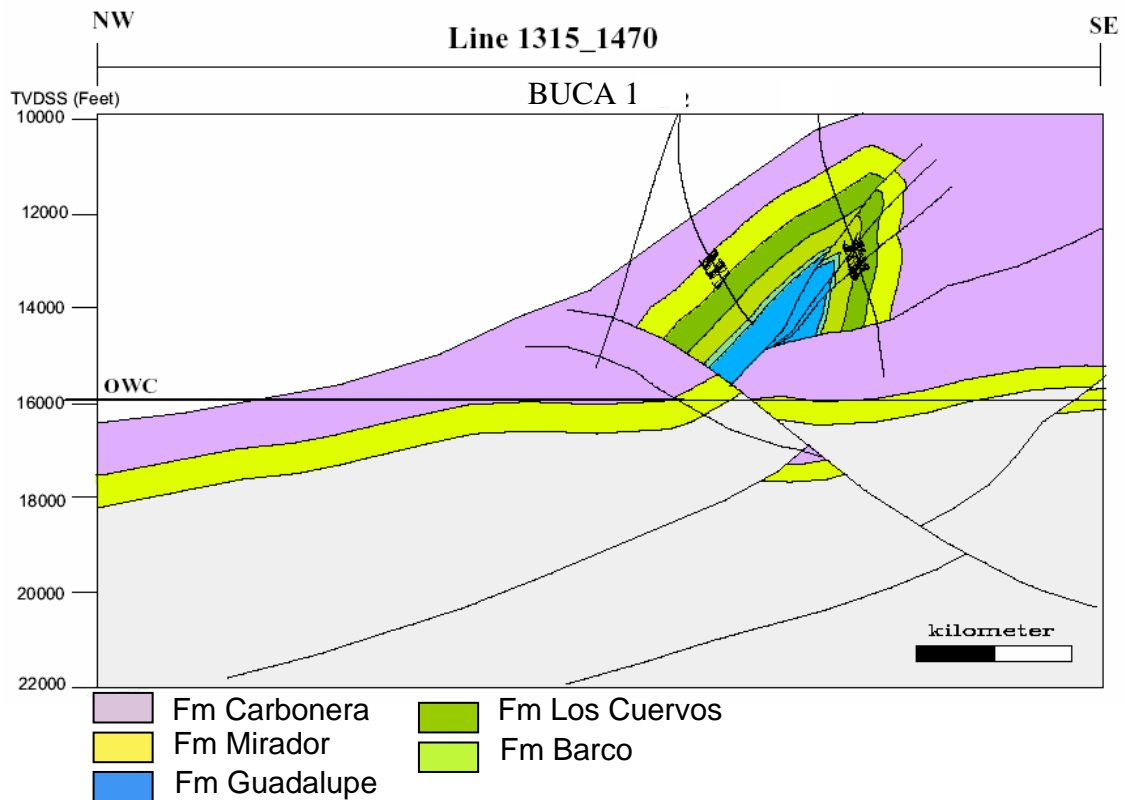


Fig 76. Trayectoria del Pozo BUCA 1. Tomado BP 2001

4.3. ESTRATIGRAFÍA DE LA ZONA DE ESTUDIO.

La estratigrafía de interés para el presente proyecto alcanza una profundidad máxima con las arenas de la Fm Une, hasta los depósitos más recientes de la formación necesidad. Se describirá la secuencia de más antigua a reciente, tomando como base los análisis realizados por ECOPETROL (2002)²⁷ y TOUSSAINT²⁶, para efectos de la nomenclatura. La columna generalizada se presenta a continuación, en esta se observa la secuencia que esta conformada

por una intercalación de lodolitas y areniscas las primeras de las cuales están asociadas a problemas de inestabilidad. figura 77.

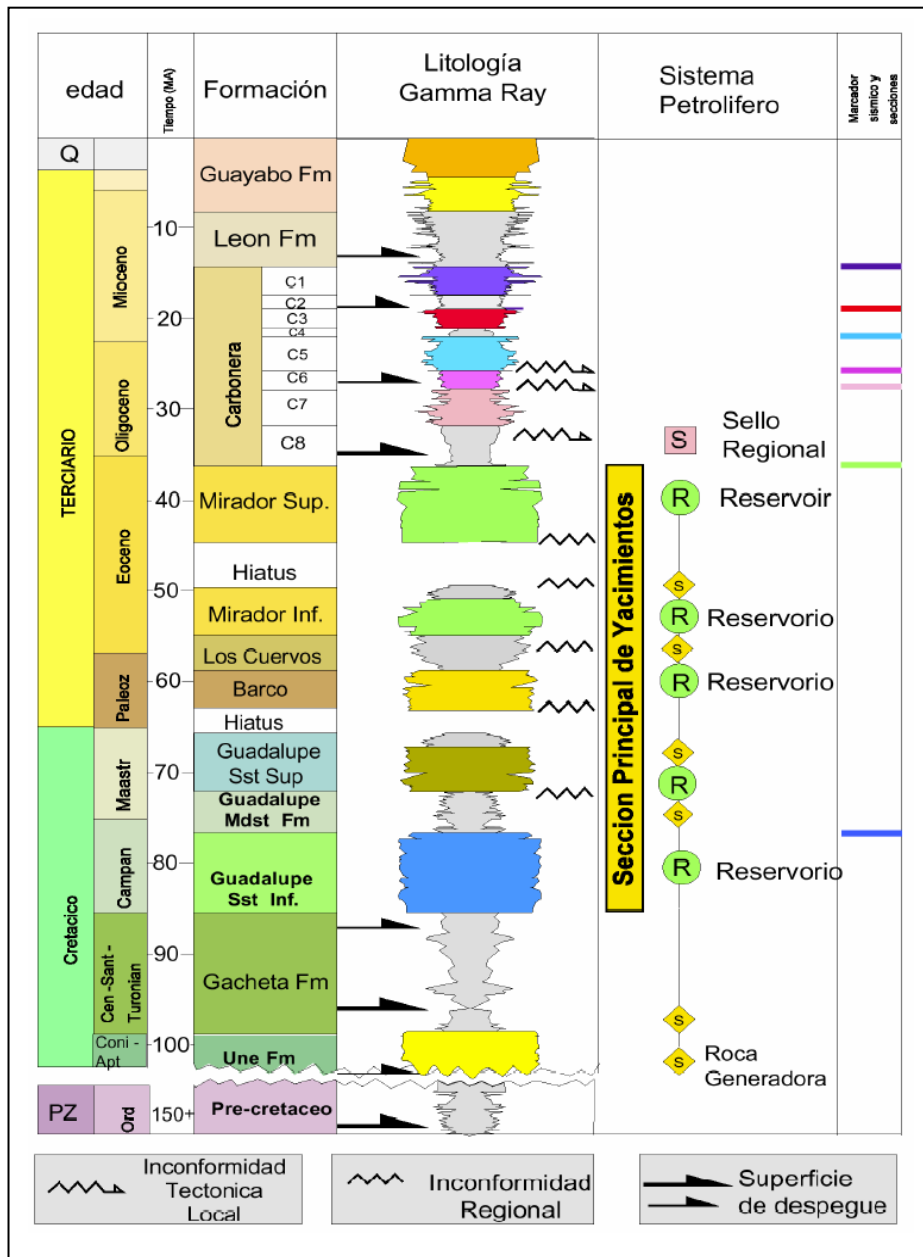


Fig 77. Columna generalizada del piedemonte Llanero. Tomada de Martines 2003

4.3.1 Formación Une.

La formación Une esta conformada por arenas blancas de grano medio a grueso moderadamente seleccionadas, con intercalaciones de areniscas de color café claro localmente glauconíticas²⁷. La edad es cenomaniano Toruniano. El espesor varia a lo largo de la cuenca de los llanos, llegando a su máxima expresión en el

pozo Joporo 1 con aproximadamente 1490 ft²⁸ y desapareciendo por erosión hacia el este del río meta.

4.3.2. Formación Gachetá.

La formación Gacheta esta formada por arcillas negras carbonatadas, en los llanos orientales aparecen cuerpos arenosos, presenta una sección de areniscas básicas que pueden alcanzar los 100 pies de espesor y niveles de arenas, intercaladas con las arcillas, que alcanzan decenas de pies²⁸. El ambiente de depositación de la formación Gacheta es de plataforma marina, shoreface y en menor proporción, estuarios²⁷ generados a raíz de la transgresión del mar hacia los llanos orientales. La edad es Cenomaniano – Santoniano. El espesor de arena neta alcanza su máximo en Arauca con 305 pies en el pozo la Tortuga 1 y al sur en el pozo Sa-9 con 489 pies, en el resto de la cuenca sobrepasa escasamente los 100 pies.

4.3.3. Formación Guadalupe.

La formación Guadalupe se caracteriza por paquetes potentes de cuarzo areniscas que alcanzan espesores hasta 470 pies²⁷. La formación Guadalupe se divide en tres miembros; inferior, medio y superior. El Guadalupe Inferior se encuentra constituido por areniscas de grano fino e intercalaciones de limolitas y lodolitas depositadas en un ambiente de plataforma y shoreface. El Guadalupe Medio esta compuesto esencialmente de lodolitas con intercalaciones de limolitas y areniscas de grano fino, también de un ambiente de plataforma marina. El Guadalupe Superior lo conforman areniscas de grano medio a muy grueso correspondientes a la parte más superior del shoreface. La Fm Guadalupe es datada del Cretácico Superior (Maastrichtiano) y sobre esta se encuentra un hiato de finales del Cretácico – principios de Terciario, que marca la retirada del mar cretácico de la cuenca de los llanos²⁶.

4.3.4. Formación Barco.

La formación Barco está constituida de bancos de areniscas cuarzosas de color gris y blanco y de grano fino a medio grueso con cemento silíceo. Se presenta también pequeñas intercalaciones de lutitas y arcillolitas nodulares de color gris. Su espesor se encuentra entre los 170 - 200 m. El ambiente de la formación es continental – transicional fluvial y de canales²⁶ y canales estuarinos²⁷. De edad Paleoceno. En la figura 78 se presenta una columna generalizada de las formaciones que representan el intervalo de la transgresión cretácica que comienza con la formación Guadalupe y termina con la discordancia del Eoceno, sobre la que se depositan las arenas de la Fm Mirador.

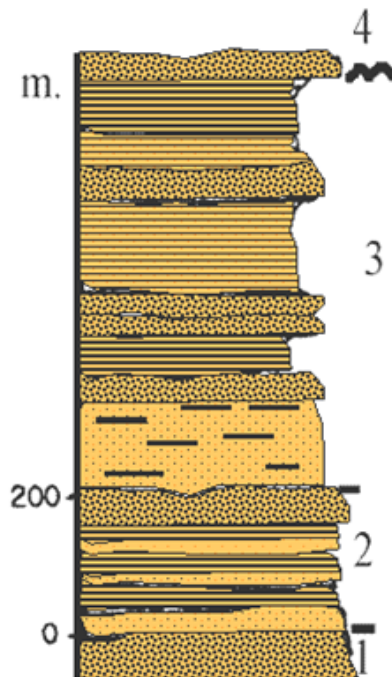


Fig 78. Columna estratigráfica simplificada de la Fm. Barco y de la Fm. Los Cuervos en los Llanos Orientales. 1: Gp. Guadalupe, 2 : Fm. Barco, 3 Fm. Los Cuervos, 4: Fm. Mirador

4.3.5. Formación Los Cuervos.

La Fm. Los Cuervos esta formada principalmente por un conjunto de lutitas y arcillolitas grises moteadas rojizas localmente con mantos de carbón e intercalaciones de areniscas. Algunos niveles presentan abundantes restos vegetales. El espesor de la formación es de unos 600 m. y su edad es paleocena superior a eocena inferior²⁸. 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 canales²⁶.

La formación los cuervos no se presenta en toda la cuenca de los llanos, restringiéndose a la parte más occidental (Piedemonte).

4.3.6. Formación Mirador.

La formación Mirador se encuentra sobre la discordancia del Eoceno, y representa el comienzo de la una pequeña invasión marina terciaria proveniente de la cuenca de Maracaibo. También conocidas como areniscas básales (Gonzalez .1985) la Fm Mirador está constituida por una secuencia de areniscas con intercalaciones de lutitas grises. Con un espesor de 149 pies²⁸. En la parte basal usualmente se presentan depósitos de canales fluviales y llanura de inundación, mientras que en la parte superior son comunes los depósitos de canales, boca de delta y relleno de bahía o estuario.

La Fm. Mirador (Figura 79) recubre en discordancia a la Fm. Los Cuervos. su edad es Eoceno medio y superior, constituye el más importante reservorio petrolífero de los Llanos Orientales tal como es el caso para el yacimiento de Caño Limón. Su espesor alcanza los 300 m. en el borde llanero, cerca a Yopal, pero disminuye hacia el este y hacia el sur. Así en Caño Limón, la Fm. Mirador reposa directamente en discordancia sobre las lutitas grises del Campaniano²⁷. En los Llanos Orientales, la Fm. Mirador está suprayacida por la Fm. Carbonera (Figura 79)

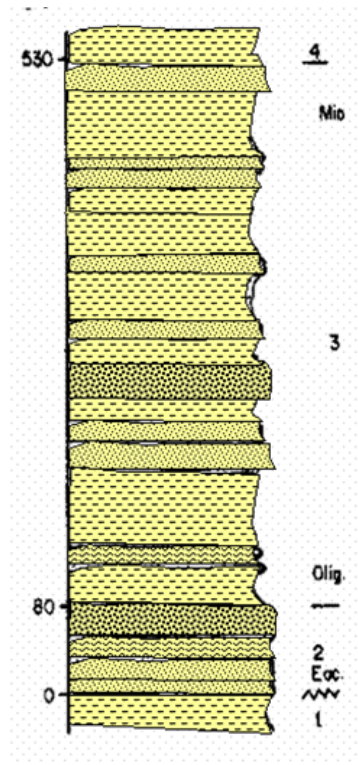


Fig 79. Columna estratigráfica simplificada de las formaciones Mirador y Carbonera.
1: Fm. Los Cuervos, 2: Fm. Mirador, 3: Fm. Carbonera, 4: Fm. León.

4.3.7 Formación Carbonera.

Tradicionalmente se divide a la Fm Carbonera en 8 intervalos³⁰, Los intervalos C8, C7, C6, y C5, se conocen como Carbonera inferior, y C4, C3, C2, y C1, como Carbonera Superior. Presenta un espesor entre 600mt y 1700mt²⁹.

Se definieron de dad Mioceno Temprano los niveles C1, C2, C3, C4 y C5. El Oligoceno está representado por los niveles C6, C7 y El Eoceno el C8. El ambiente de formación se cree Llanura Aluvial a Paludal, Marino somera²⁷.
 Figura 80.

- ◆ **Miembro C8:** Consta principalmente de arcillolitas y lodolitas Sólo, la parte superior aparece con capas gruesas en paquetes métricos de lodolitas de color gris oscuro interpuestos con capas decimétricas de arenitas cuarzosas de grano fino con laminación ondulada.
- ◆ **Miembro C7:** Presenta intervalos métricos de arenitas separados por gruesas paquetes de lodolitas. Las arenitas son cuarzosas de grano medio

a fino, ligeramente arcillosas con laminas onduladas bioturbadas, de arcillolita ricas en fragmentos de plantas.

- ◆ **Miembro C6:** Se caracteriza por paquetes decamétricos de shale arcilloso de color gris verdoso oscuro a oliva claro, entre los cuales se interponen delgadas capas de caliza dolomítica fosilífera.
- ◆ **Miembro C5:** En la parte superior presenta un paquete de 10 metros de cuarzo arenita de grano medio en capas gruesas con laminación inclinada planar y en artesa de gran escala. En la parte inferior se presentan arenitas de grano fino en capas delgadas tabulares con laminación ondulada y arenitas de grano medio en capas medianas con laminación inclinada.

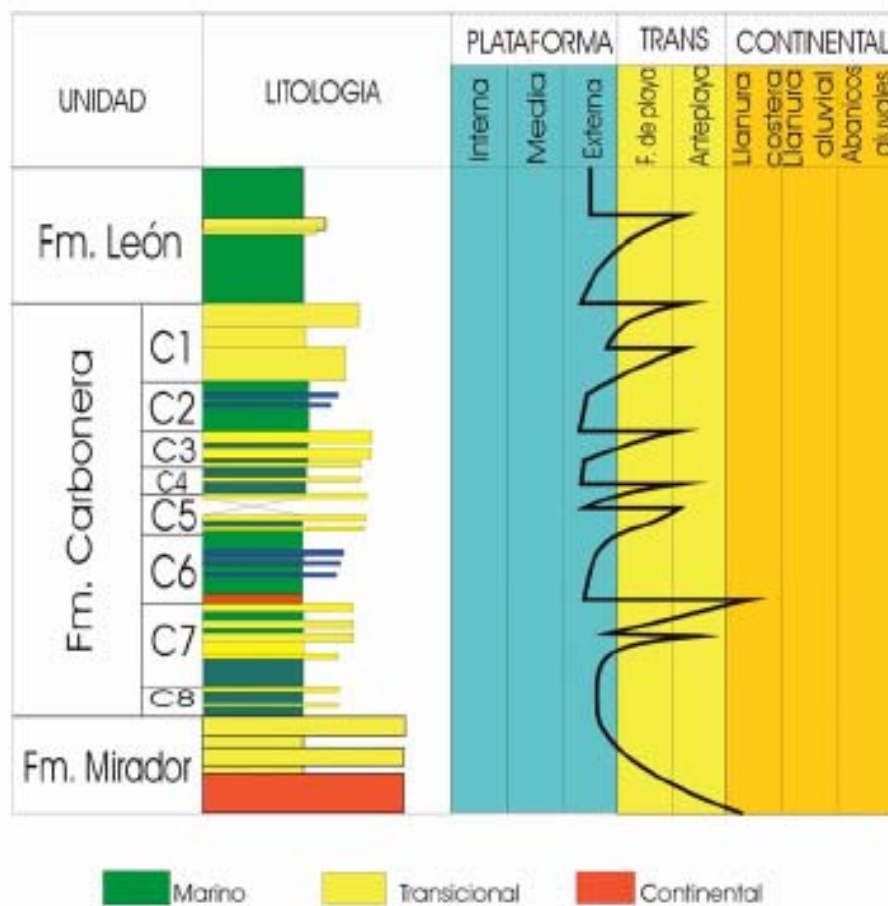


Fig 80. Columna estratigráfica de la formación Carbonera en la cuenca del Piedemonte Llanero. Tomada de OXI 2003³⁰.

- ◆ **Miembro C4:** Se compone principalmente de arcillolitas y lodolitas de color gris claro a medio con moteamiento rojizo. Hacia la parte media se observa una capa de 1.5 m de arcillolita carbonosa.
- ◆ **Miembro C3:** Se caracteriza por un intervalo de 15m de capas de 0.3 a 0.7 m. de cuarzo-arenitas de grano fino, bien seleccionadas, con laminación inclinada planar, matriz arcillosa.
- ◆ **Miembro C2:** presenta diversos tipos de facies entre los cuales se destacan arcillolitas y lodolitas.
- ◆ **Miembro C1:** Esta unidad presenta en el techo un banco de 26 a 30 m de cuarzo-arenitas de grano medio a grueso, moderadamente seleccionadas, friables. En la parte inferior se encuentran bancos gruesos de arenitas de grano medio y fino con laminación inclinada de bajo ángulo intercalados con capas de lodolitas.

4.3.8 Formación León.

La Formación León, es una arcillolita de origen lacustre que se extiende por toda la Cuenca de los Llanos y suprayace a la Formación Carbonera. Se identifica una discordancia dentro de esta unidad, de origen similar a las de la Formación Carbonera, durante el Mioceno Medio. Esta formación es el nivel de despegue más superior identificado en el Piedemonte. Constituye el único sello potencial eficaz de la cuenca, y representa la máxima inundación de los mares terciarios, desarrollando capas gruesas de lutitas grises en la mayor parte de los Llanos. Con el levantamiento de los Andes durante el Mioceno, el depocentro del león se desplaza hacia el este y se localiza al pie del frente de montaña de una forma alargado entre el sector de Cumaral al sur, y hato Corozal al Norte ³¹.

4.3.9 Formación Guayabo.

La formación Guayabo representa la última sedimentación de la cuenca. De edad Plioceno Pleistoceno. Se puede dividir en dos miembros, el inferior más arcilloso que el superior. Consta de areniscas pardoamarillentas y rojas de grano fino a medio, masivas 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. Con espesores entre 400 y 2600 metros. El ambiente de depositación varía desde marino a la base y fluvio marino a continental al tope ³¹.

4. 3.10 Formación Necesidad.

En la cuenca de los Llanos Orientales y en la cuenca del Catatumbo, el Plioceno está representado por la Fm. Necesidad constituida por conglomerados, areniscas desde gruesa hasta fina y arcillas rojas discordante sobre la Fm. Guayabo. El espesor es generalmente débil alcanzando un máximo de unos 200 metros. Esta formación está recubierta por depósitos aluviales recientes. Depósitos de arenas eólicas se presentan en particular en Guaina, Vaupes y Amazonas ²⁶.

5. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE POZO PARA UN CASO COLOMBIANO.

El método de evaluación geomecánica para el análisis de estabilidad de pozo que se describió en el capítulo tres se usó en un caso en el Piedemonte llanero Colombiano. A continuación se presentarán los resultados obtenidos.

5.1 REPORTE DEL POZO BUCA1.

El objetivo del pozo BUCA1 ³² fue el de evaluar la estructura sur del Campo BUCA. El pozo fue planeado de tal manera que se llegara al tope de la Formación Mirador con un radio de 12 ¼. (+/- 14.800 ft.) , con un casing de 13 3/8" desde el tope de la Formación Carbonera C1. Los huecos de 36" y 26" fueron perforados de acuerdo al programa y se colocó un casing de 20" en la Formación Guayabo a 534 ft. Luego, en la sección de 17 ½". Se colocó el casing de 13 3/8" desde 550 ft hasta 5881 ft.

El mayor control direccional se necesitó en la sección de 12 ¼". Problemas de inestabilidad de pozo se presentaron especialmente en las formaciones Carbonera C6, C7, C8 y la formación cuervos. Finalmente debido a problemas mecánicos y de inestabilidad se efectuaron 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 de sobrepresión, en la cual se utilizó un lodo de 15.1 ppg para controlar el pozo. La sección de 8 ½" fue perforada con un muy bajo ROP en la Formación Carbonera C8 (15068 ft).

Debido a la incertidumbre geológica, los problemas de pozo y el daño en el casing de 9 5/8", se decidió utilizar un Liner de 7" en el tope de la Formación Mirador (16.798 ft)

5.2 RESUMEN DE PERFORACIÓN DEL POZO BUCA2³².

El pozo BUCA2 fue un pozo perforado en la etapa de desarrollo del campo BUCA, con este pozo se intentaba precisar el contacto agua-petróleo para las secciones productoras³², además se perforó para que funcionara como pozo productor.

El pozo se completó, se corrieron registros en las secciones productoras y se corazonaron las formaciones Mirador, Barco y Guadalupe.

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 no pudieron ser manejados y el pozo debió ser abandonado después de perforar un Sidetrack. El costo de la sección adicional fue de 2.8 millones de dólares.

5.3 ESTRATIGRAFÍA DE LA ZONA DE ESTUDIO

Según la literatura³², La Formación Carbonera se divide en 8 miembros denominados con las letras C1 a C8, donde los niveles C1, C3, C5 y C7, son de litología predominantemente arenosos con intercalaciones de niveles lutíticos y algunos bancos de carbón, mientras que los restantes corresponden a niveles lutíticos, que son los más propensos a los problemas de inestabilidad

El Miembro C6 se caracteriza por paquetes decamétricos de shale arcilloso de color gris verdoso oscuro a oliva claro, entre los cuales se interponen delgadas capas de caliza dolomítica fosilífera. Hay algunos horizontes fosilíferos ricos en gasterópodos. Ocasionalmente, se encuentran finas capas de carbón.

5.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

El área de BUCA se encuentra enmarcada por dos elementos estructurales principales, las fallas de Yopal y el sistema de fallas de Guaicáramo, además en el área contigua de Cusiana se encuentra la falla Cusiana, que también influye en las estructuras que se encuentran en la zona. Dichas fallas inversas originadas en la etapa de la orogenia andina²⁹ y con periodos de reactivación recientes, afectan las rocas terciarias y cuaternarias (Formaciones Carbonera, León y Guayabo) originando pliegues anticlinales de gran dimensión. En la figura 76 se muestra la interpretación general de la zona de BUCA²⁹ donde se destaca un pliegue estilo Fold bend fault, con un back trust asociado. El área de interés para la producción de petróleo está en el anticlinal fallado que se encuentra en la zona media de las estructuras mencionadas.

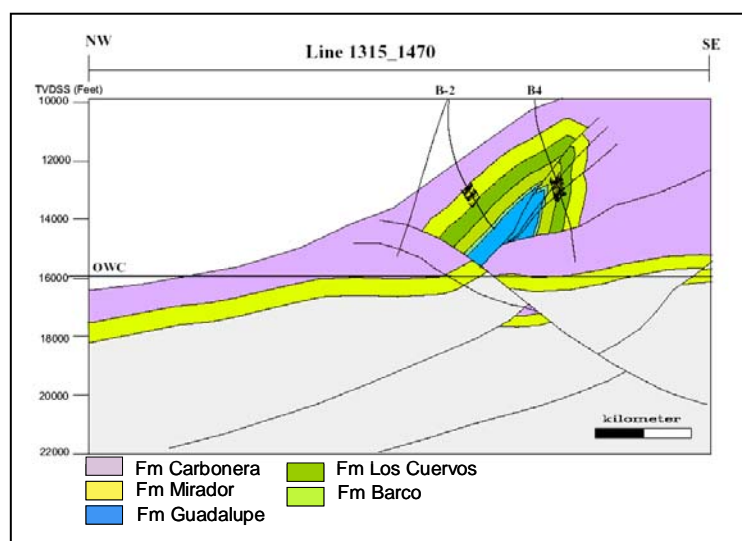


Fig 81. Trayectoria del Pozo BUCA BUCA1. Tomado BP 2001

El pozo BUCA1 atraviesa un plano de despegue regional asociado a los niveles inferiores de la Formación Carbonera y que pone en contacto rocas terciarias con formaciones cuaternarias. Los problemas asociados con la inestabilidad de pozo se presentan en los miembros de Carbonera C6 y C7³² debido a la alta anisotropía de esfuerzos horizontales que no permite la perforación de pozos con las condiciones de mínima inclinación como es lo deseado para llegar con la menor distancia recorrida al objetivo. Figura 82.

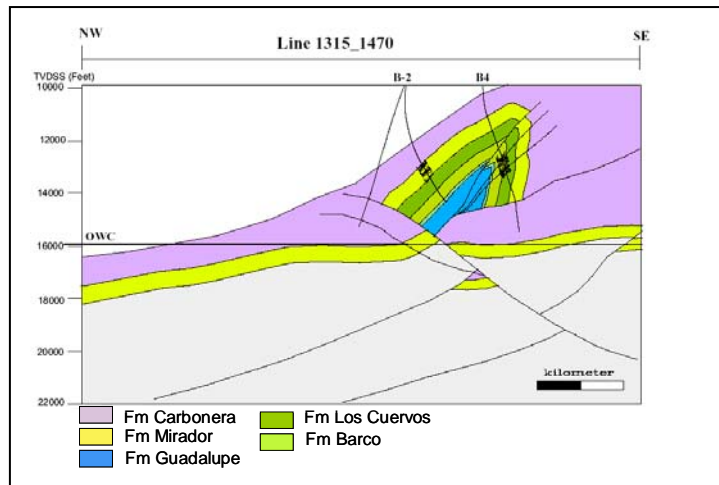


Fig 82. Trayectoria del Pozo BUCA BUCA2. Tomado BP 2001

5.5 INESTABILIDAD DE POZO³².

La estructura BUCA es un anticlinal limitado por la falla Yopal, se encuentra como ya se mencionó en el Piedemonte Llanero que es un área tectónicamente activa a causa del levantamiento de la Cordillera Oriental. Como tal, las formaciones están expuestas a considerables cargas compresionales que han resultado en formaciones altamente pensionadas y fracturadas. Es bien sabido que por las altas fuerzas compresionales, la tensión máxima de la formación actúa sub-horizontalmente en lugar de verticalmente, como normalmente se encuentra en la mayoría de las cuencas sedimentarias. Cuando se perfora un pozo a través de estas formaciones, el campo de esfuerzos se redistribuye alrededor del pozo. Esto puede causar deformaciones y deslizamientos en las areniscas y falla local en las lutitas/arcillolitas dando como resultado importantes problemas de inestabilidad.

Los análisis teóricos desarrollados por la compañía operadora del campo BP, indican que se puede minimizar la falla de las rocas alrededor del hueco si se aumenta la presión hidrostática para balancear el efecto de la concentración de esfuerzos alrededor del pozo. Sin embargo esto se lograría usando pesos de lodo que estarían significativamente sobre-balanceados con respecto a la presión de

poro. La magnitud del sobre-balance necesario dependería de la condición de esfuerzos compresivos en la formación y de la orientación del pozo. Existen intervalos problemáticos de inestabilidad a través de la secuencia, pero el más problemático parece ser los miembros de lutitas de las formaciones Carbonera y los Cuervos³².

A partir de la experiencia obtenida de los pozos perforados con altos pesos de lodo, la inestabilidad de la formación no se puede prevenir totalmente aún con pesos de lodo de hasta 14,5 lb/gal. Parece que los pesos de lodo necesarios para estabilizar las muy altas tensiones tectónicas que actúan en una dirección sobre el hueco, pueden ser mayores al peso de lodo necesario para que la roca se fracture en la dirección del menor esfuerzo horizontal. En otras palabras, el límite mínimo de peso de lodo para evitar la inestabilidad de pozo se cruza con el límite máximo para que existan pérdidas de lodo (fractura hidráulica). Desafortunadamente, la frecuencia y la tasa de pérdidas de lodo, especialmente a los intervalos de areniscas fracturadas, aumenta al aumentar el peso de lodo hasta el punto en que el peso de lodo necesario para evitar la inestabilidad de la formación es mayor de lo que resulta económicamente efectivo por las grandes pérdidas de lodo resultantes. Los corazones obtenidos en otros pozos del mismo campo han demostrado que las arenas de la estructura de BUCA son altamente fracturadas y la inestabilidad de la formación puede ser mayor.

Los registros Caliper también indican que las paredes del hueco se estabilizan con el tiempo y por consiguiente se limitan los derrumbes adicionales de las lutitas³². Es probable que al usar pesos más bajos de lodo haya un periodo inicial cuando el hueco se deteriore como un factor tanto del tiempo como de factores erosionales. Con el tiempo el problema tiende a disminuir, sin embargo se han registrado varios ejemplos de inestabilidad recurrente inesperada.

Debido a las limitaciones prácticas que se pueden usar en el peso del lodo sin incurrir en pérdidas de lodo inaceptables, los pesos de lodo se pueden aumentar lentamente a medida que se profundiza en el hueco para tratar de reducir los derrumbes al mínimo.

Presiones de formación anormales en carbonera C7 de hasta 16 lb/gal se observaron en los pozos B2, Q6 y U9. El aumento de la presión de poro aumenta el riesgo de inestabilidad de pozo.

5.6 DATOS UTILIZADOS.

Para el análisis de la estabilidad de pozo se seleccionaron las profundidades (12294, 13416, 14062, 15068 pies de TVD para el pozo BUCA1 y 12481, 13389 y 14480 para el pozo BUCA2). Los datos relevantes se encuentran resumidos en la en la Tabla 8 (a, b, c, d, e, f, g) y son representados en la Figura 83 y Figura 84. Estos datos fueron obtenidos de la trayectoria de perforación reportada³².

El régimen de esfuerzos in situ usado para los pozos BUCA1 y BUCA2 es el siguiente:

$$\Delta\sigma_v = 1.1 \text{ psi/ft} \quad \Delta\sigma_H = 1.5 \text{ psi/ft} \quad \Delta\sigma_h = 0.75 \text{ psi/ft}$$

El régimen de esfuerzos in situ utilizado se encuentra dentro del rango de esfuerzos regionales reportados en el artículo SPE 81074²¹, tomándose los gradientes que tienden a mostrar mayor diferencia relativa, como una forma de realizar un cálculo más crítico

De acuerdo a la distribución Andersoniana, en la profundidad mencionada, el régimen dominante es rumbo deslizante ($\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$).

Las propiedades mecánicas de las formaciones se tomaron de datos publicados en la literatura sobre arcillas y arenas (mudstone – siltstone - sandstone) según el reporte de perforación³² para las zonas de C6, C7, C8 y Los Cuervos. Las demás propiedades fueron calculadas a partir de correlaciones. Los datos están registrados en la Tabla 9.

Los módulos de Rigidez y Volumétrico se calcularon a partir de las siguientes

relaciones:

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

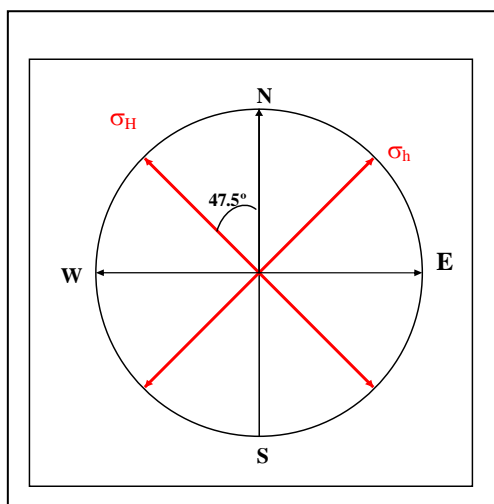


Fig 83. Orientación de los esfuerzos principales horizontales con respecto al Norte

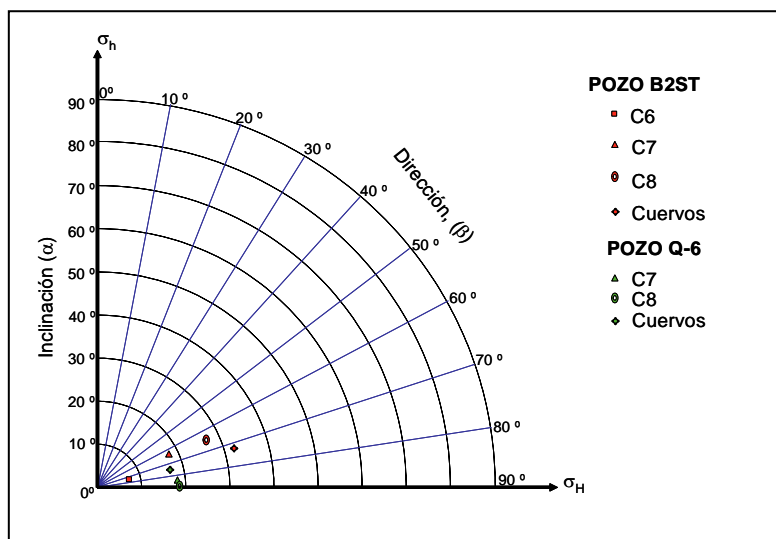


Fig 84. Ubicación de las trayectorias a las profundidades analizadas, para los pozos B2ST y Q- 6.

Tabla 8a. Datos de pozo para el análisis de estabilidad. BUCA1 (Carbonera C6)

TVD	Peso del lodo	Azimut (Norte)	Azimut (con σ_h)	Azimut (con σ_H)	Inclinación del pozo	Presión de Poro	Radio de Pozo	Pérdidas de circulación*
12294 ft (12650 MD)	12.8 ppg	116°	73,5°	16,5°	6,6°	9.5 ppg 6073.23 psi	8 ½ " 0.708 ft	11.4-11.6 ppg

Tomado Reporte de Perforación Pozo³².

Tabla 8b. BUCA1 (Carbonera C7)

TVD	Peso del lodo	Azimut (Norte)	Azimut (con σ_H)	Azimut (con σ_H)	Inclinación del pozo	Presión de Poro	Radio de Pozo	Pérdidas de circulación*
13416 ft (13800 MD)	14.4 ppg	106°	64°	26°	18°	13.5 ppg 9418 psi	8 ½ " 0.708 ft	11.5-13.2 ppg

Tomado Reporte de Perforación Pozo³².

Tabla 8c. BUCA1 (Carbonera C8)

TVD	Peso del lodo	Azimut (Norte)	Azimut (con σ_H)	Azimut (con σ_H)	Inclinación del pozo	Presión de Poro	Radio de Pozo	Pérdidas de circulación*
14062 ft (14500 MD)	15.1 ppg	108°	66°	24°	27°	13.8 ppg 10090psi	8 ½ " 0.708 ft	13-13.6 ppg

Tomado Reporte de Perforación Pozo³².

Tabla 8d. BUCA1 (Formación Cuervos)

TVD	Peso del lodo	Azimut (Norte)	Azimut (con σ_H)	Azimut (con σ_H)	Inclinación del pozo	Presión de Poro	Radio de Pozo	Pérdidas de circulación*
15068 ft (15665 MD)	10 ppg	114°	71,5°	18,5°	33°	8,9 ppg 6974 psi	8 ½ " 0.708 ft	9.3-10.4 ppg

Tomado Reporte de Perforación Pozo³².

* Tomado Reporte de Perforación Pozo³². "Lost circulation"

Tabla 8e. BUCA2 (Formación Carbonera C7)

TVD	Peso del lodo	Azimut (Norte)	Azimut (con σ_H)	Azimut (con σ_H)	Inclinación del pozo	Presión de Poro	Radio de Pozo	Pérdidas de circulación*
12481 ft (12625 MD)	12,5 ppg	128°	85,5°	4,5°	18°	10 ppg 6490 psi	8 ½ " 0.708 ft	11.5-13.2 ppg

Tomado Reporte de Perforación Pozo³².

* Tomado Reporte de Perforación Pozo³². "Lost circulation"

Tabla 8f . BUCA2 (Formación Carbonera C8)

TVD	Peso del lodo	Azimut (Norte)	Azimut (con σ_H)	Azimut (con σ_H)	Inclinación del pozo	Presión de Poro	Radio de Pozo	Pérdidas de circulación*
13389 ft (13575 MD)	12,5 ppg	133°	89,5°	0,5°	18°	10 ppg 6962 psi	8 ½ " 0.708 ft	13-13.6 ppg

Tomado Reporte de Perforación Pozo³² .

* Tomado Reporte de Perforación Pozo³². "Lost circulation"

Tabla 8g. BUCA2 (Formación Cuervos)

TVD	Peso del lodo	Azimut (Norte)	Azimut (con σ_H)	Azimut (con σ_H)	Inclinación del pozo	Presión de Poro	Radio de Pozo	Pérdidas de circulación*
14480 ft (14725 MD)	10 ppg	119°	76,5°	13,5°	17°	8,9 ppg. 6701 psi	8 ½ " 0.708 ft	9.3-10.4 ppg

Tomado Reporte de Perforación Pozo³² .

Tomado Reporte de Perforación Pozo³². "Lost circulation"

Tabla 9. Propiedades Mecánicas de las formaciones para los pozos BUCA1 y BUCA2 (Carbonera y Cuervos).

Propiedad	Roca intacta	Plano de estratificación
Cohesión (C)	2900 psi 20 Mpa (*)	2321 psi 16MPa (de Mohr-Coulomb)(*)
UCS	69 Mpa (*)	52 MPa (SPE 53940)
Angulo de Fricción (ϕ)	30° (SPE 53940)	26,6° (SPE 53940)
Resistencia a la tensión (σ_t)	188 psi (SPE 36972) 1,3 MPa Calibrar	179,12 psi (SPE 36972) 1,235 MPa
Propiedades Elásticas		
	<i>Up dip</i>	<i>Down dip</i>
Modulo de Young (E)	1'624.423 psi (*) 11,2 GPa	1.385.111 psi 9,55 GPa
Poisson (ν)	0,16 (SPE 36972)	0,19 (SPE 36972)
Modulo de Rigidez (G)	581.601 psi (SPE 36972) 4,01 GPa)	-----
Modulo Volumétrico (k)	26.107 psi (Calculo SPE 36972) 0,18 GPa	-----

Factores para medir anisotropía	
Anisotropía de Propiedades Poroelásticas.	Anisotropía de Resistencia de la Roca
E, F3 = 0,85 (caso 2 y 3)	Cohesión, F3 = 0,70 (caso 4)
v, F3 = 1,18 (caso 2 y 3)	Ángulo de Fricción, F3 = 0,94 (caso 2 y 3)
	Resistencia Tensil = 0,95 (caso 2)
Otras propiedades	
Biot (α^7)	0.8
Permeabilidad (K)	1.8×10^{-3}

Como no se encontraron datos de propiedades mecánicas medidas a 45° de los planos de estratificación, se usaron para el análisis (de la anisotropía de las propiedades poroelásticas del material) solamente los valores de Módulo de Young, E, y Modulo Volumétrico, K.

En cuanto a la cohesión y al UCS (Resistencia Uniaxial a la Compresión), se utilizó la relación de Mohr-Coulomb para calcular el parámetro que no se encontrara directamente de los datos reportados.

$$C = UCS \frac{(1 - \sin \phi)}{2 \cos \phi} \quad (180)$$

Las propiedades mecánicas de las formaciones problema fueron obtenidas de datos reportados en la literatura para lutitas y arcillolitas duras^{35, 36 y 37}, lo cual corresponde a una aproximación al tipo de roca que conforma las formaciones analizadas ver tabla 9.

Los datos de presión de poros, litología, pérdidas de circulación, ángulo de inclinación del pozo, azimut, profundidad y problemas comunes de inestabilidad fueron extraídos del Well Review³² de BUCA y del reporte de perforación los pozos analizados así como de sus respectivos pozos Off-Set (similares).

5.7 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD CON LAS CARTAS GUÍA PARA EL ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD DE POZO PARA EL CAMPO BUCA.

Las cartas desarrolladas por X. Chen et al., se basan en el análisis del régimen de esfuerzos que presenta una zona y la influencia de los diferentes parámetros en la estabilidad de pozo, teniendo en cuenta el régimen existente. La metodología seguida para el análisis se menciona a continuación.

El análisis de estabilidad se realizó estableciendo el régimen de esfuerzos al cual se encuentra sometido un pozo perforado en el campo BUCA. Para este propósito se calculó la relación entre el esfuerzo horizontal mínimo y el esfuerzo vertical, así como entre el esfuerzo máximo horizontal y el esfuerzo mínimo horizontal.

$$\frac{\sigma_h}{\sigma_v} = \frac{0.75}{1.1} = 0.68 \quad \frac{\sigma_H}{\sigma_h} = \frac{1.5}{0.75} = 2$$

De acuerdo a las cartas de diseño de X Chen et al.², el régimen de esfuerzos in situ es rumbo deslizante, como se ilustra en la Figura 85.

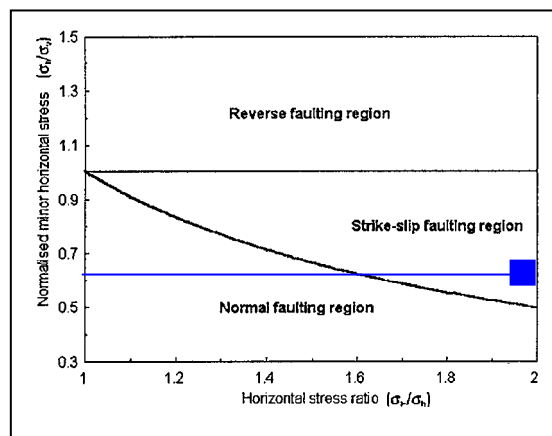


Fig 85. Localización del régimen dominante en el área de estudio. Según cartas X Chen et al.

Luego de identificar el régimen de esfuerzos in – situ dominante en la zona de estudio, se procedió a evaluar la perforabilidad del pozo.

Para utilizar adecuadamente las cartas de diseño, se deben tener en cuenta las propiedades de resistencia de la roca, ya que existen cartas para los valores bajos, intermedios y altos, debido a que la respuesta de la roca ante los esfuerzos está directamente relacionada con dichos valores. Con base en lo anterior, se compararon las propiedades de resistencia de la roca con las tablas respectivas³, (ver tabla de valores en el capítulo 3 para el análisis de las cartas guía tablas 5,6 y 7) resultando que los valores están por encima del rango alto de resistencia de la roca, lo que indica que las propiedades son de un shale duro equivalente a propiedades de resistencia altas. Conforme éste dato se debe usar la carta presentada en la Figura 86.

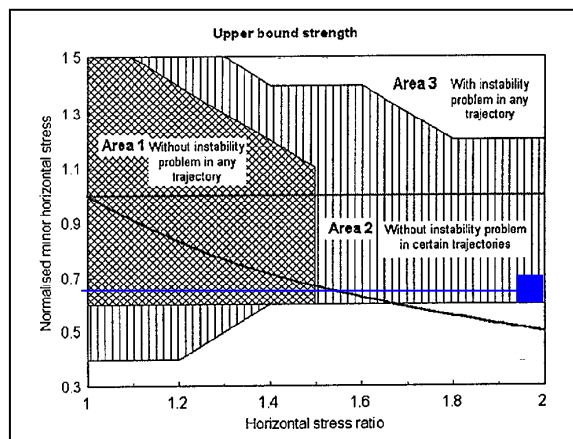


Fig 86. Perforabilidad del pozo. De acuerdo a las cartas, el pozo presenta inestabilidad en ciertas direcciones.

Siguiendo la metodología desarrollada por los autores de las cartas guía, Figura 71 (capítulo 3), se procede a evaluar la estabilidad de pozo.

La perforabilidad permite conocer de manera general la posibilidad que tiene el pozo de presentar problemas de inestabilidad analizando la relación de los esfuerzos. De acuerdo con la carta respectiva³, el pozo bajo este régimen de esfuerzos presentará estabilidad bajo ciertas trayectorias. Esto puede observarse en la Figura 86 cuando al graficar la relación de esfuerzos se encuentra en el área 2.

5.7.1 Trayectoria Óptima de pozo para el campo.

Posterior a evaluar la perforabilidad se procedió a encontrar la trayectoria óptima del pozo, para la profundidad analizada se obtuvo que la mejor trayectoria debe presentar una alta inclinación y el pozo debe ser orientado en la dirección del esfuerzo horizontal máximo, Figura 88^a. En la Figura 87, mediante la relación de esfuerzos se obtienen dos posibles trayectorias: 1) En la dirección del σ_H y 2) En la dirección del σ_h . Para solucionar esta inconsistencia se analizaron las diferencias entre los esfuerzos horizontales con el esfuerzo vertical:

$$\sigma_h - \sigma_H = 0.75 \quad \sigma_H - \sigma_V = 0.4 \quad \sigma_h - \sigma_V = 0.35$$

Se puede observar que: $\sigma_h - \sigma_H > \sigma_H - \sigma_V > \sigma_h - \sigma_V$

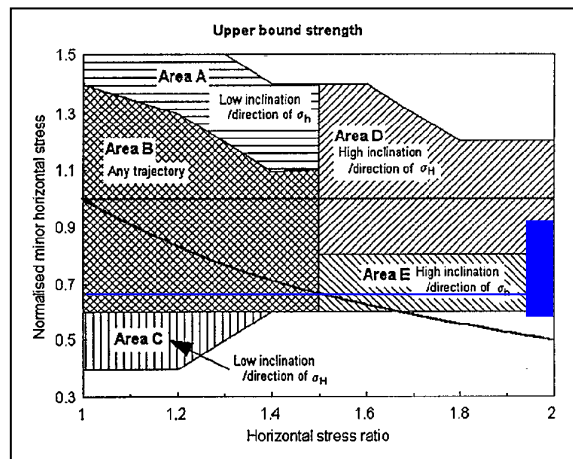


Fig 87. Trayectoria óptima de perforación teniendo en cuenta el régimen de esfuerzos.

El peso de lodo óptimo para perforar en este campo se calculó para ambas direcciones. Los resultados demostraron que la mejor trayectoria, era efectivamente en la dirección del esfuerzo máximo horizontal.

También se realizó el análisis para la trayectoria a 45° del esfuerzo mínimo horizontal obteniendo los siguientes resultados:

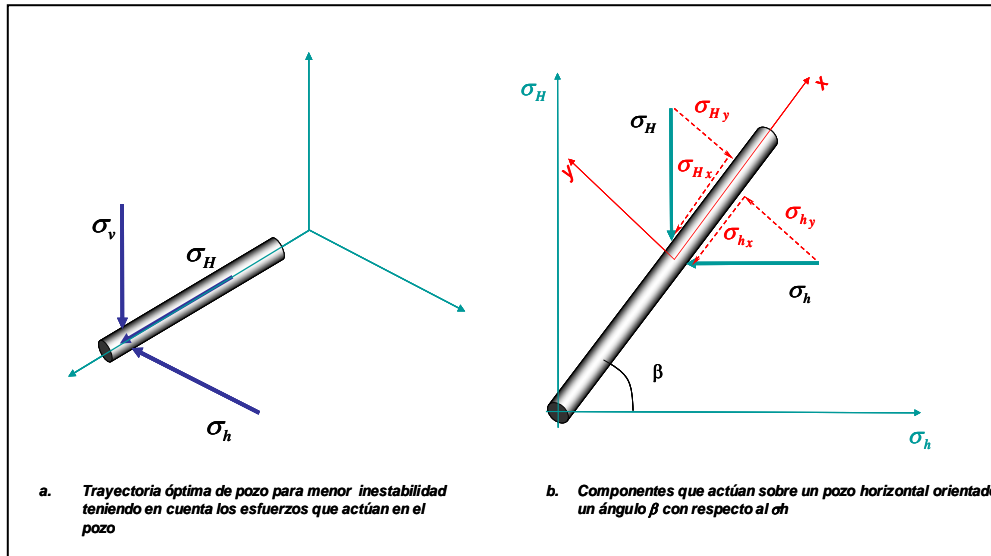


Fig 88. Esfuerzos que actúan sobre un pozo dependiendo de su trayectoria

En la Figura 88b se ilustran los esfuerzos que actúan sobre la pared del pozo cuando éste se orienta con una dirección de 45° desde mínimo esfuerzo horizontal. Las magnitudes de las componentes de los esfuerzos se calcularon trasladando el eje de coordenadas X paralelo a la dirección del pozo, obteniendo que:

$$\sigma_{Hx} = \sigma_H \cos 45^\circ = 1.06 \quad \sigma_{hx} = \sigma_h \cos 45^\circ = 0.57 \quad (181)$$

Comparando la diferencia de componentes que actúan sobre el pozo a 45° :

$$\Delta(\sigma_{Hy} - \sigma_{hx}) = 0.52 \quad \Delta(\sigma_v - \sigma_{Hy}) = 0.4 \quad \Delta(\sigma_v - \sigma_{hx}) = 0.57$$

Con las componentes que actúan orientando el pozo paralelo a cada uno de los esfuerzos horizontales, se concluyó que: *La trayectoria óptima es en la dirección de σ_H , ya que estarían actuando sobre las paredes del pozo σ_h y σ_v con diferencia de 0.35.*

5.7.2 Efecto de la anisotropía de resistencia y propiedades mecánicas

Con el fin de analizar el grado de influencia que la anisotropía de las rocas pueda tener en la estabilidad de pozo, se compararon los valores utilizados en el análisis, con las tablas 4, 5, 6 y 7², dichos valores se resumen en la Tabla 9. Se obtuvo que el grado de anisotropía es intermedio. Según se observa en la Figura 8 el pozo no presentará influencia de la anisotropía con la trayectoria seguida, la influencia se observará en pozos de alta inclinación orientados paralelos a σ_h , lo que permite concluir que este parámetro no es significativo para este campo.

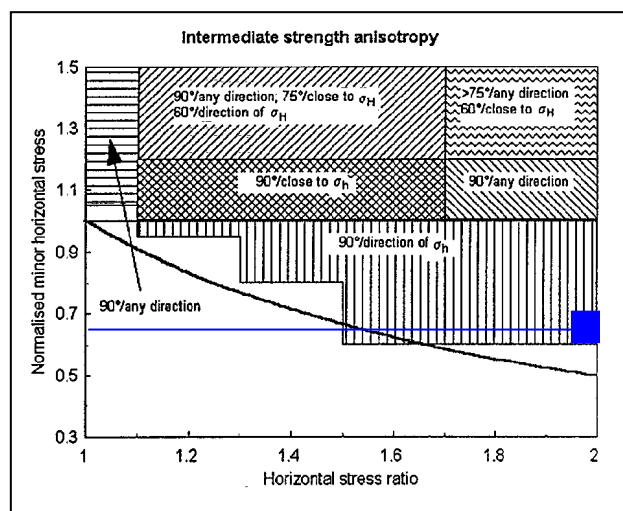


Fig 89. Efecto de la anisotropía de los parámetros de resistencia en la falla de corte.

5.7.3 Análisis de la anisotropía de las propiedades mecánicas para falla por tensión

Las condiciones de esfuerzos in-situ que presenta el pozo, sugieren que los problemas no se presentarán por influencia de la anisotropía de los parámetros de resistencia para la falla tensil, ya que estos parámetros afectarán los pozos altamente inclinados y con orientación hacia el mínimo esfuerzo horizontal (Figura 90). Sin embargo hay que tener en cuenta que la carta nos dice que si el pozo es altamente inclinado el efecto de los planos de debilidad (estratificación) es máximo ya que por convención de los autores, los planos están orientados perpendicularmente al pozo vertical. Por otra parte a las profundidades

analizadas por causa de la inclinación del pozo en dirección Up dip (perpendicular a los planos) hace que el ángulo entre el pozo y los planos se acerque a la perpendicularidad, por lo tanto el efecto de los planos se reducirá.

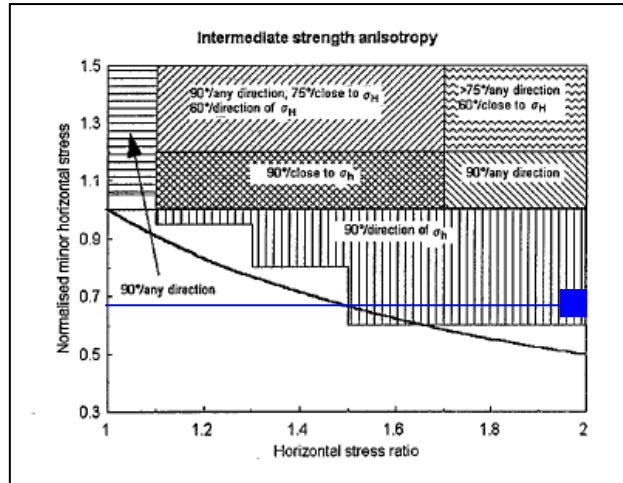


Fig 90. Efecto de la anisotropía de parámetros de resistencia para falla por tensión.

5.7.4 Análisis de la influencia de la anisotropía de los parámetros poroelásticos en la falla por tensión.

Para el análisis de estos parámetros se deben tener datos paralelos a los planos de estratificación, en dirección perpendicular y a 45° de estos (Tabla 4). En el estudio hecho se contó con mediciones en estas direcciones solamente de Modulo Volumétrico, K y del Modulo de Rigidez, G, por lo que se trabajo solo con estos datos, obteniéndose para $K_1= 0.14$ y $K_2= 0.11$.

Al comparar los valores obtenidos, se interpreta una anisotropía de media a baja y graficando el régimen de esfuerzos en la grafica respectiva (Figura 91) se puede observar que no existe efecto para la falla tensil.

El último análisis hecho para la falla por tensión es el efecto de la presión de poro inducida. Se concluye que no afecta en las condiciones de régimen de esfuerzos a los que se encuentra el pozo. Como se puede observar en la Figura 92.

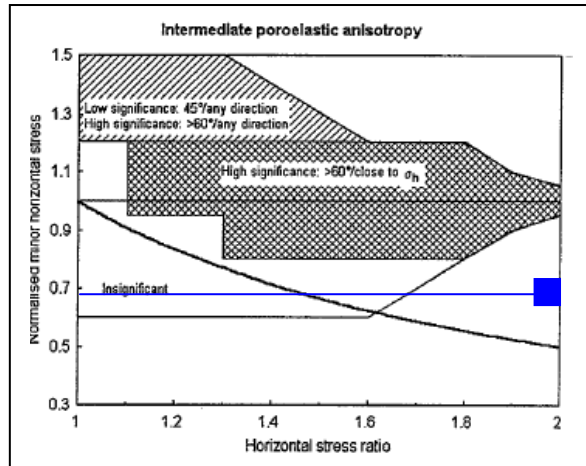


Fig 91. Efecto de la anisotropía de las propiedades poroelásticas en la falla de tensión.

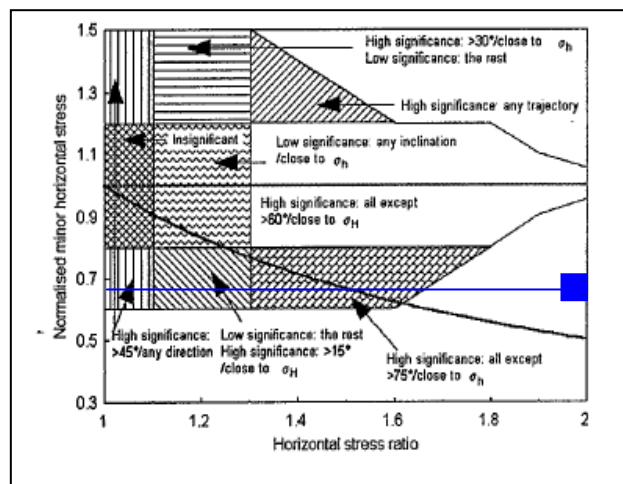


Fig 92. Efecto de la presión de poro inducida en la falla por tensión

5.7.5 Efecto de las propiedades mecánicas y anisotropía de la roca sobre la falla de corte.

De la misma manera que se hizo para la falla por tensión, se analizó la falla por corte, obteniendo los siguientes resultados:

- ❖ Los parámetros de anisotropía de resistencia de la roca no afectan (Figura 93).
- ❖ Los parámetros de anisotropía poroelástica no afectan (Figura 94).
- ❖ La presión de poro inducida no afecta (Figura 95).

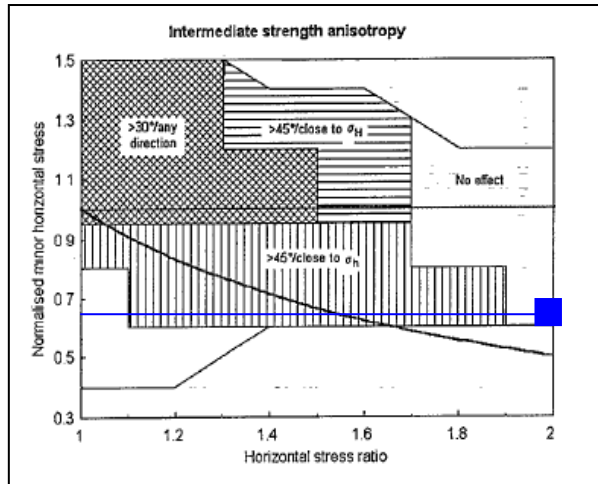


Fig 93. Efecto de la anisotropía de resistencia en la falla de corte.

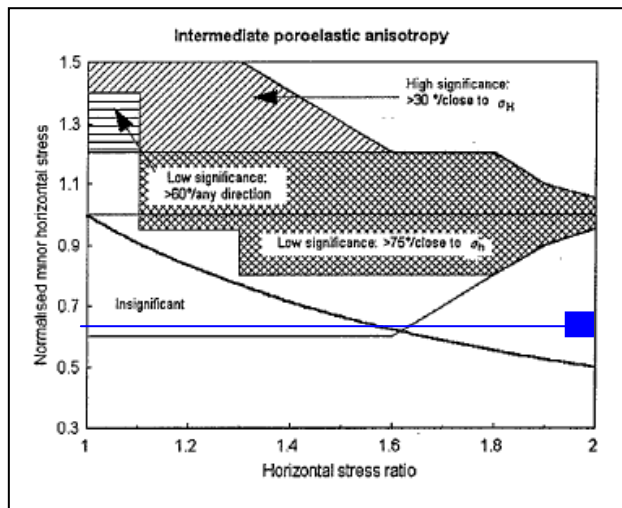


Fig 94. Efecto de la anisotropía de las propiedades poroelásticas en la falla de corte.

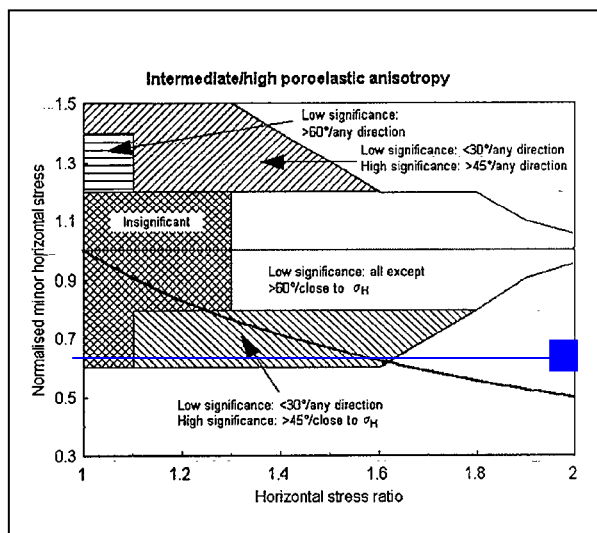


Fig 95. Efecto de la presión de poro inducida, en la falla de corte.

Después de analizar los factores más importantes que pueden afectar la inestabilidad del pozo, tanto para fallas de tensión como para fallas por corte, se procede con el cálculo del peso de lodo adecuado para las condiciones que se tienen, tomando en cuenta los parámetros que luego del análisis se sugieren.

5.8 ANÁLISIS DEL PESO DEL LODO UTILIZADO Y CÁLCULO DEL PESO DEL LODO ADECUADO

El cálculo del peso del lodo óptimo debe ser calibrado con el peso de lodo utilizado por el perforador, ya que en orden de prioridades es más crítico un evento de reventón debido a altas presiones de poro o pérdidas de circulación que un colapso del pozo, esto por las implicaciones de seguridad que representa para el personal.

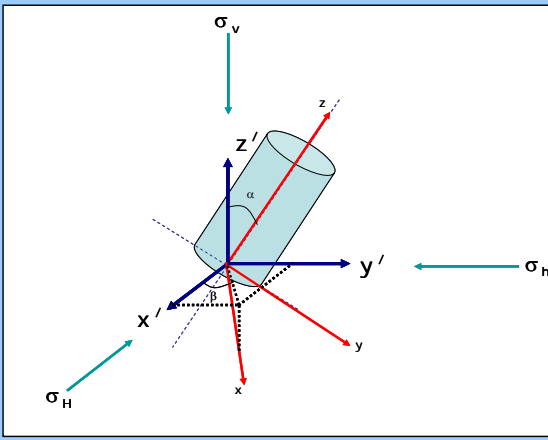
Para realizar el cálculo del peso del lodo crítico a usar, se desarrolló un programa en Lenguaje de Programación Visual Basic apoyado en Hojas Electrónicas de Excel. El programa había sido previamente desarrollado para evaluar el criterio de falla de la roca, posteriormente se adicionó la evaluación de los esfuerzos principales teniendo en cuenta la configuración para los modos de falla compresiva y tensil. De esta manera el programa evalúa los modos de falla y calcula el peso de lodo mínimo y máximo para evitar simultáneamente todas las fallas. En la figura 96 se presenta la hoja donde se introducen los datos de entrada para efectuar el cálculo. Es importante resaltar que los datos de entrada dependerán del análisis previamente hecho mediante las cartas guía.

El modelo usado en la derivación de las ecuaciones de estabilidad, para los modos de falla compresiva es el criterio de Mohr-Coulomb; el cual ignora el efecto del esfuerzo principal intermedio. Se asume que el material se comporta linealmente. El esfuerzo apropiado, mayor o menor principal es sustituido en el criterio de falla, subsecuentemente se calcula el mínimo peso de lodo requerido para prevenir la falla, para los modos Breakout y Tórica, De la misma manera se calcula el máximo peso de lodo permitido que evitará la falla, para los modos Helicoidal y de Elongación. En cuanto a la falla tensil se calcula el máximo peso

de lodo permitido para evitar el Fracturamiento Hidráulico, pero ésta vez utilizando el criterio de falla tensil, mencionado anteriormente.

Para el criterio de falla tensil se tuvo que calibrar el factor de seguridad junto con el dato de la resistencia tensil, para asumir que la zona analizada contenía fracturas pre-existentes, y así ajustar con los datos remitidos por el reporte de pozo³², de las pérdidas de circulación.

Datos de Entrada



Método de Solución	
<input type="checkbox"/>	Análisis Elástico Lineal
<input checked="" type="checkbox"/>	Análisis Poroelástico Lineal

Orientación del Pozo	
Ángulo de Inclinación	<input type="text" value="33"/> [Grados]
Azimut	<input type="text" value="19"/> [Grados]

Información del Pozo	
Radio de pozo	<input type="text" value="0,708"/> [ft]
Profundidad	<input type="text" value="15068"/> [ft]
Peso de Lodo	<input type="text" value="11"/> [ppg]

Criterio de Falla por Cizalladura	
<input checked="" type="checkbox"/>	Mohr-Coulomb
<input type="checkbox"/>	Drucker-Prager
<input type="checkbox"/>	Lade Modificado
Cohesión	<input type="text" value="2900"/> [psi]
Áng. Fricción	<input type="text" value="30"/> [Grados]

Propiedades Poroelásticas	
Módulo de Young	<input type="text" value="1624423"/> [psi]
Relación de Poisson	<input type="text" value="0,16"/> [Adimensional]
Coefficiente de Biot	<input type="text" value="0,8"/> [Adimensional]

Condición Limite en la Pared del Pozo	
<input checked="" type="checkbox"/>	Permeable
<input type="checkbox"/>	Impermeable

Esfuerzos In Situ	
Grad. Esf. Vertical	<input type="text" value="1,1"/> [psi/ft]
Grad. Esf Horizont Max.	<input type="text" value="0,9"/> [psi/ft]
Grad. Esf Horizont Mín.	<input type="text" value="0,75"/> [psi/ft]
Grad. Presión de Poro	<input type="text" value="0,462"/> [psi/ft]

Falla por Tensión	
Resistencia max. a la Tensión	<input type="text" value="188"/> [psi]

Portada

Aplicar

Oprima "Aplicar" para ingresar los datos

Distribución de Esfuerzos

Distribución de Esfuerzos alrededor del pozo

Criterio de Falla

Ventana de Lodo

Fig 96. Hoja de entrada de datos para el cálculo de peso de lodo óptimo.

Los datos de entrada para una profundidad seleccionada (BUCA1 – BUCA2) se presentan en las tablas 8 y 9. Los resultados para las profundidades de C7, C8, y la Formación los Cuervos, se presentan en las Figuras 97 a 104, al igual que algunas ventanas de lodo correspondientes a los intervalos mencionados.

Teniendo en cuenta que las propiedades utilizadas para el análisis de estabilidad no son tomadas in-situ, lo cual afecta de manera directa los resultados, se puede hacer las siguientes observaciones:

Del análisis de los resultados se generó una gráfica de pesos de lodo crítico que nos permite concluir que bajo las condiciones de perforación del pozo BUCA1 no presenta Ventana segura de lodo debido a que se cruzan la línea de peso de lodo mínimo con peso de lodo máximo; por lo tanto es adecuado utilizar el algoritmo que describe la metodología para evitar la severidad de la inestabilidad de la Figura 72 (capítulo 3) utilizado la extensión de la metodología para minimizar los problemas de estabilidad, como es sugerido por los autores ³.

Para el pozo BUCA1 en las formaciones Carbonera C6, C7, C8 el límite mínimo de peso de lodo para la falla por cizalladura (LS) se cruza con el límite máximo de peso de lodo para la falla por fractura hidráulica (FI), LS debe ser adoptado si éste es menor que el esfuerzo principal menor in situ (0.75 psi/pie). Esto es para que la fractura hidráulica no se propague a través del esfuerzo mínimo, y por lo tanto no haya pérdidas de circulación. Por ejemplo para la formación Cuervos existe una ventana segura de lodo bastante estrecha de aproximadamente 10,92 lb/gal.

Los resultados de los análisis en los pozos BUCA BUCA1 y BUCA2 presentan características similares, por encontrarse afectados por un mismo régimen de esfuerzos in-situ (según datos utilizados).

Es importante resaltar que los datos utilizados no son tomados directamente en las formaciones analizadas, por el contrario, son datos promedio de valores de lutitas publicadas en la literatura ^{35, 36 y 37}, como ya se explicó anteriormente.

Datos		Gradientes de Esfuerzo		Estabilidad	
Alfa	7	SH	1,5	Estabilidad	Verde
Beta	73,5	Sh	0,75	No estabilidad	Rojo
Poisson	0,16	Sv	1,1		
Cohesión	2900	Profundidad	12294		
Ang Fricción	30	Peso de Lodo	12,8		
Presión de Pl	6060,942				
Resistencia Te	800				
Biot	0,8				

Modo de Falla Tórica y Breakout					Modo de Falla Helicoidal				
Teta	S1	S3	Fs	Estabilidad ?	Pw Óptimo mín.	S1	S3	Estabilidad ?	Pw Óptimo máx.
0	11183,1133	8174,71169	4,03359523	Verde	13,3001721	11183,1133	4030,1024	Verde	7,53259426
5	10922,8361	8174,71169	4,38405014	Verde	13,3001721	10922,8361	2552,22585	Verde	7,53259426
10	10750,8998	8174,71169	4,65439743	Verde	13,3001721	10750,8998	1578,59214	Verde	7,53259426
15	10668,8721	8174,71169	4,79650807	Verde	13,3001721	10668,8721	1142,44093	Verde	7,53259426
20	10677,5267	8174,71169	4,78107471	Verde	13,3001721	10677,5267	1258,74332	Verde	7,53259426
25	10775,7911	8174,71169	4,61304646	Verde	13,3001721	10775,7911	1924,77491	Verde	7,53259426
30	10960,4878	8174,71169	4,32930194	Verde	13,3001721	10960,4878	3120,49059	Verde	7,53259426
35	11226,5944	8174,71169	3,98087652	Verde	13,3001721	11226,5944	4808,96955	Verde	7,53259426
40	11568,6338	8174,71169	3,61327714	Verde	13,3001721	11568,6338	6936,29972	Verde	7,53259426
45	11989,3049	8174,71169	3,25156685	Verde	13,3001721	11989,3049	9424,75177	Verde	7,53259426
50	12723,0296	8174,71169	2,78080381	Verde	13,3001721	12723,0296	11951,5116	Verde	7,53259426
55	15394,6639	8174,71169	1,87515433	Verde	13,3001721	15394,6639	12792,6549	Verde	7,53259426
60	18525,3558	8174,71169	1,40880977	Verde	13,3001721	18525,3558	13320,2998	Verde	7,53259426
65	21704,9842	8174,71169	1,15607167	Verde	13,3001721	21704,9842	13833,4107	Verde	7,53259426
70	24821,9658	8174,71169	1,00202463	Verde	13,3001721	24821,9658	14331,3688	Verde	7,53259426
75	27778,5344	8174,71169	0,90117533	Verde	13,3001721	27778,5344	14802,1022	Verde	7,53259426
80	30483,864	8174,71169	0,83231571	Verde	13,3001721	30483,864	15232,3001	Verde	7,53259426
85	32855,369	8174,71169	0,7843697	Verde	13,3001721	32855,369	15609,2767	Verde	7,53259426
90	34820,8446	8174,71169	0,75110029	Verde	13,3001721	34820,8446	15921,7255	Verde	7,53259426
95	36320,5385	8174,71169	0,72884042	Verde	13,3001721	36320,5385	16160,1853	Verde	7,53259426
100	37308,9202	8174,71169	0,71542279	Verde	13,3001721	37308,9202	16317,3737	Verde	7,53259426
105	37756,0474	8174,71169	0,70964744	Verde	13,3001721	37756,0474	16388,4254	Verde	7,53259426
110	37648,4739	8174,71169	0,71102091	Verde	13,3001721	37648,4739	16371,0419	Verde	7,53259426
115	36989,6674	8174,71169	0,71965612	Verde	13,3001721	36989,6674	16265,5523	Verde	7,53259426
120	35799,9258	8174,71169	0,73629397	Verde	13,3001721	35799,9258	16074,8816	Verde	7,53259426
125	34115,8026	8174,71169	0,7624546	Verde	13,3001721	34115,8026	15804,4193	Verde	7,53259426
130	31989,0768	8174,71169	0,80077699	Verde	13,3001721	31989,0768	15461,7755	Verde	7,53259426
135	29485,3441	8174,71169	0,85569577	Verde	13,3001721	29485,3441	15056,3851	Verde	7,53259426
140	26682,3907	8174,71169	0,93480659	Verde	13,3001721	26682,3907	14598,854	Verde	7,53259426
145	23668,7751	8174,71169	1,05179392	Verde	13,3001721	23668,7751	14099,6919	Verde	7,53259426
150	20544,0938	8174,71169	1,23328725	Verde	13,3001721	20544,0938	13566,0364	Verde	7,53259426
165	17428,4811	8174,71169	1,53628895	Verde	13,3001721	17428,4811	12988,9098	Verde	7,53259426
160	14544,9037	8174,71169	2,08082758	Verde	13,3001721	14544,9037	12257,5476	Verde	7,53259426
165	12710,2352	8174,71169	2,78770799	Verde	13,3001721	12710,2352	10664,9141	Verde	7,53259426
170	11991,387	8174,71169	3,24997494	Verde	13,3001721	11991,387	8248,23479	Verde	7,53259426
175	11532,8692	8174,71169	3,64820874	Verde	13,3001721	11532,8692	5958,27091	Verde	7,53259426
180	11183,1133	8174,71169	4,03359523	Verde	13,3001721	11183,1133	4030,1024	Verde	7,53259426

Modo de Falla por Elongación					Fracturamiento Hidráulico	
Teta	S1	S3	Estabilidad ?	Pw Óptimo máx.	Pw Óptimo Máximo	
0	8174,71169	4030,1024	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
5	8174,71169	2552,22585	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
10	8174,71169	1578,59214	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
15	8174,71169	1142,44093	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
20	8174,71169	1258,74332	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
25	8174,71169	1924,77491	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
30	8174,71169	3120,49059	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
35	8174,71169	4808,96955	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
40	8174,71169	6936,29972	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
45	8174,71169	9424,75177	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
50	8174,71169	11951,5116	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
55	8174,71169	12792,6549	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
60	8174,71169	13320,2998	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
65	8174,71169	13833,4107	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
70	8174,71169	14331,3688	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
75	8174,71169	14802,1022	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
80	8174,71169	15232,3001	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
85	8174,71169	15609,2767	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
90	8174,71169	15921,7255	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
95	8174,71169	16160,1853	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
100	8174,71169	16317,3737	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
105	8174,71169	16388,4254	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
110	8174,71169	16371,0419	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
115	8174,71169	16265,5523	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
120	8174,71169	16074,8816	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
125	8174,71169	15804,4193	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
130	8174,71169	15461,7755	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
135	8174,71169	15056,3851	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
140	8174,71169	14598,854	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
145	8174,71169	14099,6919	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
150	8174,71169	13566,0364	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
155	8174,71169	12988,9098	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
160	8174,71169	12257,5476	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
165	8174,71169	10664,9141	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
170	8174,71169	8248,23479	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
175	8174,71169	5958,27091	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183
180	8174,71169	4030,1024	Verde	48,20668441	Verde	11,1900183

Fig 97. Resultados del cálculo de peso de lodo óptimo para el pozo BUCA 1 (Formación Carbonera C6).

Datos		Gradientes de Esfuerzo		Estabilidad	
Alfa	18	SH	1,5	Estabilidad	
Beta	64	Sh	0,75	No estabilidad	
Poisson	0,16	Sv	1,1		
Cohesión	2900	Profundidad	13426		
Ang Fricción	30	Peso de Lodo	14,4		
Presión de Pl	9693,572				
Resistencia Te	1500				
Biot	0,8				

Modo de Falla Tórica y Breakout						Modo de Falla Helicoidal					
Teta	S1	S3	Fs	Estabilidad ?	Pw Óptimo mín.	S1	S3	Fs	Estabilidad ?	Pw Óptimo máx.	
0	14189,8006	10043,3455	2,68439706	15,32942899	15,32942899	14189,8006	7108,01961	1,15725213	12,06300969	12,06300969	
5	13466,7623	10043,3455	3,18095042	15,32942899	15,32942899	13466,7623	4994,46402	0,68940417	12,06300969	12,06300969	
10	12935,9686	10043,3455	3,70348555	15,32942899	15,32942899	12935,9686	3182,09859	0,39487312	12,06300969	12,06300969	
15	12545,2809	10043,3455	4,22974888	15,32942899	15,32942899	12545,2809	1794,2576	0,2170464	12,06300969	12,06300969	
20	12273,4623	10043,3455	4,70466485	15,32942899	15,32942899	12273,4623	906,217691	0,11918674	12,06300969	12,06300969	
25	12111,2326	10043,3455	5,0476043	15,32942899	15,32942899	12111,2326	562,500852	0,08286896	12,06300969	12,06300969	
30	12053,4555	10043,3455	5,18310768	15,32942899	15,32942899	12053,4555	783,616118	0,10283089	12,06300969	12,06300969	
35	12095,8237	10043,3455	5,08299637	15,32942899	15,32942899	12095,8237	1568,90798	0,18602811	12,06300969	12,06300969	
40	12233,5145	10043,3455	4,78439632	15,32942899	15,32942899	12233,5145	2898,05116	0,35706233	12,06300969	12,06300969	
45	12461,059	10043,3455	4,36548197	15,32942899	15,32942899	12461,059	4731,9454	0,67835524	12,06300969	12,06300969	
50	12774,0835	10043,3455	3,90327673	15,32942899	15,32942899	12774,0835	7012,32866	1,32386915	12,06300969	12,06300969	
55	13179,9216	10043,3455	3,44136573	15,32942899	15,32942899	13179,9216	9653,06803	2,94988948	12,06300969	12,06300969	
60	13831,4917	10043,3455	2,90677681	15,32942899	15,32942899	13831,4917	12408,6763	9,40151951	12,06300969	12,06300969	
65	16130,6922	10043,3455	1,93478314	15,32942899	15,32942899	16130,6922	13773,7298	6,57968924	12,06300969	12,06300969	
70	19365,3894	10043,3455	1,379089	15,32942899	15,32942899	19365,3894	14349,0257	3,42112522	12,06300969	12,06300969	
75	22688,0805	10043,3455	1,10429296	15,32942899	15,32942899	22688,0805	14866,3019	2,40181287	12,06300969	12,06300969	
80	25945,5577	10043,3455	0,94636629	15,32942899	15,32942899	25945,5577	15362,091	1,92451717	12,06300969	12,06300969	
85	29030,1336	10043,3455	0,84677353	15,32942899	15,32942899	29030,1336	15830,0391	1,65638718	12,06300969	12,06300969	
90	31845,9367	10043,3455	0,78046277	15,32942899	15,32942899	31845,9367	16258,0763	1,49031624	12,06300969	12,06300969	
95	34307,0711	10043,3455	0,73510294	15,32942899	15,32942899	34307,0711	16633,5358	1,38210487	12,06300969	12,06300969	
100	36339,1315	10043,3455	0,70406119	15,32942899	15,32942899	36339,1315	16944,6346	1,31043004	12,06300969	12,06300969	
105	37881,1383	10043,3455	0,68352562	15,32942899	15,32942899	37881,1383	17181,1564	1,26404243	12,06300969	12,06300969	
110	38887,2977	10043,3455	0,67130991	15,32942899	15,32942899	38887,2977	17334,8555	1,23673877	12,06300969	12,06300969	
115	39328,3985	10043,3455	0,6662192	15,32942899	15,32942899	39328,3985	17399,7013	1,22518087	12,06300969	12,06300969	
120	39192,7707	10043,3455	0,66776807	15,32942899	15,32942899	39192,7707	17371,9908	1,2278984	12,06300969	12,06300969	
125	38486,7821	10043,3455	0,676069	15,32942899	15,32942899	38486,7821	17250,3193	1,24487303	12,06300969	12,06300969	
130	37234,8934	10043,3455	0,69184842	15,32942899	15,32942899	37234,8934	17035,3742	1,27747884	12,06300969	12,06300969	
135	35479,3509	10043,3455	0,71659242	15,32942899	15,32942899	35479,3509	16729,4779	1,32872266	12,06300969	12,06300969	
140	33279,7003	10043,3455	0,75287333	15,32942899	15,32942899	33279,7003	16335,7207	1,40382648	12,06300969	12,06300969	
145	30712,5232	10043,3455	0,80498152	15,32942899	15,32942899	30712,5232	15856,3204	1,51123954	12,06300969	12,06300969	
150	27872,3306	10043,3455	0,88011601	15,32942899	15,32942899	27872,3306	15289,3346	1,663957	12,06300969	12,06300969	
155	24875,9041	10043,3455	0,99057532	15,32942899	15,32942899	24875,9041	14621,5071	1,87928438	12,06300969	12,06300969	
160	21875,6154	10043,3455	1,15723105	15,32942899	15,32942899	21875,6154	13811,8027	2,16536869	12,06300969	12,06300969	
165	19089,717	10043,3455	1,41095658	15,32942899	15,32942899	19089,717	12757,7337	2,44448304	12,06300969	12,06300969	
170	16813,7181	10043,3455	1,77322162	15,32942899	15,32942899	16813,7181	11280,4664	2,39325674	12,06300969	12,06300969	
175	15229,5462	10043,3455	2,21304851	15,32942899	15,32942899	15229,5462	9312,11421	1,81600441	12,06300969	12,06300969	
180	14189,8006	10043,3455	2,68439706	15,32942899	15,32942899	14189,8006	7108,01961	1,15725213	12,06300969	12,06300969	

Modo de Falla por Elongación						Fracturamiento Hidráulico	
Teta	S1	S3	Fs	Estabilidad ?	Pw Óptimo máx.	Pw Óptimo Máximo	
0	10043,3455	7108,01961	-2,32112372	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
5	10043,3455	4994,46402	-0,93083961	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
10	10043,3455	3182,09859	-0,42081759	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
15	10043,3455	1794,2576	-0,18177675	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
20	10043,3455	906,217691	-0,06691955	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
25	10043,3455	562,500852	-0,02823964	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
30	10043,3455	783,616118	-0,05279322	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
35	10043,3455	1568,90798	-0,15035131	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
40	10043,3455	2898,05116	-0,36433572	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
45	10043,3455	4731,9454	-0,83540689	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
50	10043,3455	7012,32866	-2,21627391	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
55	10043,3455	9653,06803	-23,978591	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
60	10043,3455	12408,6763	5,12144465	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
65	10043,3455	13773,7298	3,61329111	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
70	10043,3455	14349,0257	3,26412083	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
75	10043,3455	14866,3019	3,02128721	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
80	10043,3455	15362,091	2,83287208	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
85	10043,3455	15830,0391	2,68465462	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
90	10043,3455	16258,0763	2,56862469	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
95	10043,3455	16633,5358	2,47925624	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
100	10043,3455	16944,6346	2,41257381	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
105	10043,3455	17181,1564	2,36576611	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
110	10043,3455	17334,8555	2,33697688	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
115	10043,3455	17399,7013	2,32519151	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
120	10043,3455	17371,9908	2,33020221	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
125	10043,3455	17250,3193	2,3526593	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
130	10043,3455	17035,3742	2,39424202	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
135	10043,3455	16729,4779	2,45802979	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
140	10043,3455	16335,7207	2,54926873	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
145	10043,3455	15856,3204	2,67703807	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
150	10043,3455	15289,3346	2,85829213	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
155	10043,3455	14621,5071	3,12936568	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
160	10043,3455	13811,8027	3,58688889	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
165	10043,3455	12757,7337	4,59144649	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
170	10043,3455	11280,4664	8,88005456	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
175	10043,3455	9312,11421	-12,3317337	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418
180	10043,3455	7108,01961	-2,32112372	32,24620607	32,24620607	11,4926418	11,4926418

Fig 98. Resultados del cálculo de peso de lodo óptimo para el pozo BUCA 1 (Formación Carbonera C7).

Datos		Gradientes de Esfuerzo		Estabilidad	
Alfa	27	SH	1,5	Estabilidad	■
Beta	66	Sh	0,75	No estabilidad	■
Poisson	0,16	Sv	1,1		
Cohesión	2900	Profundidad	14062		
Ang Fricción	30	Peso de Lod _s	14,8		
Presión de P	10602,748				
Resistencia T _e	1850				
Biot	0,8				

Modo de Falla Tónica y Breakout						Modo de Falla Helicoidal					
Teta	S1	S3	Fs	Estabilidad ?	Pw Óptimo mín.	S1	S3	Fs	Estabilidad ?	Pw Óptimo máx.	
0	15735,525	10811,3039	2,32405165	15,86978798	15,86978798	15735,525	5973,99939	0,6768245	10,66331696	10,66331696	
5	14938,4337	10811,3039	2,7085281	15,86978798	15,86978798	14938,4337	4171,08539	0,42148061	10,66331696	10,66331696	
10	14331,1836	10811,3039	3,118297	15,86978798	15,86978798	14331,1836	2683,98253	0,24458314	10,66331696	10,66331696	
15	13873,3029	10811,3039	3,53475081	15,86978798	15,86978798	13873,3029	1616,79848	0,1329007	10,66331696	10,66331696	
20	13543,0817	10811,3039	3,92174278	15,86978798	15,86978798	13543,0817	1037,58147	0,07513552	10,66331696	10,66331696	
25	13328,4698	10811,3039	4,22768809	15,86978798	15,86978798	13328,4698	986,014363	0,06615401	10,66331696	10,66331696	
30	13221,9198	10811,3039	4,39981988	15,86978798	15,86978798	13221,9198	1477,73252	0,10836888	10,66331696	10,66331696	
35	13217,7674	10811,3039	4,40683668	15,86978798	15,86978798	13217,7674	2506,69694	0,21475768	10,66331696	10,66331696	
40	13311,3254	10811,3039	4,25439451	15,86978798	15,86978798	13311,3254	4046,45651	0,41783972	10,66331696	10,66331696	
45	13499,9617	10811,3039	3,97929264	15,86978798	15,86978798	13499,9617	6050,01564	0,7970082	10,66331696	10,66331696	
50	13789,883	10811,3039	3,6244117	15,86978798	15,86978798	13789,883	8444,55917	1,57686464	10,66331696	10,66331696	
55	14237,4188	10811,3039	3,19451496	15,86978798	15,86978798	14237,4188	11092,1912	3,56910975	10,66331696	10,66331696	
60	15327,2684	10811,3039	2,50401847	15,86978798	15,86978798	15327,2684	13414,1675	7,27139984	10,66331696	10,66331696	
65	17976,44	10811,3039	1,70144929	15,86978798	15,86978798	17976,44	14389,8132	4,39678442	10,66331696	10,66331696	
70	21163,6612	10811,3039	1,28024202	15,86978798	15,86978798	21163,6612	14930,2625	2,78699986	10,66331696	10,66331696	
75	24408,63	10811,3039	1,05426457	15,86978798	15,86978798	24408,63	15402,554	2,10151784	10,66331696	10,66331696	
80	27559,3769	10811,3039	0,91863871	15,86978798	15,86978798	27559,3769	15845,7101	1,74324869	10,66331696	10,66331696	
85	30508,1558	10811,3039	0,83101373	15,86978798	15,86978798	30508,1558	16258,278	1,53091339	10,66331696	10,66331696	
90	33162,2885	10811,3039	0,77191523	15,86978798	15,86978798	33162,2885	16630,8031	1,39567402	10,66331696	10,66331696	
95	35440,9661	10811,3039	0,73133868	15,86978798	15,86978798	35440,9661	16952,1308	1,30638037	10,66331696	10,66331696	
100	37276,0882	10811,3039	0,70374017	15,86978798	15,86978798	37276,0882	17211,3616	1,24718318	10,66331696	10,66331696	
105	38613,8238	10811,3039	0,68591782	15,86978798	15,86978798	38613,8238	17398,6908	1,2094023	10,66331696	10,66331696	
110	39416,1169	10811,3039	0,67602871	15,86978798	15,86978798	39416,1169	17505,8359	1,18812747	10,66331696	10,66331696	
115	39661,895	10811,3039	0,67310929	15,86978798	15,86978798	39661,895	17526,2368	1,18065311	10,66331696	10,66331696	
120	39347,8969	10811,3039	0,67684796	15,86978798	15,86978798	39347,8969	17455,0668	1,18571686	10,66331696	10,66331696	
125	38489,119	10811,3039	0,68750642	15,86978798	15,86978798	38489,119	17289,0326	1,20312737	10,66331696	10,66331696	
130	37118,9437	10811,3039	0,70595274	15,86978798	15,86978798	37118,9437	17025,8904	1,23358737	10,66331696	10,66331696	
135	35289,1068	10811,3039	0,73380788	15,86978798	15,86978798	35289,1068	16663,5318	1,27857705	10,66331696	10,66331696	
140	33069,8119	10811,3039	0,77373739	15,86978798	15,86978798	33069,8119	16198,362	1,34009217	10,66331696	10,66331696	
145	30550,5522	10811,3039	0,8299448	15,86978798	15,86978798	30550,5522	15622,4537	1,4197144	10,66331696	10,66331696	
150	27842,5441	10811,3039	0,90890722	15,86978798	15,86978798	27842,5441	14918,6359	1,51557477	10,66331696	10,66331696	
155	25083,5981	10811,3039	1,02017015	15,86978798	15,86978798	25083,5981	14052,7647	1,61380638	10,66331696	10,66331696	
160	22442,8136	10811,3039	1,1761076	15,86978798	15,86978798	22442,8136	12965,8786	1,67084419	10,66331696	10,66331696	
165	20107,7513	10811,3039	1,38779389	15,86978798	15,86978798	20107,7513	11583,6806	1,60415489	10,66331696	10,66331696	
170	18220,4082	10811,3039	1,65639976	15,86978798	15,86978798	18220,4082	9877,1208	1,35896739	10,66331696	10,66331696	
175	16794,2498	10811,3039	1,97177988	15,86978798	15,86978798	16794,2498	7941,93233	1,00851341	10,66331696	10,66331696	
180	15735,525	10811,3039	2,32405165	15,86978798	15,86978798	15735,525	5973,99939	0,6768245	10,66331696	10,66331696	

Modo de Falla por Elongación						Facturamiento Hidráulico	
Teta	S1	S3	Fs	Estabilidad ?	Pw Óptimo máx.	Pw Óptimo Máximo	
0	10811,3039	5973,99939	-1,0264875	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
5	10811,3039	4171,08539	-0,47626725	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
10	10811,3039	2683,98253	-0,20614612	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
15	10811,3039	1616,79848	-0,06615165	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
20	10811,3039	1037,58147	-0,00296864	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
25	10811,3039	986,014363	0,00229534	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
30	10811,3039	1477,73252	-0,05026648	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
35	10811,3039	2506,69694	-0,18039748	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
40	10811,3039	4046,45651	-0,44906996	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
45	10811,3039	6050,01564	-1,05884134	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
50	10811,3039	8444,55917	-3,14186499	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
55	10811,3039	11092,1912	35,8991848	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
60	10811,3039	13414,1675	4,76613559	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
65	10811,3039	14389,8132	3,73933539	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
70	10811,3039	14930,2625	3,3799067	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
75	10811,3039	15402,554	3,13509106	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
80	10811,3039	15845,7101	2,94714862	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
85	10811,3039	16258,278	2,79966654	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
90	10811,3039	16630,8031	2,68446403	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
95	10811,3039	16952,1308	2,59632201	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
100	10811,3039	17211,3616	2,53166386	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
105	10811,3039	17398,6908	2,48810709	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
110	10811,3039	17505,8359	2,46429013	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
115	10811,3039	17526,2368	2,45984141	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
120	10811,3039	17455,0668	2,47547968	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
125	10811,3039	17289,0326	2,5132985	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
130	10811,3039	17025,8904	2,57737561	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
135	10811,3039	16663,5318	2,67504363	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
140	10811,3039	16198,362	2,81968284	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
145	10811,3039	15622,4537	3,03750401	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
150	10811,3039	14918,6359	3,38664347	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
155	10811,3039	14052,7647	4,02417268	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
160	10811,3039	12965,8786	5,54973178	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
165	10811,3039	11583,6806	13,6916522	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
170	10811,3039	9877,1208	-9,49337882	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
175	10811,3039	7941,93233	-2,41633591	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407
180	10811,3039	5973,99939	-1,0264875	615,144428	615,144428	13,3895407	13,3895407

Fig 99. Resultados del cálculo de peso de lodo óptimo para el pozo BUCA 1 (Formación Carbonera C8).

Datos		Gradientes de Esfuerzo		Estabilidad	
Alfa	33	SH	1,5	Estabilidad	█
Beta	71	Sh	0,75	No estabilidad	█
Poisson	0,16	Sv	1,1		
Cohesión	2900	Profundidad	15068		
Ang Fricción	30	Peso de Lodo	10		
Presión de P	6961,416				
Resistencia Tc	188				
Biot	0,8				

Modo de Falla Tónica y Breakout						Modo de Falla Helicoidal					
Teta	S1	S3	Fs	Estabilidad ?	Pw Óptimo mín.	S1	S3	Fs	Estabilidad ?	Pw Óptimo máx.	
0	17340,683	7827,53247	1,35386408	█	10,93245797	17340,683	7818,70028	1,35168074	█	10,92292256	
5	16499,6667	7827,53247	1,4528343	█	10,93245797	16499,6667	6561,56013	1,14037837	█	10,92292256	
10	15873,9186	7827,53247	1,5398952	█	10,93245797	15873,9186	5658,11217	1,00052513	█	10,92292256	
15	15417,5794	7827,53247	1,61243777	█	10,93245797	15417,5794	5200,67956	0,94075753	█	10,92292256	
20	15102,6159	7827,53247	1,66781462	█	10,93245797	15102,6159	5245,06003	0,96890327	█	10,92292256	
25	14911,8548	7827,53247	1,70374849	█	10,93245797	14911,8548	5816,64829	1,10596931	█	10,92292256	
30	14834,667	7827,53247	1,71884444	█	10,93245797	14834,667	6914,50238	1,40541828	█	10,92292256	
35	14866,0654	7827,53247	1,71266377	█	10,93245797	14866,0654	8512,5968	2,00515742	█	10,92292256	
40	15013,7687	7827,53247	1,68431351	█	10,93245797	15013,7687	10553,7016	3,32507195	█	10,92292256	
45	15357,6414	7827,53247	1,62261916	█	10,93245797	15357,6414	12891,4466	7,00772422	█	10,92292256	
50	16617,8296	7827,53247	1,4377855	█	10,93245797	16617,8296	14724,2058	10,3163235	█	10,92292256	
55	19393,2572	7827,53247	1,17275005	█	10,93245797	19393,2572	15359,078	5,22913056	█	10,92292256	
60	22603,8174	7827,53247	0,99036335	█	10,93245797	22603,8174	15772,5494	3,30522942	█	10,92292256	
65	25938,1655	7827,53247	0,86939757	█	10,93245797	25938,1655	16165,8506	2,46447835	█	10,92292256	
70	29265,2374	7827,53247	0,7862019	█	10,93245797	29265,2374	16556,783	2,01311772	█	10,92292256	
75	32477,7113	7827,53247	0,72718292	█	10,93245797	32477,7113	16939,6985	1,74007805	█	10,92292256	
80	35477,2155	7827,53247	0,68445717	█	10,93245797	35477,2155	17303,7249	1,56278266	█	10,92292256	
85	38173,6746	7827,53247	0,65325745	█	10,93245797	38173,6746	17636,7382	1,44291478	█	10,92292256	
90	40487,0249	7827,53247	0,63059645	█	10,93245797	40487,0249	17926,7534	1,36054129	█	10,92292256	
95	42349,3192	7827,53247	0,61456045	█	10,93245797	42349,3192	18162,6155	1,30446912	█	10,92292256	
100	43706,7043	7827,53247	0,60392104	█	10,93245797	43706,7043	18334,4265	1,26811952	█	10,92292256	
105	44521,0785	7827,53247	0,59791563	█	10,93245797	44521,0785	18433,8242	1,24757999	█	10,92292256	
110	44771,3417	7827,53247	0,59612331	█	10,93245797	44771,3417	18454,144	1,24062135	█	10,92292256	
115	44454,1972	7827,53247	0,59839876	█	10,93245797	44454,1972	18390,4614	1,24618666	█	10,92292256	
120	43584,4993	7827,53247	0,60484581	█	10,93245797	43584,4993	18239,4929	1,26413115	█	10,92292256	
125	42195,1796	7827,53247	0,61582176	█	10,93245797	42195,1796	17999,3199	1,29510308	█	10,92292256	
130	40336,8235	7827,53247	0,63196989	█	10,93245797	40336,8235	17668,8678	1,34049267	█	10,92292256	
135	38077,0362	7827,53247	0,65427951	█	10,93245797	38077,0362	17247,0375	1,40235898	█	10,92292256	
140	35499,8127	7827,53247	0,68417044	█	10,93245797	35499,8127	16731,3135	1,48314135	█	10,92292256	
145	32705,2187	7827,53247	0,72358115	█	10,93245797	32705,2187	16115,6078	1,5846725	█	10,92292256	
150	29809,6536	7827,53247	0,77498601	█	10,93245797	29809,6536	15387,1412	1,70535093	█	10,92292256	
155	26946,2659	7827,53247	0,84113176	█	10,93245797	26946,2659	14522,8796	1,83337461	█	10,92292256	
160	24262,1059	7827,53247	0,92406742	█	10,93245797	24262,1059	13489,0353	1,93521026	█	10,92292256	
165	21901,6911	7827,53247	1,02314101	█	10,93245797	21901,6911	12254,0607	1,95139909	█	10,92292256	
170	19965,6571	7827,53247	1,13316551	█	10,93245797	19965,6571	10826,5642	1,83317273	█	10,92292256	
175	18466,9714	7827,53247	1,24583095	█	10,93245797	18466,9714	9295,77735	1,60537299	█	10,92292256	
180	17340,683	7827,53247	1,35386408	█	10,93245797	17340,683	7818,70028	1,35168074	█	10,92292256	

Modo de Falla por Elongación						Fracturamiento Hidráulico	
Teta	S1	S3	Fs	Estabilidad ?	Óptimo máx.	Pw Óptimo Máximo	
0	7827,53247	7818,70028	-1098,21387	█	20,975238	10,9581824	
5	7827,53247	6561,56013	-6,66877946	█	20,975238	10,9581824	
10	7827,53247	5658,11217	-3,47514144	█	20,975238	10,9581824	
15	7827,53247	5200,67956	-2,69585318	█	20,975238	10,9581824	
20	7827,53247	5245,06003	-2,7593674	█	20,975238	10,9581824	
25	7827,53247	5816,64829	-3,82795716	█	20,975238	10,9581824	
30	7827,53247	6914,50238	-9,63323413	█	20,975238	10,9581824	
35	7827,53247	8512,5968	15,1716072	█	20,975238	10,9581824	
40	7827,53247	10553,7016	4,56121066	█	20,975238	10,9581824	
45	7827,53247	12891,4466	2,9171855	█	20,975238	10,9581824	
50	7827,53247	14724,2058	2,40770226	█	20,975238	10,9581824	
55	7827,53247	15359,078	2,2890399	█	20,975238	10,9581824	
60	7827,53247	15772,5494	2,22195619	█	20,975238	10,9581824	
65	7827,53247	16165,8506	2,16431905	█	20,975238	10,9581824	
70	7827,53247	16556,783	2,11217597	█	20,975238	10,9581824	
75	7827,53247	16939,6985	2,06543962	█	20,975238	10,9581824	
80	7827,53247	17303,7249	2,02451093	█	20,975238	10,9581824	
85	7827,53247	17636,7382	1,98972974	█	20,975238	10,9581824	
90	7827,53247	17926,7534	1,96130808	█	20,975238	10,9581824	
95	7827,53247	18162,6155	1,93936958	█	20,975238	10,9581824	
100	7827,53247	18334,4265	1,92400881	█	20,975238	10,9581824	
105	7827,53247	18433,8242	1,91534939	█	20,975238	10,9581824	
110	7827,53247	18454,144	1,9135991	█	20,975238	10,9581824	
115	7827,53247	18390,4614	1,91910708	█	20,975238	10,9581824	
120	7827,53247	18239,4929	1,93243368	█	20,975238	10,9581824	
125	7827,53247	17999,3199	1,95445002	█	20,975238	10,9581824	
130	7827,53247	17668,8678	1,98649851	█	20,975238	10,9581824	
135	7827,53247	17247,0375	2,03067652	█	20,975238	10,9581824	
140	7827,53247	16731,3135	2,09037527	█	20,975238	10,9581824	
145	7827,53247	16115,6078	2,17137722	█	20,975238	10,9581824	
150	7827,53247	15387,1412	2,28425466	█	20,975238	10,9581824	
155	7827,53247	14522,8796	2,45003127	█	20,975238	10,9581824	
160	7827,53247	13489,0353	2,71482076	█	20,975238	10,9581824	
165	7827,53247	12254,0607	3,19324539	█	20,975238	10,9581824	
170	7827,53247	10826,5642	4,23719907	█	20,975238	10,9581824	
175	7827,53247	9295,77735	7,61229115	█	20,975238	10,9581824	
180	7827,53247	7818,70028	-1098,21387	█	20,975238	10,9581824	

Fig 100. Resultados del cálculo de peso de lodo óptimo para el pozo BUCA 1 (Formación Cuervos).

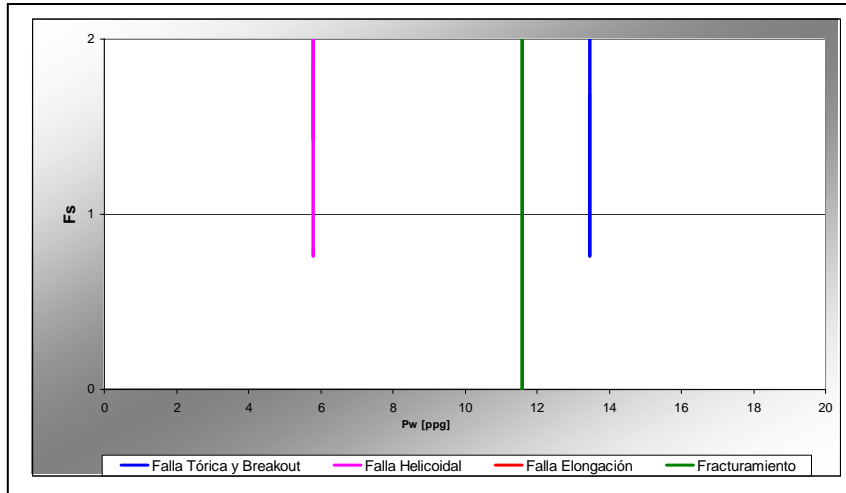


Fig 101. FS vs. Ventana de lodo para la formación carbonera C6. Pozo BUCA1.

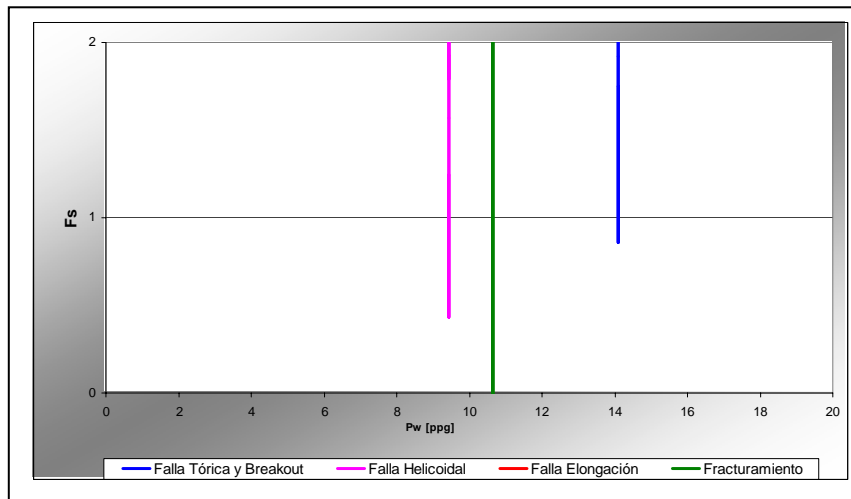


Fig 102. FS vs. Ventana de lodo para la formación carbonera C7. Pozo BUCA1.

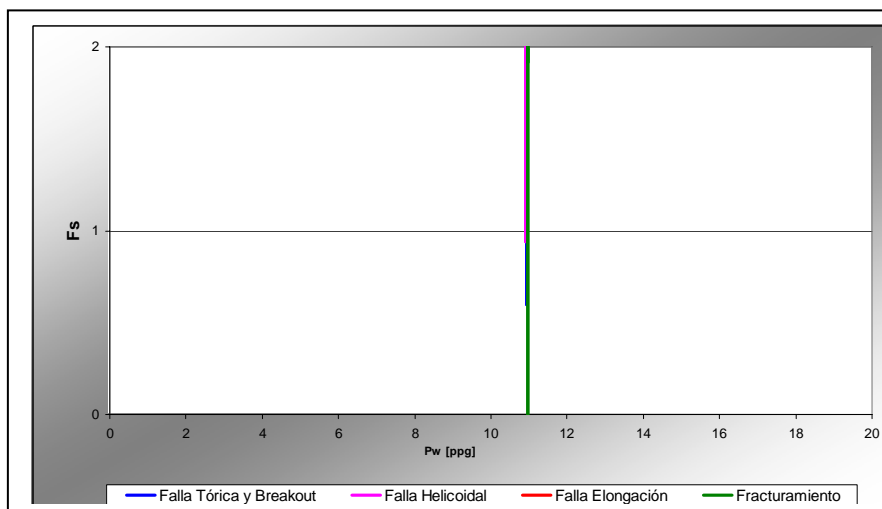


Fig 103. FS vs. Ventana de lodo para la formación Cuervos. Pozo BUCA1.

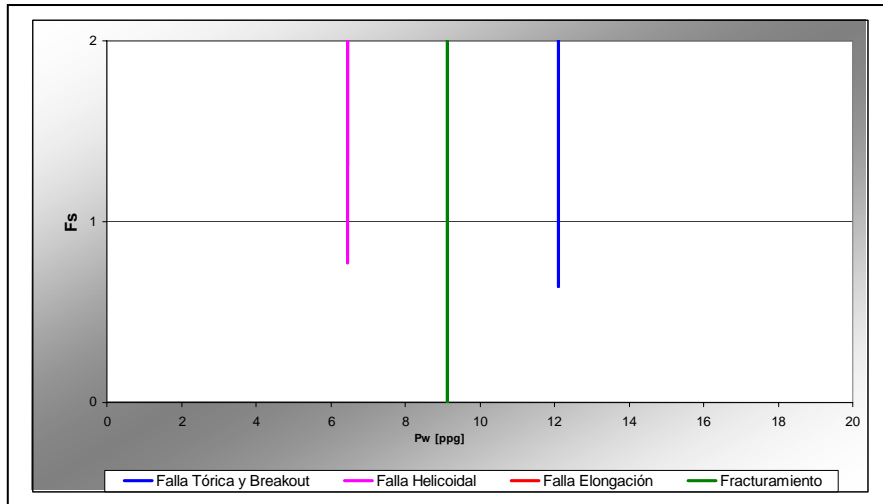


Fig 104. FS vs. Ventana de lodo para la formación carbonera C7. Pozo BUCA2.

En las Figuras 97 a 100 “teta” es el ángulo medido desde la transformada del esfuerzo σ_x principal en sentido de las manecillas del reloj. S1 y S2 son los esfuerzos normales principales correspondientes a cada ángulo considerando el modo de falla evaluado, “FS” es el factor de seguridad para medir la falla por cizalladura según el criterio de falla adoptado en el análisis (criterio de Mohr-Coulomb) y finalmente “Pw mínimo” es el peso de lodo crítico por encima del cual se puede evitar la falla por cizalladura para los modos Breakout y Tórica. “Pw máximo” es el peso de lodo crítico por debajo del cual se pueden evitar los modos de falla por Elongación, Helicoidal y Fractura Hidráulica.

Los resultados del análisis anterior, fueron comparados con los resultados del software P-BORE 3D desarrollado por la universidad de Oklahoma. Los resultados mostraron ser similares, ya que tampoco existe ventana de lodo segura según el análisis del software P-BORE 3D para éste estado de esfuerzos in situ y las profundidades estudiadas, tal como lo muestra la figura 107. De igual manera se comparó la concentración de esfuerzos alrededor del pozo para las formaciones usadas en el análisis como lo muestra la figura 105 y 106. Es importante resaltar que el software P-BORE usa como punto de partida del ángulo azimut β el esfuerzo horizontal máximo para evaluar las fallas, contraria a la convención usada en el programa desarrollado en Visual Basic ya que éste lo hace desde el esfuerzo horizontal mínimo.

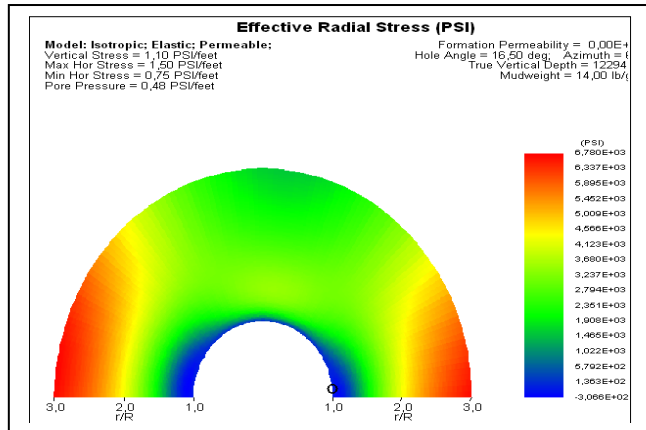


Fig 105. Esfuerzo efectivo Radial alrededor del pozo para Carbonera C6 calculado por el software P-BORE 3D.

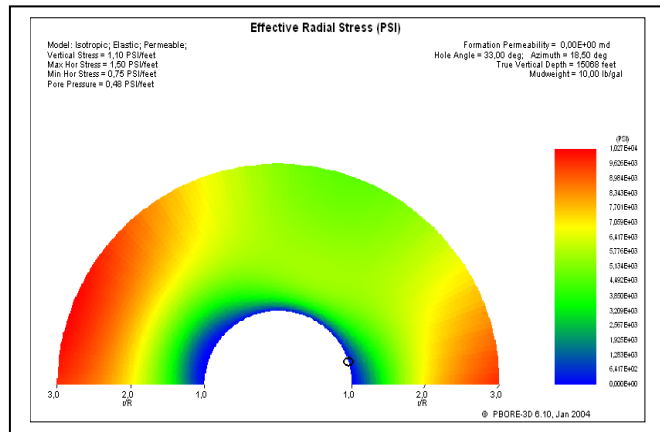


Fig 106. Esfuerzo efectivo Radial alrededor del pozo para la formación Cuervos, calculado por el software P-BORE 3D.

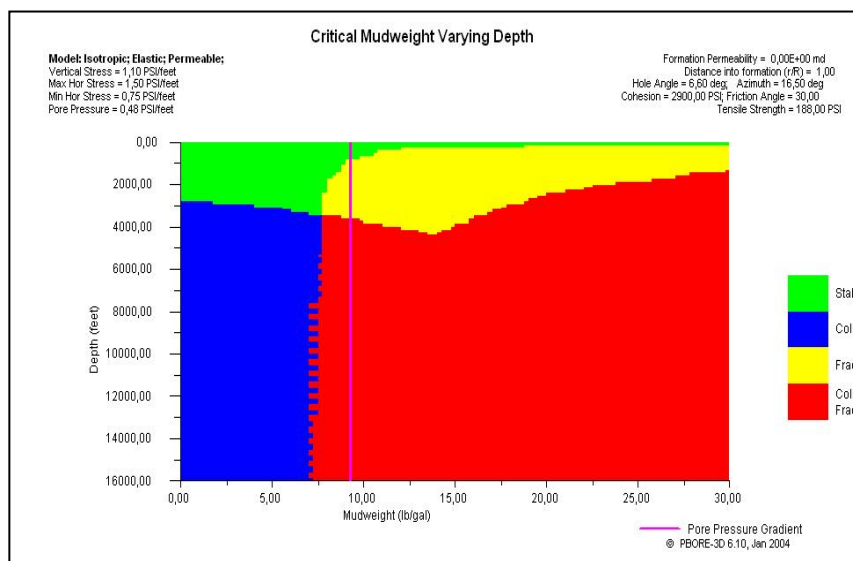


Fig 107. Esfuerzo efectivo Radial alrededor del pozo para la formación Cuervos, calculado por el software P-BORE 3D.

6. CONCLUSIONES

- Como conclusión principal a este trabajo se puede decir que llevar a cabo un análisis de la estabilidad de pozo para un campo determinado, implica identificar como primera medida, los mecanismos de falla básicos que se encuentran involucrados en el problema. Para tal fin es necesario mediante una evaluación geomecánica, estudiar la influencia que tienen los factores que juegan un papel importante en el desarrollo de cada mecanismo en particular. Debido a lo anterior y, teniendo en cuenta la diversidad de condiciones geológicas, es necesario realizar un análisis detallado para cualquier campo en donde se presenten problemas de inestabilidad frecuentemente o en el que se quiera aplicar tecnología de perforaciones horizontales o direccionales.
- Algunas veces no existe ventana de lodo segura para ciertos regímenes de esfuerzos in situ, es decir no se pueden evitar uno o más modos de falla, como es el caso del Piedemonte llanero Colombiano. Para estos pozos, se debe adoptar un peso de lodo que provea presión suficiente para reducir la severidad de las fallas de cualquier tipo, usando criterios mediante los cuales se pueda manejar la inestabilidad, minimizando los daños producidos por colapso de pozo o pérdidas de circulación.
- La exactitud en la predicción de la densidad crítica de lodo y del perfil óptimo de pozo, depende enormemente de la exactitud en las mediciones de los datos de entrada, tales como el régimen de esfuerzos in situ, la presión de poro, los parámetros de resistencia de la roca, y las propiedades poroelásticas del material. Aunque existe una diversidad de maneras para obtener esta información, es muy probable que alguna de estas no revele con exactitud alguna propiedad determinada. Sin embargo se puede correlacionar o comprobar la validez de estas mediciones

mediante datos obtenidos de la experiencia de campo, ó mediante otros métodos de laboratorio.

- La metodología y procedimiento sugerido por los autores X. Chen, C.P. Tan y C.M. Haberfield, en el uso de las cartas guía, muestra que la metodología permite una evaluación relativamente fácil de la perforabilidad del pozo, el óptimo perfil del pozo y la influencia de varias condiciones del campo sobre la estabilidad de pozo. De igual manera aunque los autores sugieren que la estabilidad del pozo es controlada por el régimen de esfuerzos in situ, la presión de poro, el peso del lodo, y los parámetros de resistencia y elasticidad del material. Para el caso analizado sobre el piedemonte llanero Colombiano, el factor predominante es el régimen de esfuerzos in situ, y la presión de poro. De la misma manera se puede inferir con base en el análisis, que la óptima trayectoria para los pozos analizados es en dirección del máximo esfuerzo horizontal y con alta inclinación, adicionalmente se sugiere que la trayectoria sea en lo posible perpendicular a los planos de debilidad para evitar su efecto sobre la falla por cizalladura.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda continuar con el estudio realizado, intentar acoplar la evaluación mecánica con la evaluación química para de esta manera generar un análisis de estabilidad de pozo más integral. De la misma manera realizar el mismo estudio mediante análisis poroelásticos y usando otros criterios de falla menos conservadores.
- Debido a la escasa información suministrada con respecto a las propiedades mecánicas de las formaciones rocosas usadas en el estudio, no es posible corroborar muchas de las conclusiones obtenidas con los datos de campo. Se recomienda realizar el análisis en diferentes campos donde exista mayor información como núcleos, registros, experiencia de perforación etc.
- En el estudio los autores asumen que los planos de estratificación son horizontales, es decir perpendiculares a un pozo vertical. Si dichos planos tienen una inclinación diferente a la horizontal se recomienda tener mucho cuidado al utilizar las cartas, ya que el efecto sobre los planos será diferente que el mostrado en el estudio.

NOMENCLATURA

- P_w = Presión del lodo en el pozo.
- r_w = Radio del pozo. Pies.
- β = Ángulo azimut del pozo con respecto al esfuerzo mínimo horizontal. Grados.
- α = Ángulo de inclinación del pozo con respecto al eje vertical. Grados.
- θ = Ángulo medido desde la dirección de la transformada del esfuerzo principal máximo, en el sentido de las manecillas del reloj. Grados.
-
- σ_H = Esfuerzo mayor horizontal. MPa
- σ_h = Esfuerzo menor horizontal. MPa.
- σ_V = Esfuerzo vertical. MPa.
-
- σ_x = Transformada del esfuerzo máximo principal horizontal. MPa.
- σ_Y = Transformada del esfuerzo mínimo principal horizontal. MPa.
- τ_{XY} = Esfuerzo de cizalladura normal al eje X en la dirección z.
- σ_T = Esfuerzo total. MPa.
-
- σ'_n = Esfuerzo normal efectivo. MPa.
- P_p = Presión de poro. MPa.
- α' = Parámetro de Biot.
-
- σ_r = Esfuerzo radial. MPa.
- σ_θ = Esfuerzo tangencial. MPa.
- σ_Z = Esfuerzo Axial. MPa.
- τ_{r0} = Esfuerzo por cizalladura normal radio del pozo en la dirección θ . MPa.
-
- σ_1 = Esfuerzo principal máximo. MPa
- σ_2 = Esfuerzo principal intermedio. MPa.

σ_3 = Esfuerzo principal mínimo. MPa

σ_t = Resistencia tensil. MPa.

τ_s = Resistencia a la cizalladura. MPa.

φ = Ángulo de fricción interna. Grados.

c, τ_o = Cohesión de la roca. MPa

UCS = Prueba Uniaxial de compresión. MPa.

η = Coeficiente de fricción interna de la roca.

E = Módulo de Young. MPa.

ν = Relación de Poisson.

G = Módulo de rigidez. MPa.

k = Módulo Volumétrico. MPa/M.

Cr = Compresibilidad de la matriz. M/MPa.

b = Módulo de Skempton.

ε_x = Deformación normal en la dirección X.

γ_{xz} = Deformación por cizalladura normal al eje X en la dirección z.

f_1 = Relación original de parámetros.

f_2 = Factor de variación.

f_3 = Factor de corrección.

ε_v = Deformación axial de la roca.

h = Espesor original de la formación. Ft (m)

C_m = Coeficiente de compactación uniaxial del material. $psi^{-1} (Mpa^{-1})$

Δp = Cambio en la presión del yacimiento. Psi (MPa).

A_c = Área de la sección transversal del casing. $in^2 (m^2)$

E_c = Módulo de Young del material que constituye el casing. Psi (MPa).

I = Momento de inercia del casing.

- **Superíndices.**

u = Condición de no drenaje.

$'$ = Efectiva.

- **Subíndices.**

b = Planos de estratificación (láminas del shale).

i = Roca intacta.

1 = Dirección paralela a los planos.

2 = Dirección perpendicular a los planos

REFERENCIAS

1. Chen, X. C.P Tan and C.M Haberfield **“Wellbore Stability Analysis Guidelines for Practical Well Design”** SPE 20058 1996.
2. Sergio A.B Da Fortuna **“Rock Mechanics Principles and Petroleum Engineering Applications”** Asistencia Técnica 2002.
3. Chen, X. C: P Tan and C.M Haberfield **“A Comprehensive Practical Approach For Wellbore Instability Management”** SPE 48898 .1998.
4. Tan C.P. and D.R. Willoughby **“Critical Mud Weight and Risk Contour Plots for Designing Inclined Wells”**. SPE 26325, Australian Petroleum Cooperative Research Center.1993.
5. Tan C.P. and D.R. Willoughby **“Wellbore Stability Analysis and Guidelines for Efficient Shale Instability Management”**. IADC/SPE 47795 1998.
6. Chen, X. C.P. Tan and C.M Haberfield **“Case Studies on Application of Novel Guideline Charts in Planning Well Trajectory and Mud Weight Program”**. SPE 64737. 2000.
7. Tan, C.P. Y Willoughby, D.R **“A Pragmatic Approach to Managing Wellbore Instability in Extended Reach Wells in the Goodwyn Field”**. SPE annual technical conference and exhibition, Houston , Texas , USA Drilling and Completion (1999)
8. Maury V. M and J. M Sauzay. 1987. Borehole Instability: **“Cases Histories, Rock Mechanics Approach, and Results”**. Paper SPE 16051. SPE/IADC Conference Herd, New Orleans L A, Marzo 15 – 18 de 1987.
9. CADE/CAODC DRILLING CONFERENCE **“Wellbore stability course”** October 24 and 25 2001 Calgary Alberta Canada.

10. **"ShaleProblems"**www.kingdomdrilling.co.uk/problem/adobe/SP01.pdf.
11. Garret Fluid Technology, and M.E. Chenevert, UT **"Wellbore Stability on Shales "**.
12. Ghassemi A., Department of Geologic and Geological Engineering. **"Effects of Ion Diffusion and thermal Osmosis on Shale Deterioration and Borehole Instability"**. AADE National Drilling Technical conference. 2001.
13. Tan, C.P. Chee P. CSIRO Petroleum Richards, Brian G. Geotech Research Pty. Ltd.Rahman, S.S. U. of New South Wales **"Managing Physico-Chemical Wellbore Instability in Shales with the Chemical Potential Mechanism"** Copyright 1996, Society of Petroleum Engineers, Inc. SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference held in Adelaide, Australia, 28-31 October 1998.
14. Simpson, J.P. SPE, and H.L Dearing, SPE, O'Brien-Goings-Simpson and Associates. Inc, **"Diffusion Osmosis an Unrecognized cause of Shale instability"** IADC/SPE 59190 copyright 2000.
15. Bruno, M.S. **"Subsidence Induced Well Failure"** SPE 20058, Chevron Oil Field Research Co.
16. Bradley D.A and Chia Y-P, **"Evaluation of Reservoir Compaction and its Effects on Casing Behavior"** SPE 14985 ARCO Oil and Gas Co. 1986.
17. Bassioni, Zaki. **"Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs"** Copyright 1994 by the Society of Petroleum Engineers Inc.
18. Lin Tang and Pinya Luo **"The Effect of the Thermal Stress on Wellbore Stability"** SPE 39505. 1998.
19. Aadnov, B.S., Rogoland, U., and Chenevert, M.E.: **"Stability of Highly Inclined Borehole"** Artículo SPE 16052. 1987.
20. Tiab D. and Donaldson E.C. **"Petrophysics, Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties"**. Gulf Publishing Company. 1996. Huston Texas. p 479.

21. Torres, M.E., Gonzalez, A.J., Last, N.C. **“In-Situ Stress State Eastern Cordillera Colombia”** SPE 81074 Colombia National University -Schlumberger DCS Bogotá, Colombia National University, BP Exploration.
22. Osorio J, G. Memorias del seminario **“Geomecánica de Rocas”**. 10 – 15 de Noviembre 2003. ICP. Bucaramanga.
23. Bradley, W.B. **“Failure of Inclined Boreholes”** Manager, Technical services, Reed Tool Company Houston, Texas, ASME.
24. Blanton, T.L., Teufel, L.W, **“In-Situ Stress Determination from Wellbore Elongation Measurements”** Science Applications Intl. Corp. Sandia Natl. Laboratories SPE/DOE Colorado, May 1985.
25. Maury, V. **“Rock Failure Mechanisms Identification: A Key for Wellbore Stability and Reservoir Behavior Problem”** SPE 28049 SPE/IRSM Netherlands, 1994.
26. Toussaint, J.F. **“Evolución Geológica de Colombia”** Universidad Nacional de Colombia.1999.
27. Linares, P Roberto., Posada, Claudia. **“Modelamiento Estructural en Zonas Complejas Escala de Laboratorio”**. ECOPETROL-ICP. 2002.
28. Gerencia de exploración – ECOPETROL. **“Estudio Geológico Regional de la Cuenca de los Llanos”**. Vol. 1. Santa Fe de Bogota.1996.
29. Martínez, J. A. **“Modelamiento Estructural 3D y aplicaciones en la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Cinturón de Cabalgamiento del Piedemonte Llanero, Cordillera Oriental, Colombia”**. VIII Simposio Bolivariano – Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas. BP Exploration Colombia. Cartagena 2003.
30. Occidental de Colombia INC. **“Gibraltar 1 Reporte Final, Tomo 1, Geología”** Bogotá Colombia. Marzo del 2003.
31. Rojas, L. E. **“Interpretación Estructural Piedemonte Central Cuenca Llanos Orientales”** Vicepresidencia Adjunta De Exploración, Gerencia De Prospección ECOPETROL. Mayo del 2002.
32. British Petroleum Company. **“Well Review Cusiana–Cupiagua”** Reporte de perforación. 2001.

33. Santo Helio, Petrobras y Roberto Perez COOPE/UFRJ **“What have we been doing Wrong in Wellbore Stability?”** paper SPE 69493 March 2001.
34. Wilson S.M.; Zoback M.D. **“Drilling in South America: A Wellbore Stability Approach for Complex Geologic Conditions”**, BP Exploration Company, Stanford University. SPE 53940. 1999.
35. Willson S.M., Zoback M.D., Last D. Moos **“Drilling in South America: A Wellbore Stability Approach for Complex Geologic Conditions”**. BP Amoco plc, BP Exploration Company (Colombia) Ltd, Stanford University. SPE 53940. Abril de 1999.
36. http://www.geocities.com/unforbidden_geology/rock_properties.htm
37. <http://www.rmtltd.com>.
38. Garrouch Ali. A., Ebrahim S. **“Assessment of the Stability of Inclined Wells”** Petroleum Engineering Department, Kuwait University, SPE 6881 2001.

REFERENCIAS.