

**METODOLOGÍA PARA OPTIMIZAR LA ESTABILIDAD DE POZO EN
YACIMIENTOS CON INFLUENCIA DE FRACTURAS NATURALES:
APLICACIÓN A LA FORMACIÓN MIRADOR DEL CAMPO CUPIAGUA,
PIEDEMONTES LLANEROS**

**ANGELA MARÍA RAMIREZ SILVA
ENUS ZAMBRANO VARGAS**

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

2006

**METODOLOGÍA PARA OPTIMIZAR LA ESTABILIDAD DE POZO EN
YACIMIENTOS CON INFLUENCIA DE FRACTURAS NATURALES:
APLICACIÓN A LA FORMACIÓN MIRADOR DEL CAMPO CUPIAGUA,
PIEDEMONTES LLANEROS**

**ANGELA MARÍA RAMÍREZ SILVA
ENUS ZAMBRANO VARGAS**

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

Director (es):

Marco I. Álvarez; Ph.D.

Zuly H. Calderón; Ph.D.

Codirector (es):

Alberto Ortiz; M.Sc.

Néstor F. Saavedra; M.Sc.

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

2006

DEDICATORIA

A Dios y a la virgen por permitirme alcanzar mis metas y haberme brindado la oportunidad de terminar esta etapa tan importante de mi vida con éxito.

A mis padres Luis y Amira por su cariño y apoyo incondicional porque sin ellos no hubiese sido posible cumplir cada uno de mis objetivos.

A mis hermanos por ser quienes de una forma u otra me motivaron para alcanzar este logro en mi vida.

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

A mis ángeles "MIS ABUELITAS y YESID que desde el cielo iluminan cada día de mi vida.

Y a todos mis amigos que en estos años me acompañaron y que de alguna manera se convirtieron en una parte muy importante para lograr mis sueños.

ANGELA

DEDICATORIA

A Dios quien ha sido mi fortaleza y mi guía por siempre.

A mi Mamá por su amor y entrega incondicional a lo largo de mi vida.

A mi Papá por su confianza y apoyo para lograr esta meta.

A Ronal y Cristian; mis Hermanos, quienes siempre esperan de mi lo mejor.

A Noél Chaverra por sus consejos y motivación en estos años.

A Veronica Niebles por su valiosa amistad.

ENUS

AGRADECIMIENTOS

A las escuelas de Ingeniería de Petróleos y Geología, encargadas de nuestra formación como profesionales y por la calidad humana brindada.

Al Instituto Colombiano del Petróleo, ECOPETROL - ICP, por permitir el desarrollo de este trabajo.

Al Grupo de Investigación Estabilidad de Pozo, por la oportunidad que nos brindo de crecer y cumplir nuestro sueño, “ser unos profesionales”.

A Zuly Calderón, Ph.D. y Marco I. Álvarez, Ph.D. por la confianza brindada para el desarrollo del proyecto.

A Alberto Ortiz, M.Sc. y Néstor Fernando Saavedra, M.Sc. del Instituto Colombiano del Petróleo y codirectores del proyecto por sus conocimientos y sugerencias durante el desarrollo de este libro.

A Geólogo Germán Meza y José Gildardo Osorio, Ph.D. por la ayuda incondicional en la etapa del proyecto.

A David Richards, Ph.D. de Midland Valley Inc. por su capacitación en el software 3D. Move.

A los docentes Olga Patricia Ortiz y William Navarro por su oportuna colaboración.

TITULO: METODOLOGÍA PARA OPTIMIZAR LA ESTABILIDAD DE POZO EN YACIMIENTOS CON INFLUENCIA DE FRACTURAS NATURALES: APLICACIÓN A LA FORMACIÓN MIRADOR DEL CAMPO CUPIAGUA, PIEDEMONTE LLANERO[▪].

AUTORES: ANGELA MARÍA RAMÍREZ SILVA^{▪▪}

ENUS ZAMBRANO VARGAS^{▪▪▪}

Palabras claves: estabilidad de pozo, fracturas naturales, modelo de fracturas, esfuerzos, pérdidas de lodo, modelamiento numérico, trayectorias de pozo, pesos de lodo.

RESUMEN

Los problemas de estabilidad de pozo más frecuentes presentados durante la perforación de la Formación Mirador del Piedemonte Colombiano son las cuantiosas pérdidas de lodo y la aparición de breakouts y fallas por tensión debido a la presencia de esfuerzos horizontales. Convencionalmente para la evaluación de la estabilidad de pozo en este campo se considera que la formación es homogénea y no se tiene en cuenta la presencia de heterogeneidades como grietas y fracturas; evidenciados en registros UBI y corazones de algunos pozos. En este trabajo se propone una metodología para optimizar la estabilidad de pozos en yacimientos con influencia de fracturas naturales que se fundamenta en la generación de un modelo de fracturas naturales del campo, para establecer los parámetros geológicos de los tipos de fracturas que se encuentran distribuidos a través del campo y conocer la intersección fractura- trayectoria de pozo; y en el modelamiento numérico de la estabilidad mecánica de pozo, para predecir el fallamiento por tensión o compresión de un pozo que esta siendo perforado. Con el uso de esta metodología se pueden sugerir trayectorias de pozo y pesos de lodo que minimicen o eviten las pérdidas de lodo o los problemas de estabilidad mecánica.

[▪] PROYECTO DE GRADO

^{▪▪} FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS; ESCUELA DE GEOLOGÍA.

^{▪▪▪} FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS; ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS.

TITLE: METHODOLOGY FOR OPTIMIZING BOREHOLE STABILITY IN RESERVOIRS INFLUENCED BY NATURAL FRACTURES: AN APLICATION TO FORMATION MIRADOR OF THE CUIAGUA FIELD; PIEDEMONTE LLANERO*.

AUTHORS: ANGELA MARÍA RAMÍREZ SILVA
ENUS ZAMBRANO VARGAS*****

Keywords: borehole stability, natural fractures, fractures model, stresses, mud losses, numeric modeling, well trayectory, mud weights.

ABSTRACT

Mud losses tensil failures and breakouts are the most frequent stability problems presented during the drilling of the Mirador Formation from Cupiagua Field in the Llanos Foothills due to presence of horizontal stresses. In early stages of field development it was considered in wellbore stability studies that the formation was homogeneuos and heterogeneities like fractures recognized in UBI and cores were not taken into account. This work proposes a methodology for optimizing the borehole stability in reservoirs influenced by natural fractures based in the generation of a natural fracture model of the field, in order to establish the geologic parameters of fractures types distributed along the field and to recognize the best fracture - well trayectory intersection; and to obtain the numeric modelling of borehole mechanic stability, in order to predict the tension or compression failure of a well that is being drilled. With the use of this methodology is posible to suggest well trayectories and mud weights to minimize or avoid mud losses or the mechanical stability problems.

▪ PROJECT DEGREE

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

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

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
1. GENERALIDADES DE LAS FRACTURAS NATURALES QUE SE PRESENTAN EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO.....	3
1.1 CLASIFICACIÓN DE FRACTURAS NATURALES DESDE EL PUNTO DE VISTA EXPERIMENTAL.....	3
1.1.1 Fracturas de Cizalla (shear fractures).....	3
1.1.2 Fracturas de Extensión (Extensión fractures)	4
1.1.3 Fracturas de Tensión (tensile fractures).....	5
1.2 CLASIFICACIÓN DE FRACTURAS NATURALES DESDE EL PUNTO DE VISTA GEOLOGICO	6
1.2.1 Fracturas Tectónicas (Tectonic fractures).....	6
1.2.2 Fracturas Regionales (Regional fractures).....	8
1.2.3 Fracturas por gradientes de temperatura (Thermal contractional fractures).....	9
1.3 CLASIFICACIÓN DE LAS FRACTURAS SEGÚN SU MORFOLOGÍA.....	10
1.3.1 Fracturas Abiertas (Open fractures).....	10
1.3.2 Fracturas deformadas (Deformed fractures)	11
1.3.3 Fracturas mineralizadas (Mineral-filled fractures).....	12
1.3.4 Fracturas vugulares (Vuggy fractures).....	12
1.4 MÉTODOS PARA DEFINIR EL FRACTURAMIENTO QUE SE PRESENTA EN UN YACIMIENTO	12
1.4.1 Observación directa y Análisis de corazones.....	13
1.4.2 Cámaras de Fondo	13
1.4.3 Empaques de Impresión	13
1.4.4 Historia de Perforación	14
1.4.5 Análisis de Registros de Pozo	14
1.4.6 Registros de Imagen Eléctricas y Acústicas.....	15
1.4.6.1 Ultrasonic Borehole Imager (UBI)	15
1.4.6.2 Herramientas de perfilaje (FMI)	16
1.5 CARACTERIZACION DE FRACTURAS NATURALES EN TERMINOS DE SUS PROPIEDADES PETROFISICAS.....	18
1.5.1 Formaciones de doble porosidad.....	19
1.5.2 Porosidad primaria.....	21
1.5.3 Porosidad secundaria	21
1.5.4 Capacidad de almacenamiento de los yacimientos naturalmente fracturados.....	22
1.6 INTENSIDAD DE FRACTURAMIENTO NATURAL PRESENTE EN UNA FORMACIÓN	23
1.6.1 Intensidad de fracturamiento – Litología	23
1.6.2 Intensidad de fracturas – Litofacies.....	24
1.6.3 Intensidad de Fracturamiento – Espesor de la capa	25
1.6.4 Intensidad de Fracturamiento – Posición Estructural	26
1.7 ANALISIS GEOMETRICO DE LAS FRACTURAS NATURALES – TRAYECTORIA DE POZO.....	27
1.7.1 Factor de inclinación.....	30
1.7.2 Factor de Rumbo (Azimut).....	31

1.7.3 Índice de intersección entre fracturas	32
2. CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LA GEOMECÁNICA APLICADOS A LA ESTABILIDAD DE POZO	34
2.1 ESFUERZOS.....	35
2.1.1 Invariantes de esfuerzos.....	38
2.1.2 Esfuerzos Deviatóricos	38
2.1.3 Esfuerzos principales.....	39
2.1.4 Circulo de esfuerzos de Mohr	41
2.1.5 Ecuaciones de equilibrio de esfuerzos.....	50
2.2 DEFORMACION.....	52
2.3 ELASTICIDAD LINEAL.....	60
2.3.1 Materiales elásticos isotrópicos	61
2.3.2 Módulos elásticos	63
2.3.2.1 Módulo de Young (E).....	63
2.3.2.2 Relación de Poisson (ν).....	63
2.3.2.3 Módulo volumétrico (K).....	64
2.3.2.4 Módulo de corte (G).....	65
2.4 ESFUERZOS ALREDEDOR DEL POZO.....	66
2.4.1 Esfuerzos in situ	67
2.4.2 Transformación de esfuerzos in situ	68
2.4.3 Esfuerzos y deformaciones en coordenadas cilíndricas.....	70
2.5 POROELASTICIDAD.....	74
2.5.1 Suspensión partículas sólidas en un fluido	74
2.5.2 Teoría poroelástica de Biot.....	76
2.5.3 Constante Poroelástica de Biot.....	79
2.5.4 Esfuerzo Efectivo.....	80
2.5.5 Tensor de esfuerzos efectivos	81
2.6 CRITERIOS DE FALLA	82
2.6.1 Criterio de Falla de Mohr – Coulomb (CFMC).....	83
2.6.2 Criterio de Falla de Drucker – Prager (CFDP).....	88
2.6.3 Criterio de Falla Tensil.....	90
3. MECANISMOS DE INESTABILIDAD DE POZO EN FORMACIONES NATURALMENTE FRACTURADAS.....	92
3.1 INVASIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	92
3.2 CAÍDAS DE PRESIÓN INDUCIDAS EN EL POZO.....	94
3.3 REDISTRIBUCION DE LOS ESFUERZOS DEBIDO A LA PERFORACIÓN.....	95
4. MODELAMIENTO NUMERICO DE LA ESTABILIDAD MECANICA DE POZO EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.....	101
4.1 REVISIÓN BIBLIOGRAFICA	101
4.2 MODELO FÍSICO	103
4.3 MODELO MATEMÁTICO	104
4.3.1 Modelo de flujo de fluidos	105
4.3.1.1 Ecuación de continuidad.....	105
4.3.1.2 Ecuación de movimiento.....	106
4.3.2 Modelo de deformación geomecánica	108
4.3.2.1 Ecuaciones de equilibrio de esfuerzos.....	109

4.3.2.2 Ecuaciones deformación - desplazamiento.....	110
4.3.2.3 Ecuaciones Esfuerzo - Deformación - Presión.....	111
4.3.3 Modelo de falla	114
4.3.4 Modelo de Porosidad.....	115
4.4 MODELO NUMERICO.....	115
4.4.1 Generación de la malla.....	116
4.4.2 Discretización del modelo de flujo de fluidos.....	117
4.4.3 Discretización del modelo de deformación geomecánica.....	118
4.5 CONDICIONES INICIALES	119
4.5.1 Modelo de flujo de fluidos	119
4.5.2 Modelo de deformación geomecánica	119
4.6 CONDICIONES DE FRONTERA	120
4.6.1 Modelo de flujo de fluidos	120
4.6.2 Modelo de deformación geomecánica	122
4.7 MODELO DE COMPUTADOR.....	124
4.7.1 Módulo Inicialización y Discretización.....	125
4.7.2 Módulo Perforación.....	125
4.7.3 Módulo Fluido	125
4.7.4 Módulo Roca	126
4.7.5 Módulo Mecánica.....	126
4.7.6 Módulo Visualización	126
5. GENERALIDADES DEL AREA DE ESTUDIO. (CAMPO CUIAGUA, PIEDEMONTES LLANERO).....	128
5.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.....	128
5.2 ESTRATIGRAFÍA REGIONAL.....	130
5.2.1 Formación Necesidad (Plioceno).....	132
5.2.2. Formación Guayabo (Mioceno-Oligoceno).....	132
5.2.3. Formación León (Mioceno Inferior- Oligoceno)	133
5.2.4. Formación Carbonera (Oligoceno-Mioceno Inferior)	133
5.2.5. Formación Mirador (Eoceno Superior)	134
5.2.5.1 Ambiente de depósito y estratigrafía de la formación Mirador.....	135
5.2.5.2 Interpretación Ambiental y Estratigráfica.....	136
5.2.6 Formación Los Cuervos (Paleoceno).....	137
5.2.7. Formación Barco: (Edad Paleoceno)	138
5.2.8. Formación Guadalupe: (Campaniano-Maestrichtiano)	139
5.2.9. Formación Gachetá	140
5.2.10. Formación Une (Albiano).....	141
5.3 TECTONICA DEL PIEDEMONTES LLANERO.	142
5.3.1 Sistemas estructurales.....	144
5.3.1.1 Fallas de Cabalgamiento	144
5.3.1.2 Falla de Guaicáramo.....	144
5.3.1.3 Falla de Yopal.....	145
5.3.1.4 Falla del Borde llanero	145
5.3.1.5 Pliegues.....	145
5.3.2 Estructura del campo Cupiagua.....	145
6. ANALISIS DE INFORMACIÓN DE NUCLEOS Y REGISTROS DE IMAGEN PARA EL DESARROLLO DEL MODELO DE FRACTURAS.....	148

6.1 ANALISIS DE INFORMACIÓN	148
6.1.2 Análisis de Núcleos	151
6.1.3 Tipos de fracturas identificadas a partir de análisis de Corazones.....	151
6.1.4 Análisis de Facies.....	153
6.2 DESCRIPCIÓN DE LAS FRACTURAS NATURALES A PARTIR DE CORAZONES.....	154
6.2.1 Apertura y relleno de la fractura.....	154
6.2.2 Medida de longitud de las fracturas	165
6.2.3 Perfil de las fracturas	166
6.2.4 Morfología de la pared de las fracturas.....	167
6.3 INTENSIDAD DE FRACTURAMIENTO – POSICIÓN ESTRUCTURAL.....	169
6.4 INTERPRETACION DE FRACTURAS NATURALES A PARTIR DE REGISTROS UBI.	173
6.4.1 Definición de los Ultrasonic Borehole Imager (UBI)	173
6.4.1.1 Descripción de la herramienta	174
6.4.1.2 Procesamiento de la imagen.....	174
6.4.1.3 Principales aplicaciones de la herramienta.	174
6.4.2 Caracterización de fracturas Naturales a partir del Registro de Imagen (UBI).	177
6.4.3 Modelo geométrico de fracturas a partir de registros UBI.	178
6.5 REGISTRO DE PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN MOSTRADAS EN LA FORMACIÓN MIRADOR, DEL CAMPO CUPIAGUA.....	179
7. MODELO DE FRACTURAS DESARROLLADO A PARTIR DE REGISTROS DE IMAGEN Y ANALISIS DE CORAZONES.....	183
7.1 MODELO GENERADO PARA EL ANALISIS DE FRACTURAS NATURALES A NIVEL DE REGISTROS UBI-ANALISIS DE CORAZONES.	183
7.1.1 Datos geométricos de las fracturas naturales identificados en los Registros UBI (Actitud de la fractura)	184
7.1.2 Definición de familias de fracturas encontradas en la formación Mirador del Campo.....	212
7.1.3 Modelo de Intensidad de fracturamiento distribuido a lo largo del campo Cupiagua, Formación Mirador desarrollado en el software 3D Move.....	216
8. APLICACIÓN DEL MODELAMIENTO NUMÉRICO DE LA ESTABILIDAD DE POZO EN YACIMIENTOS CON INFLUENCIA DE FRACTURAS NATURALES. POZO BUCA1, CAMPO CUPIAGUA	222
9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	230
NOMENCLATURA.....	235
BIBLIOGRAFIA.....	240

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Representación esquemática de las direcciones de los esfuerzos máximo y mínimo para la generación de las fracturas de cizalladura. Adaptación de Osorio, 2003.	4
Figura 2. Representación esquemática de las direcciones de los esfuerzos máximos, intermedio y mínimo para la generación de las fracturas de extensión. Adaptación de Osorio, 2003.....	5
Figura 3. Representación esquemática de la dirección de los esfuerzos máximo, intermedio y mínimo para la generación de las fracturas de tensión. Adaptación de Osorio, 2003.....	6
Figura 4. Geometría resultante de la dirección de las fracturas de tipo tectónica con respecto a una falla. Tomado de Nelson, 2001.....	7
Figura 5. Esquema representativo de una falla y como se define en el campo asociada con fracturas de tensión. Tomado de Nelson, 2001.....	7
Figura 6. Esquema representativo de los patrones de fracturas asociadas con pliegues el cual son muy complejos. Tomado de Nelson, 2001.....	8
Figura 7. Esquema representativo de un anticlinal asociado con los diferentes patrones de fracturas. Tomado de Nelson, 2001.....	8
Figura 8. Esquemas representativos de las fracturas regionales, las cuales se desarrollan a los largo de áreas de gran tamaño, presentando cambios leves de orientación y mostrandose perpendiculares a la estratificación. Tomado de Nelson, 2001.....	9
Figura 9. Figura representativa de las fracturas abiertas. Tomado de Nelson, 2001.	10
Figura 10. Figura representativa de las fracturas deformadas. Tomado de Nelson, 2001.....	11
Figura 11. Figura representativa de las fracturas deformadas, el cual está formando una superficie estriada o pulida. Tomada de Nelson, 2001.....	12
Figura 12. Registro de imagen UBI del pozo Buca 2 para la formación Mirador (13850-13900 ft), donde se puede apreciar las fracturas abiertas que aparecen en forma sinusoidal con tonos oscuros, en la cual se registraron para este intervalo un volumen de pérdida de 832 bbl. Tomado de Schlumberger, 2002.....	16

Figura 13. Fracturas mejoradas por efectos de disolución, evaluados por el registro FMI. Tomado de H. Acuna, 1999.....	17
Figura 14. Medida del número de fracturas para diferentes tipos de rocas deformadas naturalmente en un mismo ambiente físico, Tomado de Aguilera, 1995.	24
Figura 15. Medida del número de fracturas para diferentes tipos de rocas deformadas naturalmente en un mismo ambiente físico, Tomado de Aguilera, 1995.	26
Figura 16. Despliegue de la fractura a partir de registros de imagen. Tomado de H. Acuna, 2002.	28
Figura 17. Actitud teórica de la fractura, donde se muestra el rumbo (azimut) y el buzamiento. Tomado de Cunningham, 1999.	29
Figura 18. Actitud teórica del pozo, donde se muestra: A. Rumbo (Azimut), B. Inclinación. Tomado de Cunningham, 1999.....	29
Figura 19. Factor de inclinación de fractura. Tomado de Cuningham, 1999.	30
Figura 20. Factor de rumbo (Azimut) de fracturas, Arango 2003. Tomado de Cuningham, 1999.	31
Figura 21. Índice de intersección de fracturas, donde el azimut del pozo es paralelo al azimut de la fractura. La inclinación del pozo es paralela al buzamiento de la fractura. El pozo no intercepta fracturas. Adaptado de Arango 2003.....	32
Figura 22. Índice de intersección de fracturas, donde el azimut del pozo es perpendicular al azimut de la fractura. La inclinación del pozo es normal al buzamiento de la fractura. Máxima intersección de fracturas. Adaptado de Arango 2003.	33
Figura 23. Esfuerzos en el plano yz perpendicular al eje x de un elemento cúbico. Tomado de Osorio, 2003.....	36
Figura 24. Componentes de los esfuerzos en dos dimensiones.	37
Figura 25. Cuerpo bajo un estado de deformación plana.....	41
Figura 26. Cuerpo sometido a dos esfuerzos perpendiculares.	42
Figura 27. Descomposición de fuerzas en un cuerpo.	42
Figura 28. Representación del círculo en ecuaciones paramétricas.	46
Figura 29. Círculo de Mohr.	46
Figura 30. Material sometido a Tensión Hidrostática.	47

Figura 31. Material sometido a Tensión en general.	47
Figura 32. Material sometido a Tensión Uniaxial.	48
Figura 33. Material sometido a Tensión y Compresión.	48
Figura 34. Material sometido a Cizalladura Pura.	48
Figura 35. Material sometido a Compresión Uniaxial.	49
Figura 36. Material sometido a Compresión General.	49
Figura 37. Material sometido a Compresión Hidrostática.	49
Figura 38. Elemento infinitesimal de volumen sometido a esfuerzos.	51
Figura 39. Desplazamiento de una partícula dentro de un cuerpo.	53
Figura 40. Cuerpo deformado.	54
Figura 41. Cuerpo con deformación de cizalla.	54
Figura 42. Fuerzas que actúan en el plano perpendicular al eje x.	55
Figura 43. Deformación longitudinal en dirección x.	55
Figura 44. Deformación de cizalla sobre el plano x.	56
Figura 45. Fuerzas que actúan en el plano perpendicular al eje y.	57
Figura 46. Deformación longitudinal en dirección y.	57
Figura 47. Deformación de cizalla sobre el plano y.	58
Figura 48. Fuerzas que actúan en el plano perpendicular al eje z.	58
Figura 49. Deformación longitudinal en dirección z.	58
Figura 50. Deformación de cizalla sobre el plano z.	59
Figura 51. Material sometido a carga uniaxial.	64
Figura 52. Formación rocosa sometida a esfuerzos in situ.	67
Figura 53. Sistema de transformación.	69
Figura 54. Esfuerzos actuando en un plano perpendicular al eje z, en coordenadas cilíndricas.	71
Figura 55. Esfuerzos actuando en un plano perpendicular al eje r, en coordenadas cilíndricas.	71
Figura 56. Esfuerzos actuando en un plano perpendicular al eje θ , en coordenadas cilíndricas.	72
Figura 57. a) Prueba enchaquetada. b) Prueba sin enchaquetar. Modificado de Fjaer, 1982.	79
Figura 58. Representación del esfuerzo efectivo y del esfuerzo total. Modificado de Osorio, 2003.	82

Figura 59. Criterio de Coulomb.....	84
Figura 60. Criterio de Mohr-Coulomb en el plano de los esfuerzos de corte y normal.	85
Figura 61. Inclinación máxima para el plano de falla, de acuerdo al criterio de Mohr-Coulomb.....	86
Figura 62. Criterio de Mohr-Coulomb en el plano $\sigma_1 - \sigma_3$	87
Figura 63. Criterios de Falla de Drucker-Prager y Mohr-Coulomb. a) En el espacio de los esfuerzos principales. b) en el plano π	90
Figura 64. Representación del criterio de falla tensil en el círculo de Mohr.	91
Figura 65. Registro de imagen de un pozo con desplazamiento a lo largo de la fractura. Tomado de Schlumberger, 2002.....	93
Figura 66. Geometrías del pozo como resultado del desplazamiento lateral a lo largo de una fractura. Tomado de Maury y Zurdo; 1992.	93
Este mecanismo no solo se presenta en la perforación, sino también en la cementación y operaciones de workover, Maury y Zurdo; 1992.	94
Figura 67. Modo de falla tórica o knockout somero. Adaptado de Osorio, 2004.....	95
Figura 68. Modo de falla breakout de pozo o breakout Ancho. Adaptado de Osorio, 2004	96
Figura 69. Breakout ancho visto en un registro de imagen. Tomado de Schlumberger, 2002	96
Figura 70. Falla helicoidal o de escalón de alto ángulo. Adaptado de Osorio, 2004.97	
Figura 71. Escalón de alto ángulo visto en un registro de imagen del pozo Buca4 del Campo Cupiagua. Tomado de Schlumberger, 2002, pozo Buca4.	97
Figura 72. Breakout angosto. Adaptado de Osorio, 2004.	98
Figura 73. Knockout profundo. Adaptado de Osorio, 2004.	98
Figura 74. Escalón de bajo ángulo. Adaptado de Osorio, 2004.	99
Figura 75. Falla de exfoliación. Adaptado de Osorio, 2004.....	99
Figura 76. Fracturamiento Hidráulico: a) Fractura Horizontal. b) Fractura Vertical. Adaptado de Osorio, 2004.....	100
Figura 77. Fracturamiento vertical y breakout ancho vistos en un registro de imagen. Tomado de Mora y Villadiego, 2005.....	100
Figura 78. Representación gráfica del modelo físico.....	104

Figura 79. Elemento diferencial de volumen en coordenadas cilíndricas.	105
Figura 80. Esfuerzos sobre un elemento diferencial en coordenadas polares. Adaptado de Osorio, 2003.....	109
Figura 81. Malla de simulación con espaciamiento irregular, nodo distribuido y refinamiento cerca al pozo, usada en el modelamiento numérico.....	117
Figura 82. Esquema del proceso general del simulador	127
Figura 83. Localización Geográfica del Piedemonte Llanero Colombiano. Tomado de Martínez, 2003.....	129
Figura 84. Ubicación del Campo Cupiagua. Tomado de BP, Well Review, 2001 y Rojas, Ecopetrol, 2002.	130
Figura 85. Columna Estratigráfica generalizada. Tomado de Rojas, Ecopetrol 2002.	131
Figura 86. Modelo de ambiente de depositación de la Formación Guayabo. Tomado de Virgilio 2004.....	132
Figura 87. Modelo de ambiente de depositación de la Formación León Base. Tomado de Virgilio 2004.....	133
Figura 88. Ambiente de depositación de la Formación Carbonera. Tomado de Virgilio 2004.....	134
Figura 89. Interpretación Ambiental y Estratigráfica de la Formación Mirador en el pozo Cupiagua-Buca1. Tomado de Linares y Otros 2002.....	136
Figura 90. Modelo de ambiente depositación de la Formación Mirador inferior. Tomado de Virgilio 2004.....	137
Figura 91. Modelo de depositación de la formación Cuervos. Tomado de Virgilio 2004.	138
Figura 92. Modelo de ambiente de depositación de la Formación Barco techo. Tomado de Virgilio 2004.....	139
Figura 93. Ambiente de depositación de la formación Guadalupe. Tomado de Virgilio 2004.	140
Figura 94. Ambientes de depositación de la F. Gacheta. Tomado de Virgilio 2004.	141
Figura 95. Ambiente de depositación de la Formación Une. Tomado de Virgilio 2004.	142

Figura 97. Sección estructural detallada de Cupiagua. Se muestran los diferentes rasgos estructurales. Tomado de Martínez, 2003.....	146
Figura 98. Esquema de Cupiagua, Cupiagua sur y campos adyacentes. Tomado de Martínez, 2003.....	148
Figura 99. Diagrama en porcentaje de fracturas Naturales para las 3 Formaciones de interés, donde se muestra el mayor porcentaje para la Formación Mirador. Tomado de Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004.	151
Figura 100. Diagrama en porcentaje de fracturas para los pozos del campo Cupiagua analizados en Núcleos. Tomado de Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004.....	152
Figura 101. Clasificación de las fracturas presentadas a lo largo de la formación Mirador, de acuerdo al tipo de esfuerzo que se exhibe, nótese que los parámetros definidos mediante el análisis de corazones nos ayuda a distinguir el tipo de esfuerzo que se esta presentando. Tomado de Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004.....	153
Figura 102. Cantidad de fracturas naturales a partir del parámetro de Apertura. Nótese que en su mayoría se tiene fracturas abiertas y parcialmente abiertas descritas en la Formación Mirador pozo Buca1. Tomado de Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004.	155
Figura 103. Cantidad de fracturas naturales a partir del parámetro de Apertura. Nótese que en su mayoría se tiene fracturas parcialmente abiertas y rellenas en la Formación Mirador pozo Buca2. Tomado de Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004.....	156
Figura 104. Cantidad de fracturas naturales a partir del parámetro de Apertura. Nótese que en su mayoría se tiene fracturas abiertas y cerradas en la Formación Mirador pozo Buca3. Tomado de Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004.....	156
Figura 105. Tipos de reactivaciones de las fracturas naturales.....	157
Figura 106. Fractura Estable. La fractura con inclinación θ_f , indicada por el punto verde o el círculo de Mohr no toca ninguno de los criterios de reactivación.....	158

Figura 107. Fractura Inestable. El cambio en el estado de esfuerzos ocasiona reactivación de cizalla de la fractura.	158
Figura 108. Fractura Inestable. El cambio en el estado de esfuerzos ocasiona falla de cizalla de la matriz.	159
Figura 109. Ventana de entrada de datos al criterio de reactivación, el cual fue aplicado para las fracturas a la profundidad de 14466 (ft), en el pozo Buca4. Los datos de profundidad se encuentran en TVD correspondiente a 14963 (ft) en MD equivalente a la Formación Mirador.	160
Figura 110. Ventana de entrada de datos de fracturas al criterio de reactivación, el cual fue aplicado para las fracturas a la profundidad de 14466 (ft), en el pozo Buca4.	160
Figura 111. Ventana de resultados de fracturas encontradas a profundidad de 14466 (ft), en el pozo Buca4. Nótese que se encuentran 3 fracturas reactivadas de las 6 fracturas encontradas. Los datos de profundidad se encuentran en TVD correspondiente a 14963 (ft) en MD equivalente a la Formación Mirador.	161
Figura 112. Ventana de entrada de datos al criterio de reactivación, el cual fue aplicado para las fracturas a la profundidad de 14404 (ft), en el pozo Buca3.	162
Figura 113. Ventana de entrada de datos de fracturas al criterio de reactivación, el cual fue aplicado para las fracturas a la profundidad de 14404 (ft), en el pozo Buca3.	162
Figura 114. Ventana de resultados de fracturas encontradas a profundidad de 14404 (ft), en el pozo Buca3. Nótese que no se encuentran fracturas reactivadas de las 6 fracturas encontradas. Los datos de profundidad se encuentran en TVD correspondiente a 15062(ft) en MD equivalente a la Formación Mirador.	163
Figura 115. Ventana de entrada de datos al criterio de reactivación, el cual fue aplicado para las fracturas a la profundidad de 14080 (ft), en el pozo Buca4. Los datos de profundidad se encuentran en TVD correspondiente a 14306 (ft) en MD equivalente a la Formación Mirador.	164
Figura 116. Ventana de entrada de datos de fracturas al criterio de reactivación, el cual fue aplicado para las fracturas a la profundidad de 14080 (ft), en el pozo Buca2	164
Figura 117. Ventana de resultados de fracturas encontradas a profundidad de 14080 (ft), en el pozo Buca2 correspondiente a la Formación Mirador. Nótese que no se	

encuentran fracturas reactivadas de las 8 fracturas encontradas. Los datos de profundidad se encuentran en TVD correspondiente a 14306 (ft) en MD..... 165

Figura 118. Cantidad de fracturas naturales a partir del parámetro de Perfil de fracturas. Nótese que en su mayoría se tiene fracturas con perfil sinuoso lo que ocurre para todas las fracturas de la Formación Mirador en todos los pozos. Pozo Buca1. Tomado de Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004. 166

Figura 119. Cantidad de fracturas naturales a partir del parámetro de Perfil de fracturas. Nótese que en su mayoría se tiene fracturas con perfil sinuoso lo que ocurre para todas las fracturas de la Formación Mirador en todos los pozos. Pozo Buca2. Tomado de Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004. 166

Figura 120. Cantidad de fracturas naturales a partir del parámetro de Perfil de fracturas. Nótese que en su mayoría se tiene fracturas con perfil sinuoso lo que ocurre para todas las fracturas de la Formación Mirador en todos los pozos. Pozo Buca3. Tomado de Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004. 167

Figura 121. Cantidad de fracturas naturales a partir del parámetro de Morfología de la pared de la fractura. Nótese que en su mayoría se tiene una pared de fractura o rugosa o estriada. Pozo Buca1. Tomado de Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004..... 168

Figura 122. Cantidad de fracturas naturales a partir del parámetro de Morfología de la pared de la fractura. Nótese que en su mayoría se tiene una pared de fractura o rugosa o estriada. Pozo Buca2. Tomado de Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004..... 168

Figura 123. Cantidad de fracturas naturales a partir del parámetro de Morfología de la pared de la fractura. Nótese que en su mayoría se tiene una pared de fractura o rugosa o estriada, Pozo Buca3. Tomado de Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004..... 168

Figura 124. Intensidad de fracturas naturales, este parámetro fue evaluado teniendo en cuenta el número de fracturas por profundidad. La intensidad de fracturas que se observa corresponde a un pozo con dominio cresta. Pozo Buca1, Formación Mirador. 170

Figura 125. Intensidad de fracturas naturales, este parámetro fue evaluado teniendo en cuenta el número de fracturas por profundidad. La.....	171
intensidad de fracturas que se observa corresponde a un pozo con dominio Flanco. Pozo Buca2, Formación Mirador.	171
Figura 126. Intensidad de fracturas naturales, este parámetro fue evaluado teniendo en cuenta el número de fracturas por profundidad. La intensidad de fracturas que se observa corresponde a un pozo con dominio cresta. Pozo Buca3, Formación Mirador.....	172
Figura 127. La herramienta UBI, incluye un montaje de un transductor que esta rotando, el cual está disponible en diferentes tamaños para diferentes tipos de broca. Tomado de Elliott 1996.....	176
Figura 128. Registro de imagen UBI del pozo BUCA2 para la formación Mirador (13850-13900 ft), donde se puede apreciar las fracturas abiertas que aparecen en forma sinusoidal con tonos oscuros, en la cual se registraron para este intervalo un volumen de pérdida de 832 bbl. Fuente: SCHLUMBERGER, 2002.	176
Figura 129. Definición geométrica de las fracturas naturales a partir del registro UBI. Nótese que las líneas discontinuas del manual Dip muestra el dip de la fractura y el simbolo muestra el azimut de la fractura. Análisis desarrollado al pozo Buca3. Tomado de Registros, Schulembeger, 2002.....	179
Figura 130. Registro del total de pérdidas de lodo reportadas en formación para el pozo Buca1. Well Review Cusiana–Cupiagua, Reporte de Perforación, British Petroleum Company, 2001.	180
Figura 131. Registro del total de pérdidas de lodo reportadas en formación para el pozo Buca2. Well Review Cusiana–Cupiagua, Reporte de Perforación, British Petroleum Company, 2001.	181
Figura 132. Registro del total de pérdidas de lodo reportadas en formación para el pozo Buca3. Well Review Cusiana–Cupiagua, Reporte de Perforación, British Petroleum Company, 2001.	181
Figura 133. Registro del total de pérdidas de lodo reportadas en formación para el pozo Buca4. Well Review Cusiana–Cupiagua, Reporte de Perforación, British Petroleum Company, 2001.	182
Figura 134. Orientación de fracturas de acuerdo al Dip de las fracturas contra profundidad. Para el pozo Buca1. Datos mostrados en profundidades (MD).	190

Figura 135. Orientación de fracturas de acuerdo al Dip de las fracturas contra profundidad. Para el pozo Buca2. Datos mostrados en profundidades (MD).	191
Figura 136. Orientación de fracturas de acuerdo al Dip de las fracturas contra profundidad. Para el pozo Buca3. Datos mostrados en profundidades (MD).	192
Figura 137. Orientación de fracturas de acuerdo al Dip de las fracturas contra profundidad. Para el pozo Buca4. Datos mostrados en profundidades (MD).	193
Figura 138. Orientación de fracturas de acuerdo al Dip/Azimut de las fracturas contra profundidad. Para el pozo Buca1. Datos mostrados en profundidades (MD)	194
Figura 139. Orientación de fracturas de acuerdo al Dip/Azimut de las fracturas contra profundidad. Para el pozo Buca2. Datos mostrados en profundidades (MD)	195
Figura 140. Orientación de fracturas de acuerdo al Dip/Azimut de las fracturas contra profundidad. Para el pozo Buca3. Datos mostrados en profundidades (MD).	196
Figura 141. Orientación de fracturas de acuerdo al Dip/Azimut de las fracturas contra profundidad. Para el pozo Buca4. Datos mostrados en profundidades (MD).	197
Figura 142. Factor de Rumbo de las fracturas naturales caracterizadas contra profundidad para el pozo Buca1. Datos presentados en profundidades (MD).	199
Figura 143. Factor de Rumbo de las fracturas naturales caracterizadas contra profundidad para el pozo Buca2. Datos presentados en profundidades (MD).	200
Figura 144. Factor de Rumbo de las fracturas naturales caracterizadas contra profundidad para el pozo Buca3. Datos presentados en profundidades (MD).	201
Figura 145. Factor de Rumbo de las fracturas naturales caracterizadas contra profundidad para el pozo Buca4. Datos presentados en profundidades (MD).	202
Figura 146. Factor de Inclinación de las fracturas naturales caracterizadas contra profundidad para el pozo Buca1. Datos presentados en profundidades (MD).	204
Figura 147. Factor de Inclinación de las fracturas naturales caracterizadas contra profundidad para el pozo Buca2. Datos presentados en profundidades (MD).....	205
Figura 148. Factor de Inclinación de las fracturas naturales caracterizadas contra profundidad para el pozo Buca3. Datos presentados en profundidades (MD).	206

Figura 149. Factor de Inclinación de las fracturas naturales caracterizadas contra profundidad para el pozo Buca4. Datos presentados en profundidades (MD).	207
Figura 150. Datos del Índice de intersección entre las fracturas y el pozo respecto a la profundidad para el pozo Buca1. Datos presentados en profundidades (MD)...	208
Figura 151. Datos del Índice de intersección entre las fracturas y el pozo respecto a la profundidad para el pozo Buca2. Datos presentados en profundidades (MD)...	209
Figura 152. Datos del Índice de intersección entre las fracturas y el pozo respecto a la profundidad para el pozo Buca3. Datos presentados en profundidades (MD)...	210
Figura 153. Datos del Índice de intersección entre las fracturas y el pozo respecto a la profundidad para el pozo Buca4. Datos presentados en profundidades (MD)...	211
Figura 154. Ilustración que permite concluir como se encuentra la intersección de fracturas con respecto a la trayectoria de pozo observada de acuerdo a los resultados mostrados anteriormente para los pozos analizados.....	212
Figura 155. Ubicación de los 4 pozos de análisis cargados en el software 3D move, donde se muestra las diferentes direcciones de fracturas existentes en cada zona del campo Cupiagua.....	213
Figura 156. Diagrama de rosetas para el pozo Buca 1, donde se muestran set de fracturas tanto de la familia 1 y 4. Se puede apreciar la dirección de buzamiento de 80 a 87°. Pozo ubicado a la cresta de la estructura.....	214
Figura 157. Diagrama de rosetas para el pozo Buca 2, donde se muestran set de fracturas tanto de la familia 3 y 1. Se puede apreciar la dirección de buzamiento de 50° 60°. Pozo ubicado al flanco de la estructura.....	214
Figura 158. Diagrama de rosetas para el pozo Buca 3, donde se muestran set de fracturas tanto de la familia 1 y 4. Se puede apreciar la dirección de buzamiento de 85 a 87°. Pozo ubicado a la cresta de la estructura.....	215
Figura 159. Diagrama de rosetas para el pozo Buca 4, donde se muestran set de fracturas tanto de la familia 1 y 3. Se puede apreciar la dirección de buzamiento de 60° a 70°. Pozo ubicado al flanco de la estructura.....	216
Figura 160. Modelo de Fractura distribuido a lo largo del campo Cupiagua, donde se muestran la ubicación de los 4 pozos de análisis abarcando desde la parte norte, centro y sur del Campo clasificadas en la superficie de Mirador. Software 3D Move, Midland Valley.....	218

Figura 161. Modelo de Fractura distribuido a lo largo del campo Cupiagua, donde se muestran la ubicación de los 4 pozos de análisis abarcando desde la parte norte, centro y sur del Campo clasificadas en la superficie de Mirador. Nótese la red de fracturas que fue identificada ilustrada en forma de discos, donde el color rojo de las fracturas se refiere a las fracturas encontradas en el Miembro M6 de la Formación Mirador. Software 3DMove, Midland Valley. 219

Figura 162. Modelo de Fractura distribuido a lo largo del campo Cupiagua, donde se muestran la intercepción de los diferentes planos de fracturas clasificadas en la superficie de Mirador (Tope) definiendo como base la Superficie de la Formación Barco (Base). Generado en el Software 3DMove, Midland Valley, descargado en el software GOCAD..... 220

Figura 163. Modelo de Fractura distribuido a lo largo del campo Cupiagua, donde se muestran la intercepción de los diferentes planos de fracturas los cuales se encuentran sobre la Formación Barco (Base). Nótese que no se muestra la superficie de Mirador. Generado en el Software 3DMove, Midland Valley, descargado en el software GOCAD..... 221

Figura 164. Modulo Inicialización del Software “Análisis de Falla Lineal YNF” desarrollado para evaluar la estabilidad de pozo en yacimientos con influencia de fracturas naturales..... 225

Figura 165. Modulo Inicialización del Software “Análisis de Falla Lineal YNF” desarrollado para evaluar la estabilidad de pozo en yacimientos con influencia de fracturas naturales..... 226

Figura 166. Modulo Inicialización del Software “Análisis de Falla Lineal YNF” desarrollado para evaluar la estabilidad de pozo en yacimientos con influencia de fracturas naturales..... 226

Figura 167. Modulo Fluido del Software “Análisis de Falla Lineal YNF” desarrollado para evaluar la estabilidad de pozo en yacimientos con influencia de fracturas naturales..... 227

Figura 168. Modulo Fluido del Software “Análisis de Falla Lineal YNF” desarrollado para evaluar la estabilidad de pozo en yacimientos con influencia de fracturas naturales..... 227

Figura 169. Modulo Resultados del Software “Análisis de Falla Lineal YNF” desarrollado para evaluar la estabilidad de pozo en yacimientos con influencia de fracturas naturales.....	228
Figura 170. Trayectoria de pozo propuesta para perforar la Formación Mirador del pozo Buca1, Campo Cupiagua.....	229

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Factor de inclinación para diferentes ángulos entre pozo y fractura. Adaptado de Arango 2003.....	30
Tabla 2. Factor de rumbo para diferentes ángulos de intersección, Adaptado de Arango 2003.....	31
Tabla 3. Relaciones entre las Constantes Elásticas. Adaptado de Fjaer, 1982.....	66
Tabla 4. Pozos de estudio en el Campo Cupiagua, Fuente: WELL Review Cusiana–Cupiagua, Reporte de Perforación, British Petroleum Company, 2001.....	149
Tabla 5. Información de los datos de fracturas naturales de los núcleos para los Pozos de estudio en el Campo Cupiagua. Fuente: Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004.....	150
Tabla 6. Información de los datos de fracturas naturales de los registros UBI para los Pozos de estudio en el Campo Cupiagua.....	150
Tabla 7. Descripción de las Facies encontradas para la Formación Mirador en el Campo Cupiagua. Fuente: Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004.....	154
Tabla 8. Intervalos mostrados para los pozos Buca1, Buca2, Buca3, Buca4 analizados para realizar la caracterización de fracturas naturales. Datos en profundidades MD.	177
Tabla 9. Resultados de orientación de fracturas de acuerdo a la trayectoria del pozo. Formación Mirador, Campo Cupiagua Pozo BUCA1.....	186
Tabla 10. Resultados de orientación de fracturas de acuerdo a la trayectoria del pozo. Formación Mirador, Campo Cupiagua Pozo BUCA2.....	187
Tabla 11. Resultados de orientación de fracturas de acuerdo a la trayectoria del pozo. Formación Mirador, Campo Cupiagua Pozo BUCA3.....	188
Tabla 12. Resultados de orientación de fracturas de acuerdo a la trayectoria del pozo. Formación Mirador, Campo Cupiagua Pozo BUCA4.....	189
Tabla 13. Parámetros de entrada para el modulo de fluido del simulador.....	222
Tabla 14. Parámetros de entrada para el modulo de discretización del simulador.....	222
Tabla 15. Parámetros de entrada para el modulo de perforación del simulador....	223
Tabla 16. Parámetros de entrada para el modulo de roca del simulador.	223
Tabla 17. Parámetros de entrada para el modulo de mecánica del simulador.	223

Tabla 18. Datos de discretización del pozo y alrededores.	223
Tabla 19. Gradientes de Esfuerzos in situ y Presión de Poro.	224
Tabla 20. Propiedades mecánicas de las rocas.....	224
Tabla 21. Ejemplo de un análisis de sensibilidad de trayectoria (Azimut 50°) de pozo para uno de los estratos de la Formación Mirador atravesado por el pozo Buca1, Campo Cupiagua.....	228

LISTA DE APENDICES

APENDICE A. COMPRESIBILIDADES DE UN MEDIO POROSO NO FRACTURADO Y FRACTURADO: CAMBIO DEL VOLUMEN TOTAL	243
APENDICE B. COMPRESIBILIDADES DE UN MEDIO POROSO NO FRACTURADO Y FRACTURADO: CAMBIO DEL VOLUMEN POROSO	246
APENDICE C. METODO DE DISCRETIZACIÓN	251
APENDICE D. DISCRETIZACION DEL MODELO DE FLUJO DE FLUIDOS	257
APENDICE E. DISCRETIZACION DEL MODELO DE DEFORMACION GEOMECANICA.....	260
APENDICE F. DISCRETIZACIÓN DE LAS CONDICIONES DE FRONTERA	267
APENDICE G. CORRELACIÓN ESTRATIGRAFICA E INTERVALOS CORAZONADOS Y FRACTURADOS DE LA FORMACIÓN MIRADOR PARA LOS POZOS BUCA1, BUCA2, BUCA3.....	285
APENDICE H. REGISTRO DE DESCRIPCION DE FRACTURAS NATURALES DE LA FORMACIÓN MIRADOR MOSTRANDO CORRELACIÓN DE PÉRDIDAS DE LODO	286
APENDICE I. TABLA DE RESUMEN DE LAS FORMACIONES Y AMBIENTES QUE SE PRESENTAN EN EL CAMPO CUPIAGUA.....	287

INTRODUCCIÓN

En el mundo se estima que un gran porcentaje de los recursos petroleros se encuentran asociados a formaciones con influencia de fracturas naturales. Las formaciones con influencia de fracturas naturales son aquellas que están formadas por rocas discontinuas, en donde los bloques han perdido cohesión por procesos de deformación y alteración.

Los yacimientos naturalmente fracturados contienen fracturas creadas por la naturaleza. Estas fracturas naturales pueden tener efectos positivos o negativos en el transporte de fluidos. Las fracturas completamente abiertas o parcialmente mineralizadas podrían tener, por ejemplo, un efecto positivo en el flujo de petróleo pero a la vez negativo en cuanto al flujo de gas o agua se refiere. Este aspecto repercute en cómo fluyen los hidrocarburos y en la manera particular en la que deben explotarse los yacimientos.

Actualmente, existe un interés creciente en la explotación adecuada y directa de los yacimientos naturalmente fracturados, debido a que garantizan pozos de alta productividad con recuperaciones importantes de hidrocarburos por lo que resultan muy atractivos desde el punto de vista económico. La importancia del estudio de este tipo de yacimientos, por parte de nosotros los Colombianos surge en el momento que inferimos que grandes volúmenes de reservas de hidrocarburos, sobre las cuales se sustenta parte de la economía del país se encuentran asociados a este tipo de yacimientos; como por ejemplo los yacimientos presentes en el campo Cupiagua ubicado en el Piedemonte Llanero en la cuenca de los Llanos Orientales y objetivo de este estudio.

El problema de inestabilidad de pozos en este campo es considerable por el hecho de la complejidad de este yacimiento, pues se encuentra en una zona tectónicamente activa, es decir donde los esfuerzos principales in-situ no están necesariamente orientados en la dirección vertical y horizontal, siendo diferentes en magnitud; lo que altera la geometría inicial del pozo. Por otra parte, la presencia de

las fracturas naturales se convierte a la vez en un problema en el momento de la perforación debido a que el fluido de perforación se pierde a través de ellas.

La aplicación de procesos de remediación que permitan dar solución a problemas asociados a la estabilidad de pozo, causan a la industria petrolera excesivas pérdidas de tiempo y genera millones de dólares en costos adicionales durante la etapa de perforación. Por tal motivo se realizó una metodología para disminuir o evitar los efectos de dos de los principales mecanismos que conllevan a la inestabilidad durante la perforación de los yacimientos con influencias de fracturas naturales; la invasión del fluido de perforación y el cambio del estado de esfuerzos en la cara del pozo debido a la perforación, y que fue posteriormente aplicada para la Formación Mirador del Campo Cupiagua, Piedemonte Colombiano.

El desarrollo de este proyecto requiere de la asimilación de los conceptos fundamentales de yacimientos naturalmente fracturados y geomecánica aplicada a la estabilidad de pozo que están ampliamente definidos en este texto, además de la información correspondiente a la Formación Mirador, Campo Cupiagua.

Este proyecto hace parte del Convenio 002 entre el Instituto Colombiano del Petróleo; ECOPETROL - ICP, y la Universidad Industrial de Santander; dentro del programa de investigaciones en Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) para los campos del Piedemonte Llanero Colombiano.

1. GENERALIDADES DE LAS FRACTURAS NATURALES QUE SE PRESENTAN EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO

Un yacimiento que presenta una alta influencia de fracturas naturales es considerado un yacimiento naturalmente fracturado (YNF) y se puede definir como aquel que contiene fracturas generadas naturalmente, las cuales pueden presentar un aspecto negativo o positivo sobre el flujo de fluidos.

La clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados está íntimamente relacionada con la clasificación de los tipos de fracturas que predominan en el yacimiento. En otras palabras, es posible encontrar la misma clasificación para una fractura que para un sistema de fracturas. La caracterización de las fracturas es de tipo Dinámico y Estático y se clasifican en Genérica ó Experimental (Laboratorio) y en fracturas geológicas.

Los patrones de fracturas naturales son frecuentemente interpretados con base en patrones de fracturas generadas en el laboratorio; Stearns y Friedman, 1972, propusieron una clasificación descriptiva de los sistemas de fracturas basada en condiciones de laboratorio, lo cual da, que desde un punto de vista experimental las fracturas pueden ser clasificadas como fracturas de cizalla, extensión o expansión y tensión.

1.1 CLASIFICACIÓN DE FRACTURAS NATURALES DESDE EL PUNTO DE VISTA EXPERIMENTAL

1.1.1 Fracturas de Cizalla (shear fractures)

Exhiben un sentido de desplazamiento paralelo al plano de fractura. Cuando las superficies de la fractura se mueven perpendicularmente al borde de propagación de la misma se le llama “Modo II”, y cuando las superficies de fractura se mueven en dirección paralela al borde de propagación de la misma se llama “Modo III”. Las fracturas de cizalla se forman cuando el esfuerzo, en las tres direcciones principales, es de compresión; como se muestra en la Figura 1. Estas fracturas

forman un ángulo agudo con la dirección de compresión principal máxima y un ángulo obtuso con la dirección compresiva mínima.

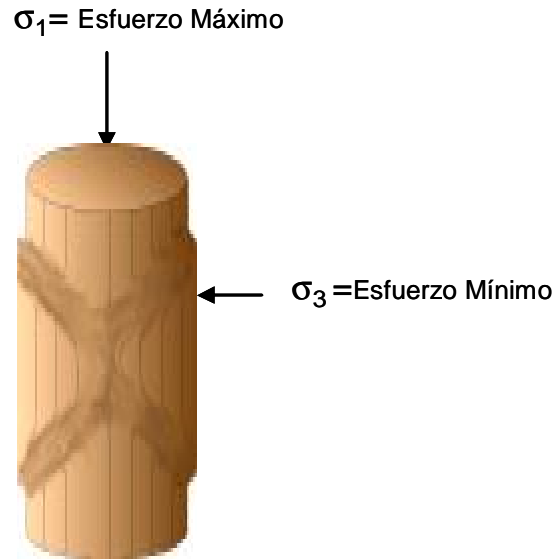


Figura 1. Representaci3n esquemática de las direcciones de los esfuerzos máximo y mínimo para la generaci3n de las fracturas de cizalladura. Adaptaci3n de Osorio, 2003.

1.1.2 Fracturas de Extensi3n (Extensi3n fractures)

Presentan una direcci3n de desplazamiento hacia y desde afuera del plano de fractura; como se visualiza en la Figura 2. Son perpendiculares a la direcci3n de tensi3n mínima y paralelas a los ejes principales de tensi3n. Tambi3n son el resultado de tensiones compresivas en las tres direcciones principales y pueden ocurrir en uni3n con las fracturas de cizalla.

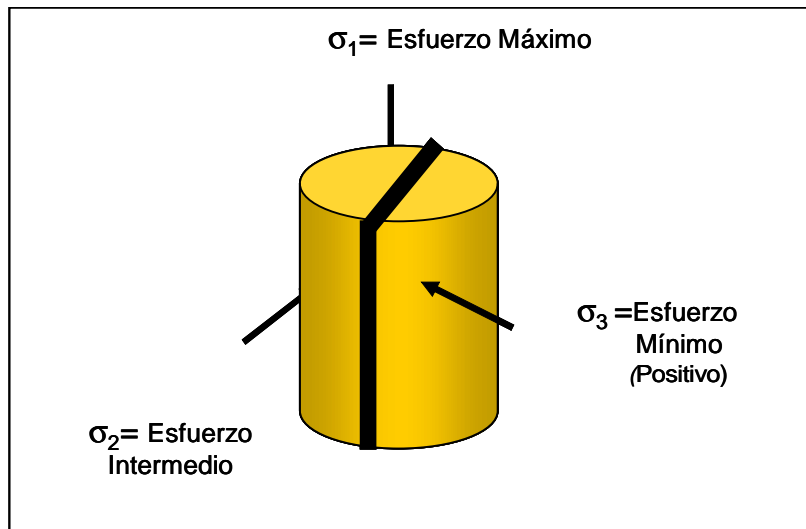


Figura 2. Representación esquemática de las direcciones de los esfuerzos máximos, intermedio y mínimo para la generación de las fracturas de tensión. Adaptación de Osorio, 2003.

1.1.3 Fracturas de Tensión (tensile fractures)

Son similares a las fracturas de tensión ya que en ambos casos las paredes se desplazan desde el plano de fractura; sin embargo las fracturas de tensión son formadas por un componente de tensión principal, asumido en una dirección positiva de tensión; opuesto a las fracturas de compresión que son formadas con un componente de tensión principal, asumido en una dirección negativa de tensión. Las fracturas de tensión presentan una dirección de desplazamiento hacia y desde afuera del plano de fractura; sin embargo, al menos uno de los tres ejes principales de tensión ha sido extendido (Ver Figura 3).

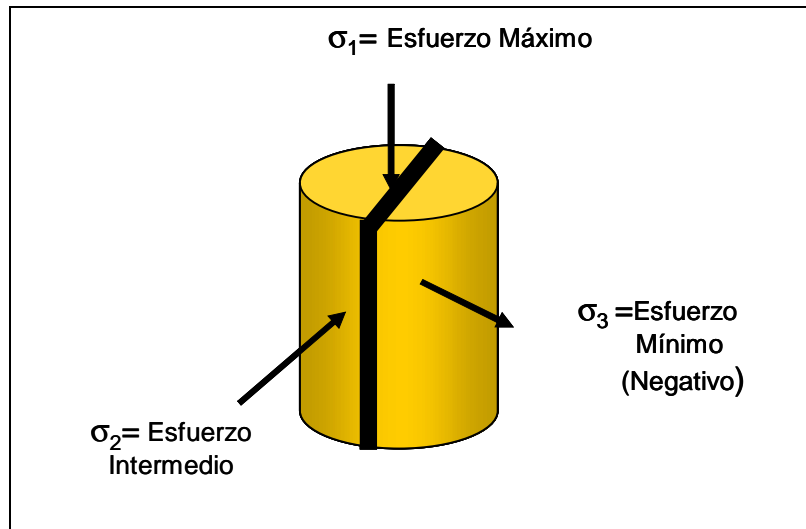


Figura 3. Representación esquemática de la dirección de los esfuerzos máximo, intermedio y mínimo para la generación de las fracturas de tensión. Adaptación de Osorio, 2003.

1.2 CLASIFICACIÓN DE FRACTURAS NATURALES DESDE EL PUNTO DE VISTA GEOLOGICO

El patrón de fractura representa el estado local de esfuerzos, por lo tanto en el subsuelo se fracturan de una forma similar a como lo harían en el laboratorio bajo condiciones similares. Desde este punto de vista se clasifican en: fracturas tectónicas (asociadas con fallas y asociadas con pliegues), fracturas regionales, fracturas de contracción (por desecación, Sinéresis y térmicas).

1.2.1 Fracturas Tectónicas (Tectonic fractures)

La orientación, distribución y morfología de estos sistemas son asociadas a eventos tectónicos locales. Las fracturas tectónicas forman una red de relaciones espaciales específicas con las fallas (Ver Figuras 4 y 5) y con los pliegues (Ver Figuras 6 y 7), y además son el tipo de fracturas más importantes en lo que se refiere a la producción de hidrocarburos.

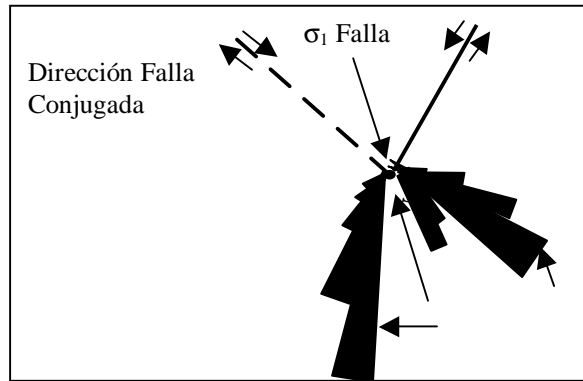


Figura 4. Geometría resultante de la dirección de las fracturas de tipo tectónica con respecto a una falla. Tomado de Nelson, 2001.

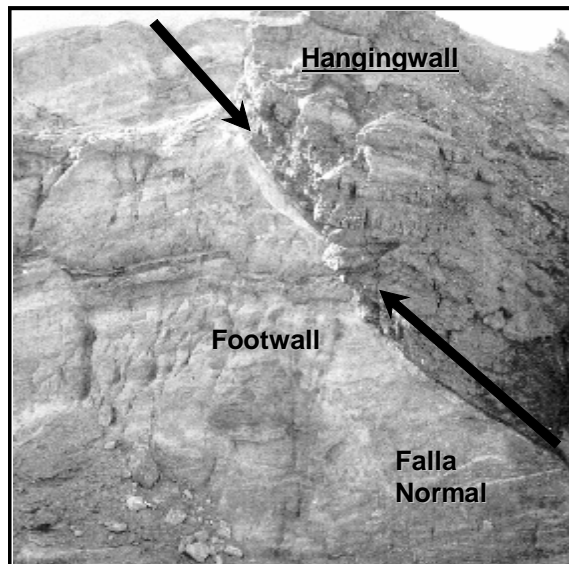


Figura 5. Esquema representativo de una falla y como se define en el campo asociada con fracturas de tensión. Tomado de Nelson, 2001.

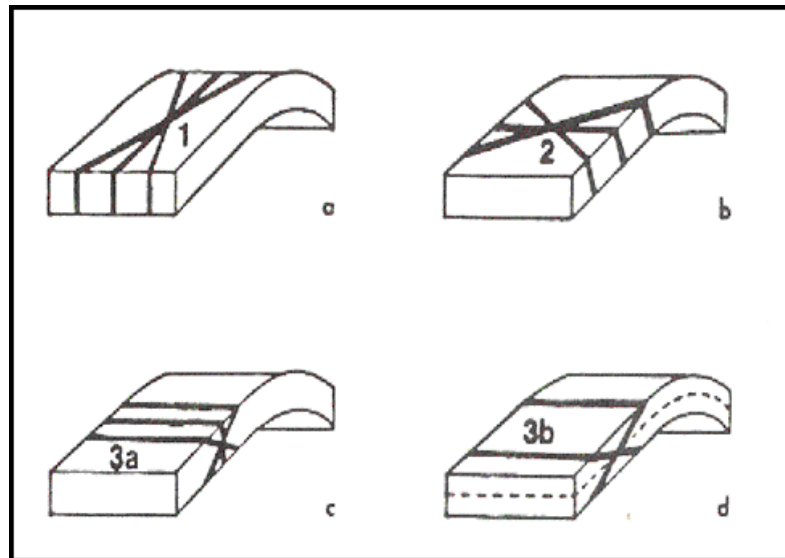


Figura 6. Esquema representativo de los patrones de fracturas asociadas con pliegues el cual son muy complejos. Tomado de Nelson, 2001.

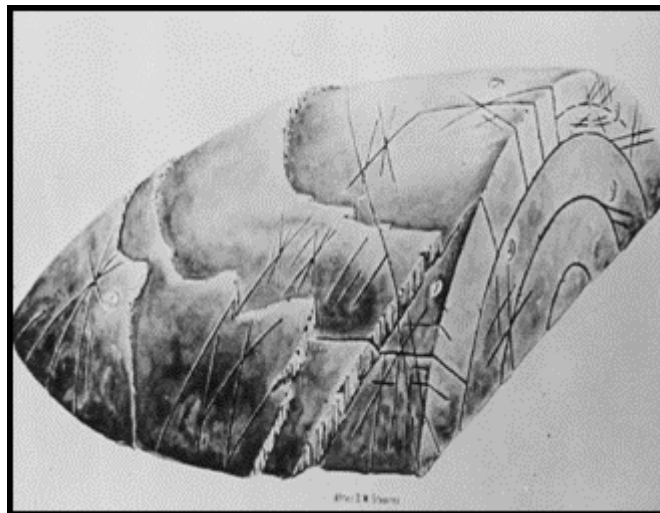


Figura 7. Esquema representativo de un anticlinal asociado con los diferentes patrones de fracturas. Tomado de Nelson, 2001.

1.2.2 Fracturas Regionales (Regional fractures)

Se desarrollaron sobre grandes áreas de la corteza terrestre, con muy poco cambio en la orientación a lo largo de su gran longitud; muestran evidencia de desplazamiento a lo largo del plano de fractura y son siempre perpendiculares a los

planos de estratificación. Estas fracturas parecen no estar relacionadas con las estructuras locales y tienden a desarrollarse en patrones ortogonales (Ver Figura 8).

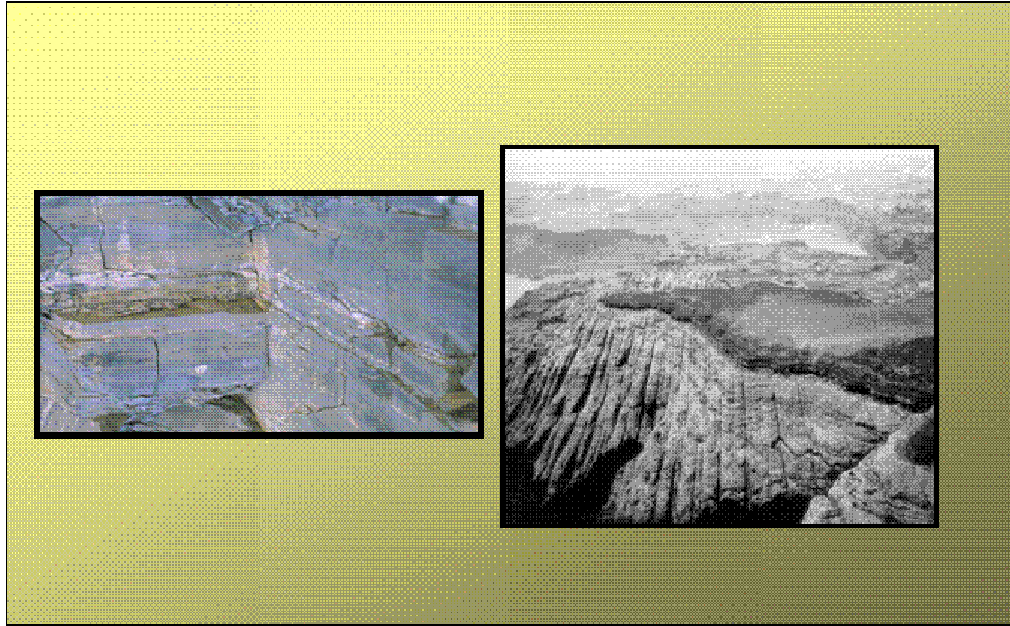


Figura 8. Esquemas representativos de las fracturas regionales, las cuales se desarrollan a lo largo de áreas de gran tamaño, presentando cambios leves de orientación y mostrándose perpendiculares a la estratificación. Tomado de Nelson, 2001.

1.2.3 Fracturas por gradientes de temperatura (Thermal contractional fractures)

Resultan de la contracción de la roca caliente cuando está sufriendo un proceso de enfriamiento. Dependen de la profundidad donde se formen y de los gradientes termales de la roca, además son importantes desde el punto de vista de producción de hidrocarburos. Algunas veces este tipo de fracturas están superpuestas en fracturas tectónicas locales producidas por fallamiento.

1.3 CLASIFICACIÓN DE LAS FRACTURAS SEGÚN SU MORFOLOGÍA

Con relación a las características y/o llenado a lo largo de las fracturas naturales, algunos autores como Nelson, 2001, plantean que la morfología de las fracturas puede ser considerada abierta, parcialmente abierta, deformada, cerrada, mineralizada o vugular.

1.3.1 Fracturas Abiertas (Open fractures)

Se encuentran no cementadas y no contienen ningún tipo de mineralización secundaria; por ejemplo: no posee ninguna alteración la superficie de la fractura original. El ancho de la fractura es muy pequeño, probablemente no más grande que el diámetro del poro, pero tal tipo de fractura incrementa significativamente la permeabilidad de la matriz en una dirección paralela a la fractura. Por otra parte, las fracturas abiertas poseen un innegable efecto en la permeabilidad perpendicular a la fractura. Hay excepciones, pero normalmente la porosidad de las fracturas abiertas es muy pequeña. (Ver Figura 9).

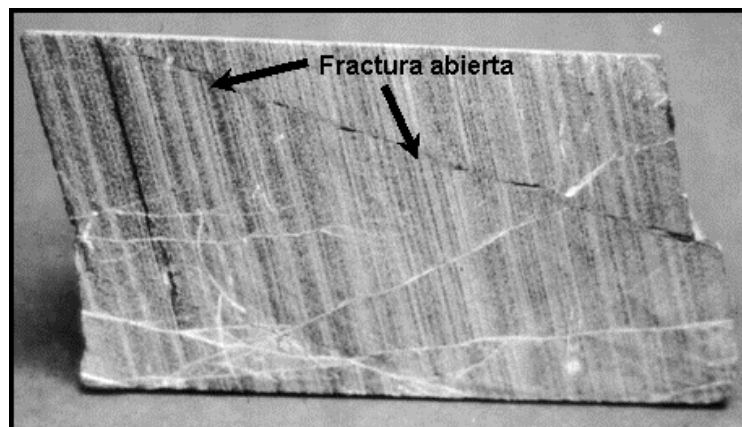


Figura 9. Figura representativa de las fracturas abiertas. Tomado de Nelson, 2001.

1.3.2 Fracturas deformadas (Deformed fractures)

Incluyen las fracturas estriadas (gouge-filled fractures) y las fracturas aisladas (slickenside fractures). El gouge está compuesto de un fino y abrasivo material, resultado de la pulverización entre las rocas y el movimiento deslizante que ocurre a lo largo de la fractura. Este material fino reduce drásticamente la permeabilidad de la fractura. El slickenside es el resultado de la fricción producida por el deslizamiento de los planos de fractura que pulen las superficies de las fracturas. Al pulir la superficie estriada de la fractura, se puede incrementar la permeabilidad paralela a la fractura. El slickenside, así como el gouge-filled, pueden causar una gran anisotropía en la permeabilidad (Ver Figuras 10 y 11).

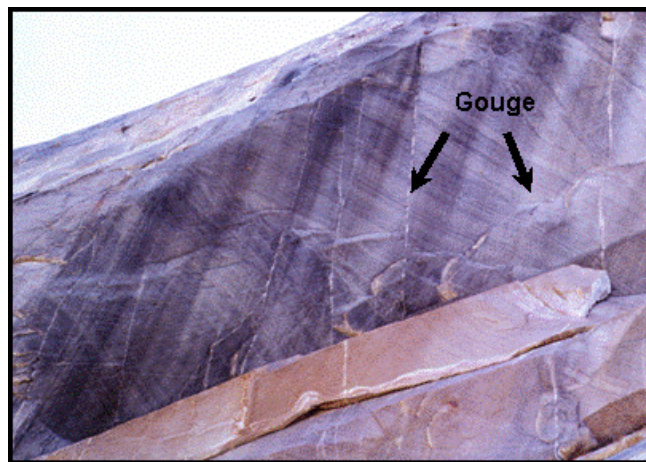


Figura 10. Figura representativa de las fracturas deformadas. Tomado de Nelson, 2001.

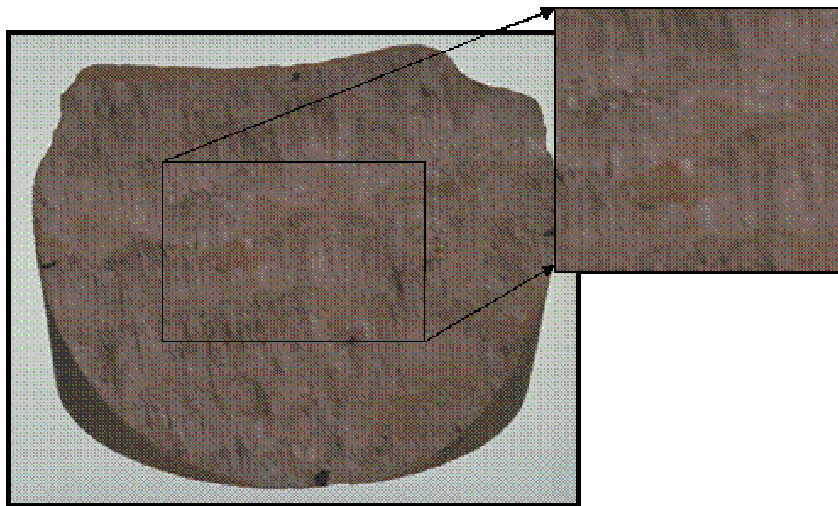


Figura 11. Figura representativa de las fracturas deformadas, el cual está formando una superficie estriada o pulida. Tomada de Nelson, 2001.

1.3.3 Fracturas mineralizadas (Mineral-filled fractures)

Se encuentran llenas con un material generado en una mineralización secundaria (los materiales más comunes son cuarzo y calcita). Las fracturas completamente llenas pueden ser una formidable barrera permeable. Por otro lado, las fracturas parcialmente llenas pueden tener un efecto positivo en el recobro de los hidrocarburos.

1.3.4 Fracturas vugulares (Vuggy fractures)

Fracturas con cavidades o vugs que varían la permeabilidad y porosidad en el yacimiento. Las fracturas vugulares surgen por la filtración de aguas ácidas.

1.4 MÉTODOS PARA DEFINIR EL FRACTURAMIENTO QUE SE PRESENTA EN UN YACIMIENTO

Entre las fuentes directas se tienen el análisis de corazones, los cortes de perforación o drill cuttings, fotografías y videos del pozo. Ellas permiten al ingeniero

y al geólogo obtener información importante de primera mano relacionada con las características de las fracturas (orientación de fractura, ángulo de buzamiento (dip), altura de la fractura, etc.).

1.4.1 Observación directa y Análisis de corazones

El mejor método para detectar las fracturas del yacimiento es mediante la observación de los corazones de la zona de interés. Los corazones tomados cuidadosamente suministran información acerca del buzamiento e intensidad de las fracturas así como también de la resistencia y fábrica de la roca, y capacidades de flujo de la matriz y de las fracturas. Un corazón debidamente orientado sirve para determinar el azimut de la fractura.

1.4.2 Cámaras de Fondo

Las cámaras pequeñas de televisión y fotográficas se pueden utilizar para tomar imágenes del pozo. Estas dan información directa acerca de las características físicas tales como el tamaño del pozo, planos de estratificación, fracturas y fallas. Con la adición de una herramienta de orientación, las fotos del fondo del pozo proveen los mismos datos de las fracturas que se pueden obtener de los corazones orientados, a diferencia que los corazones se proveen datos adicionales tales como la composición de la roca, fábrica y datos de resistencia.

1.4.3 Empaques de Impresión

Son empaques flexibles que se bajan a la zona de interés del pozo y son luego presurizados y presionados contra la pared del pozo. A medida que son presionados, ellos se ajustan a la topografía del pozo, incluyendo a las fracturas. La presión en el empaque es más tarde disminuida y la herramienta se retira del pozo. La observación posterior de la cubierta del empaque da una idea de las características físicas del pozo, incluyendo el sistema de fracturas. Los empaques de impresión se utilizan exclusivamente en la detección de fracturas hidráulicas.

Las fuentes indirectas de información incluyen la historia de perforación, los registros de pozo, las pruebas de presión, el comportamiento de la producción y los datos sísmicos. Dentro de las fuentes indirectas se cuenta con registros de pozo y la historia de perforación para los cuatro pozos a analizar de la Formación Mirador del Campo Cupiagua.

1.4.4 Historia de Perforación

En las operaciones normales de perforación, son buenos indicadores de la presencia de formaciones naturalmente fracturadas el incremento de la rata de penetración de la broca, la presencia de cortes de perforación angulares, pérdidas de circulación, pobre recobro de corazones y corazones fracturados, entre otros.

1.4.5 Análisis de Registros de Pozo

Las fracturas abiertas afectan la respuesta de algunas herramientas de registros de pozo. Aunque el efecto es muy sutil en muchos casos, algunos buenos indicadores de fracturas son encontrados en las mediciones de las herramientas acústicas, caliper, densidad, resistividad, Gamma-Ray y el dipmeter. Por otra parte se puede asegurar que la litología tiene fuerte impacto sobre el fracturamiento de la roca cuando presenta gran variación en el yacimiento.

Las mediciones basadas en la propagación de ondas acústicas responden a las propiedades mecánicas de la roca y son poco afectadas por las condiciones del pozo. Entre los efectos más importantes tenemos que la amplitud de las ondas acústicas disminuye cuando atraviesa una fractura debido a la reflexión y refracción en los planos de fractura. Adicionalmente, el tiempo de viaje de la onda compresional no es casi afectada por las fracturas. La velocidad de las ondas de corte o transversal (shear) disminuye en las zonas fracturadas.

1.4.6 Registros de Imagen Eléctricas y Acústicas

Los registros de imagen de pozo son sumamente útiles para la identificación y estudio de una variedad de modos de fallas de pozo e tensión-inducido.

Las fallas que se presentan en el pozo aparecen en diferentes tipos de datos de la imagen y se pueden diferenciar de las fracturas naturales; las cuales intersectan el pozo.

A través del uso de imágenes del pozo y otras técnicas registradas, la tensión de falla inducida puede ser detectada y categorizada (compresividad, tensión, o cizallamiento); entonces es utilizada para estimar los componentes desconocidos del campo de tensión. Los modos de fallas del pozo aparecen en los diferentes tipos de datos de la imagen y los defectos en su interpretación.

1.4.6.1 Ultrasonic Borehole Imager (UBI). El UBI permite el análisis de fracturas y estudios de estabilidad del hueco; la herramienta derivada de tecnología basada en imágenes ultrasónicas que no son influenciadas por el tipo de lodo. La herramienta incluye un montaje de un transductor rotando, el cual está disponible en diferentes tamaños para diferentes tipos de broca, el transductor trabaja en una frecuencia (250 o 500 kHz). La herramienta mide acertadamente la amplitud y el tiempo de tránsito, el procesamiento suministra exactitud y produce una imagen de alta resolución. La presentación consiste de una imagen de la amplitud y otra del radio del hueco, los colores oscuros representan amplitudes bajas y radios largos indicando rugosidades del hueco. Las imágenes son orientadas con respecto al Norte o con respecto al lado alto del hueco en el caso de un pozo desviado. Entre las aplicaciones de la herramienta se encuentra la determinación de deformaciones del hueco por medio de cortes específicos de profundidad o de las características observadas en la imagen, como keyhole, breakout o shear sliding. Otra de las aplicaciones es la determinación del rumbo y buzamiento de las capas estratificadas y la identificación de fracturas naturales e inducidas que permiten determinar junto con las deformaciones del hueco el estado de esfuerzos en el pozo, Schlumberger, 2002.

Estas aplicaciones son ampliamente utilizadas en los campos del mundo, en Colombia ya ha sido utilizado la herramienta sobre algunos intervalos del campo Cupiagua, de la información obtenida de las imágenes ha sido posible determinar la presencia de fallas, el estado de esfuerzos en el pozo de estudio, así como la existencia de fracturas naturales para el pozo. Este tipo de registro de imagen es la herramienta utilizada para la identificación y caracterización de las fracturas naturales (Ver Figura 12).

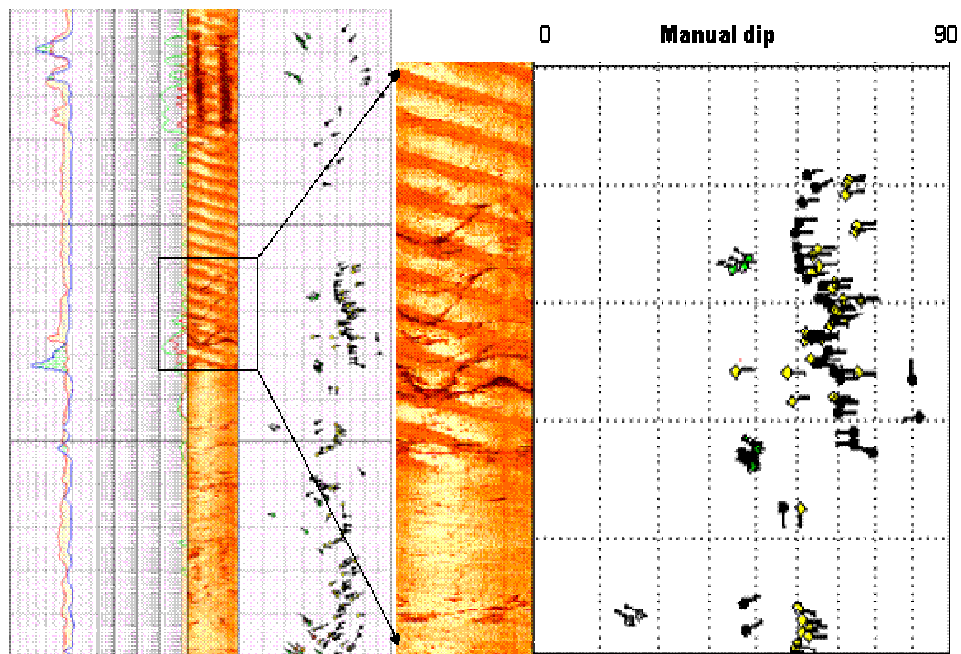


Figura 12. Registro de imagen UBI del pozo Buca 2 para la formación Mirador (13850-13900 ft), donde se puede apreciar las fracturas abiertas que aparecen en forma sinusoidal con tonos oscuros, en la cual se registraron para este intervalo un volumen de pérdida de 832 bbl. Tomado de Schlumberger, 2002

1.4.6.2 Herramientas de perfilaje (FMI). Dentro del conjunto de herramientas de perfilaje, sólo el FMI es capaz de detectar fracturas de tamaño muy variable; desde un ancho similar al grosor de un cabello, hasta una gran fractura abierta. En el esquema de graficación de la herramienta FMI, los eventos de más resistividad aparecen en blanco, y los más conductivos en negro. El resto de los valores de resistividad se grafican mediante un código de diversos colores. Las fracturas

abiertas invadidas por lodo aparecen como planos negros con buzamientos altos. Por lo general, las fracturas cementadas que atraviesan la textura de la roca se ven como planos blancos buzantes, debido a que normalmente los minerales que llenan las fracturas son más resistivos que la matriz circundante.

En ciertos casos, las trazas de las fracturas se pueden observar sólo por las imágenes de las caras opuestas de las paredes del pozo; o bien parecen más anchas en cierta dirección determinada, debido al mejoramiento que provoca la perforación en las fracturas naturales, orientadas en la dirección del esfuerzo principal. Estas trazas también pueden estar conectadas por fracturas inducidas por la perforación y aparecen entonces como una serie de fracturas en zigzag en las imágenes eléctricas de las paredes del pozo, (Ver Figura 13).

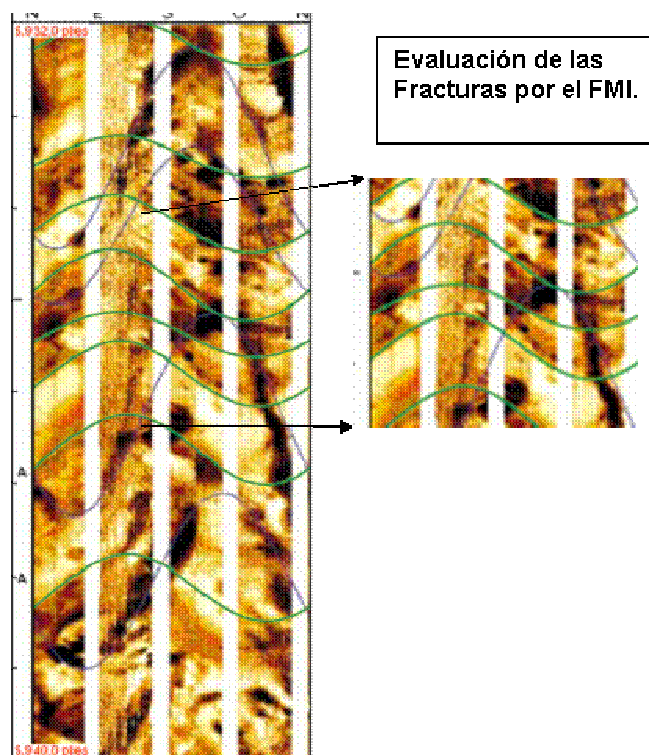


Figura 13. Fracturas mejoradas por efectos de disolución, evaluados por el registro FMI. Tomado de H. Acuna, 1999.

1.5 CARACTERIZACION DE FRACTURAS NATURALES EN TERMINOS DE SUS PROPIEDADES PETROFISICAS.

La permeabilidad y la porosidad son dos parámetros a detallar en Yacimientos Naturalmente Fracturados, ya que una vez que el origen de las fracturas y las propiedades del yacimiento y los sistemas de la matriz hayan sido determinados deben dirigirse la interacción de la porosidad entre la matriz y la fractura.

La mala comunicación de la porosidad de la matriz y la porosidad de la fractura puede ocurrir a causa de la deformación a lo largo de la fractura o a la mineralización interna de la fractura (Esto depende del tipo de fractura que se este presentando).

Muchos de los yacimientos de areniscas están compuestos de arena extremadamente blanda, lo cual se esperaría que creara problemas de estabilidad. Este sin embargo no es el caso y al igual que los pozos desviados se pueden perforar sin cualquier problema significativo. Guenot, 1990, ha dicho que la resistencia de la roca no es suficiente para caracterizar los problemas potenciales de ciertas formaciones. Guenot discute que hay muchas explicaciones posibles a esta anomalía aparente.

Una posible explicación es el revoque del lodo más eficiente que se formará en una arena altamente porosa. Con un peso del lodo más eficiente, la presión de poro es menos influenciada por la presión de pozo, y el sobre balance actual será mayor y contribuirá más a la estabilidad. Los problemas de derrumbes sin embargo aparecerán en areniscas, como lo indican los registros caliper, pero sin crear los mismos problemas de perforación. Un factor posible aclarador puede ser que los derrumbes de formaciones suaves se desintegran fácilmente y por lo tanto será más fácil de transportar hacia la superficie con el lodo.

Las secciones mostradas comúnmente llamadas como los shales pueden mostrar grandes variaciones en el comportamiento mecánico ya que van de arcillas dúctiles normalmente consolidadas a shales duros fracturados sobre consolidados. Los

problemas aparecerán diferentemente para los dos casos, en formaciones con breakouts en una roca fracturada y grandes deformaciones en una roca dúctil. Por lo menos en algunos casos los errores en detectar la presión de poro en rocas de baja permeabilidad serán responsables de las experiencias a las diferentes litologías resultando en más casos de perforación sobrebalance en rocas de baja permeabilidad.

Cuando se considera la estabilidad de la formación, el parámetro controlador es el peso del lodo. Cuando se perfora un pozo, la roca in situ es fracturada por la broca y removida por el flujo del lodo. El soporte de la pared del lodo es provisto por el lodo. Tradicionalmente, la densidad del lodo ha sido seleccionada solamente para propósitos de balance de la presión de poro.

Actualmente las perforaciones que se realizan requieren necesariamente incrementar la densidad del lodo por encima del nivel para mantener un pozo estable; al igual que en situaciones donde los problemas severos no se experimentan durante la perforación, será ventajoso minimizar los derrumbes y evitar los incrementos subsecuentes en el diámetro del pozo ya que esto no es favorable para perforaciones futuras en el pozo.

1.5.1 Formaciones de doble porosidad

Un yacimiento naturalmente fracturado es considerado como una formación de doble porosidad y esta a su vez se considera compuesta por dos medios porosos que interactúan con porosidad, tanto primaria como secundaria. La región de porosidad primaria está asociada con la matriz de la roca cuyas propiedades hidráulicas están generalmente controladas por procesos deposicionales. La región de porosidad secundaria consiste en un sistema de fracturas cuyas propiedades hidráulicas son, generalmente, el resultado de procesos tectónicos y esfuerzos termales, característica típica de los yacimientos naturalmente fracturados. En general, la permeabilidad de los bloques de la matriz es baja y el sistema de fracturas, en cambio, presenta alta permeabilidad y transmisividad. La capacidad de

almacenamiento de ambas regiones depende de la porosidad efectiva de cada región.

Las formaciones de doble porosidad pueden clasificarse en cuatro categorías diferentes, Strelsova, 1976. La primera categoría, un medio fracturado, consiste en una formación cuya región de porosidad primaria contiene la mayoría de la capacidad de almacenamiento, mientras que la región de porosidad secundaria aporta la capacidad de transmitir agua del medio.

El segundo modelo, un medio fracturado puro, representa un medio cuya matriz tiene una porosidad y una permeabilidad despreciables. Por tanto, la capacidad de almacenar y transmitir agua del medio es debida enteramente a la red de fracturas.

El tercer grupo es un medio de doble porosidad propiamente dicho, en el cual la capacidad de almacenamiento de las regiones primarias y secundarias del medio tiene el mismo orden de magnitud, mientras que la transmisividad es debida al sistema de fracturas.

La última categoría es un medio heterogéneo en el que las fracturas se encuentran rellenas con un material cuya permeabilidad es inferior a la de la matriz.

La primera categoría se usa frecuentemente en la industria petrolífera para describir el comportamiento de la presión en reservorios porosos fracturados. En tales modelos, la capacidad de almacenamiento de la roca se encuentra asociada con la porosidad primaria (intergranular) de la matriz, mientras que la transmisividad (capacidad transmisiva) es debida casi por completo al sistema de fracturas. La porosidad efectiva de la matriz se considera mucho mayor que la porosidad efectiva del sistema de fracturas. La porosidad de estas rocas en estos tipos de yacimientos es de gran importancia ya que determina la capacidad de acumulación y movilidad de los fluidos. Entre ellas tenemos las areniscas y las rocas carbonatadas.

1.5.2 Porosidad primaria

La porosidad primaria es consecuencia de los espacios vacíos entre los fragmentos o partículas después de su acumulación como sedimento las características generales para evaluar la porosidad primaria son las siguientes:

§ El empaquetamiento se refiere a la configuración geométrica de la distribución de las partículas. Esta configuración puede ser cúbica, rómbica o hexagonal.

§ La selección se refiere a la variación en el tamaño y forma de las partículas.

§ El cemento es la sustancia que mantiene juntos los diversos granos o partículas. Muy a menudo es cuarzo o calcita. Una roca bien cementada tendrá una porosidad menor que una mal cementada.

§ La angularidad y redondez de los granos, junto con la selección y empaquetamiento, afectan la porosidad debido al entrelazamiento de los granos así como el relleno de los espacios vacíos.

§ La compactación es el grado de alteración del tamaño y forma de las partículas debido a la presión de las rocas suprayacentes. Es lógico que con el tiempo la sobrecarga reduzca la porosidad.

1.5.3 Porosidad secundaria

La porosidad secundaria es muy importante y es consecuencia de agentes geológicos tales como fracturamiento, fisuramiento y lixiviación (disolución o lavado de la roca), durante el proceso de formación de la roca.

La producción de hidrocarburos en rocas tanto clásticas como carbonatos proviene principalmente de porosidades primarias.

En general la porosidad secundaria es debida a la solución, recristalización, dolomitización y fracturas. Estas son usualmente formadas en rocas más frágiles.

Después de los análisis para las características de deformación de las rocas en laboratorio, se encuentra que la roca con más baja ductibilidad fue caracterizada por una relación de esfuerzo-deformación.

Cuando incrementa la ductibilidad la curva esfuerzo – deformación es de forma lineal; sin embargo algunas fracturas son aún formadas. Para rocas muy dúctiles, la deformación es permanente y larga y no se produce fracturamiento.

1.5.4 Capacidad de almacenamiento de los yacimientos naturalmente fracturados

Los yacimientos naturalmente fracturados son muy complejos. No solamente puede haber variación en la clase de fracturas (tectónicas, regionales, diagenéticas, asociadas con la superficie) y en la morfología, sino que también pueden haber cambios significativos en el almacenamiento de hidrocarburos que hay en la matriz y en las fracturas.

Por muchos años se ha utilizado con bastante éxito una clasificación ABC. En un yacimiento de tipo A, hay una gran capacidad de almacenamiento en la matriz y muy pequeña en las fracturas. La mayoría de las publicaciones geológicas y de ingeniería se concentran en esta clase de yacimientos. En un yacimiento de tipo B hay aproximadamente la misma capacidad de almacenamiento en la matriz y las fracturas. En un yacimiento de tipo C las fracturas aportan esencialmente todo el almacenamiento de hidrocarburos y toda la permeabilidad; y la matriz no aporta nada. Estos yacimientos se caracterizan por altas producciones iniciales que declinan a límites antieconómicos en un corto periodo de tiempo; sin embargo existen numerosos yacimientos que producen exitosamente bajo este esquema de almacenamiento.

1.6 INTENSIDAD DE FRACTURAMIENTO NATURAL PRESENTE EN UNA FORMACIÓN

Desde una perspectiva general se manejan diversos modelos para representar los medios fracturados. En el más simple se consideran bloques de roca, separados por planos de ancho variable, representando fracturas. En este modelo se considera que las fracturas tienen poca influencia sobre la porosidad de las formaciones y alta repercusión en la permeabilidad del sistema, así la capacidad de desplazamiento de fluidos está controlada por las fracturas, mientras los bloques de la matriz se relacionan con la capacidad de almacenamiento. Por esto el grado o intensidad de fracturamiento es una medida relativa de la permeabilidad del yacimiento; donde se presenta que a altas intensidades de fracturamiento correlacionan con altos valores de permeabilidad; dando lugar a su aplicación en la caracterización de los YNF.

1.6.1 Intensidad de fracturamiento – Litología

Las rocas quebradizas contienen más fracturas que las rocas dúctiles. Existen una serie de factores que pueden afectar la fragilidad de la roca, por ejemplo; el tipo de roca, el tamaño del grano, el tipo de mineral de cementación, la porosidad, la temperatura, el % de arcilla, la presión confinante efectiva y el grado de esfuerzo, tienden a incrementar la ductibilidad de la roca. (Ver Figura 14).

Las capas dúctiles y más gruesas tienen fracturas relativamente más grandes, anchas y con mayor espaciamiento bajo la misma situación estructural.

La litología tiene fuerte impacto sobre el fracturamiento de la roca cuando presenta una gran variación en el yacimiento. Cuando esto ocurre, la geoestadística puede emplearse para obtener un indicativo de la distribución volumétrica de la litología, Teuffel et al, 1994.

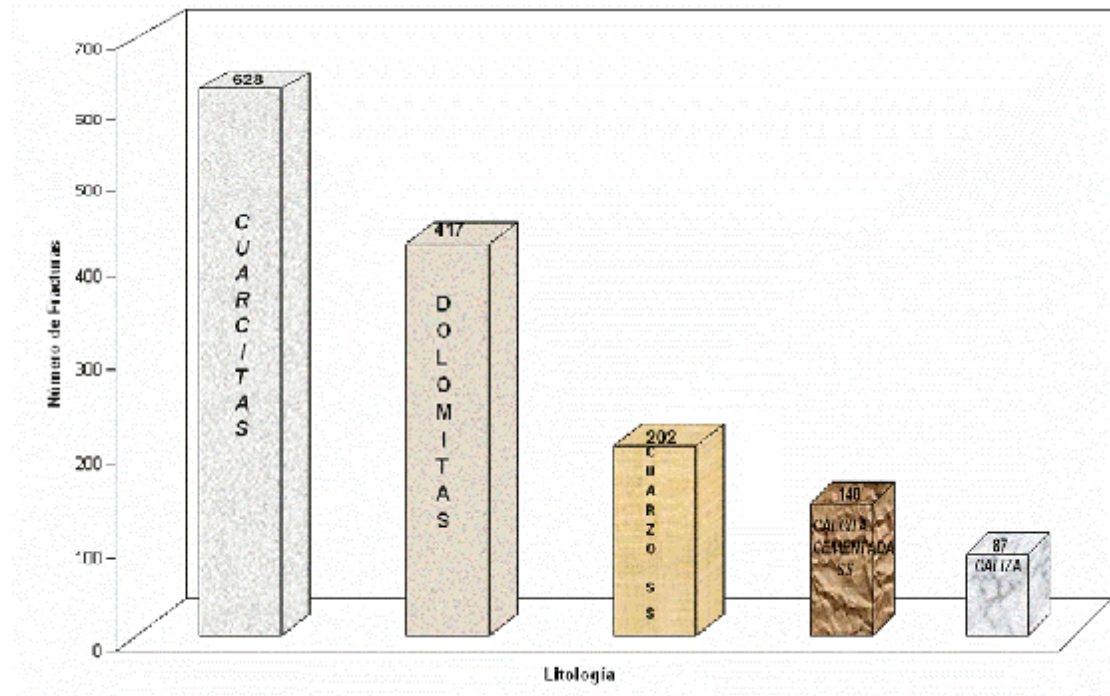


Figura 14. Medida del número de fracturas para diferentes tipos de rocas deformadas naturalmente en un mismo ambiente físico, Tomado de Aguilera, 1995.

1.6.2 Intensidad de fracturas – Litofacies

Esta relación se define como la dependencia existente entre la intensidad de fracturamiento y la distribución de litofacies. Varios autores como Stearns, 1968; Stearns y Friedman, 1972 y Currie, 1974 han señalado que esta relación está ligada con la resistencia o ductilidad de las rocas (VerFigura 15).

Litologías con alto porcentaje de constituyentes frágiles tienen un menor espaciamiento (mayor intensidad de fracturamiento) que aquellas con un porcentaje más bajo (arcillas) asumiendo similares condiciones ambientales y de esfuerzos actuando sobre las rocas.

La intensidad de fracturamiento se llega a obtener a partir de la descripción física de los núcleos, mientras que las litofacies pueden ser generadas a partir de registros eléctricos (electrofacies) mediante una técnica de agrupamiento que relacione

estadísticamente las litofacies con características especiales calculadas de los registros, como: resistividad, porosidad, volumen de arcilla, etc.

1.6.3 Intensidad de Fracturamiento – Espesor de la capa

Dentro de la intensidad de fracturas de acuerdo al espesor de la capa se estableció que si se considera una litología homogénea y condiciones de carga litóstática constantes; los estratos delgados se fracturan a un menor espaciamiento, por lo tanto presentarán mayor intensidad de fracturamiento que los estratos gruesos. Esta relación puede emplearse para predecir el espaciamiento entre fracturas en subsuelo a partir de datos de núcleo y afloramientos. Si se conocen datos de fracturas en afloramientos de litologías similares a las del subsuelo y están ubicadas en la misma posición estructural; el cambio en la intensidad de fracturamiento, debido al cambio en espesor de un estrato puede obtenerse mediante una correlación entre los datos de espesor de la capa y espaciamiento entre fracturas.

En un yacimiento Naturalmente Fracturado con variación significativa en el espesor de los estratos, el índice de fracturamiento puede ser indicativo de una alta tasa de producción de gas o aceite y/o de una zona altamente fracturada.

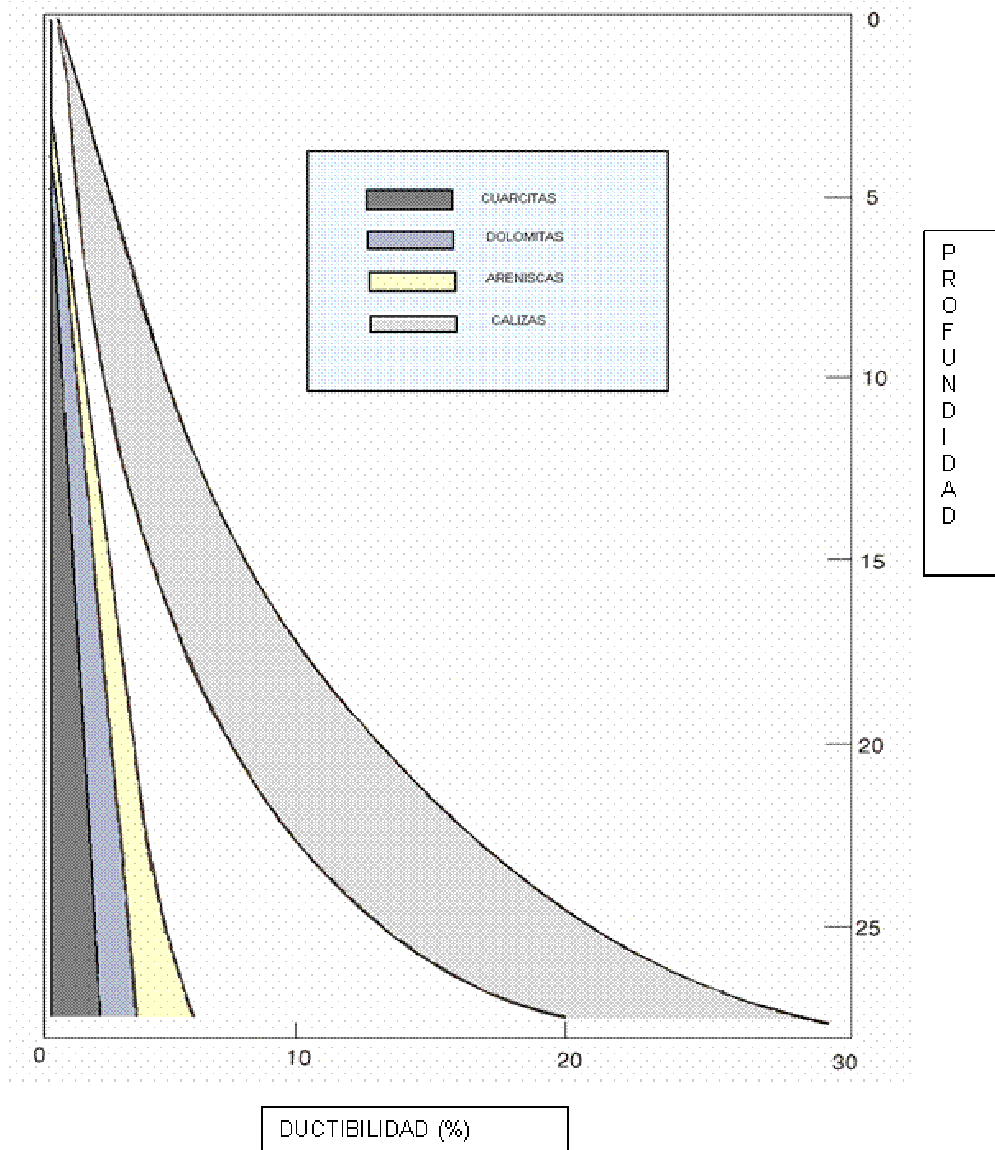


Figura 15. Medida del número de fracturas para diferentes tipos de rocas deformadas naturalmente en un mismo ambiente físico, Tomado de Aguilera, 1995.

1.6.4 Intensidad de Fracturamiento – Posición Estructural

Distintas fuentes de esfuerzos, pueden provocar distintos tipos y distribuciones de fracturas. Las fracturas relacionadas con plegamientos son diferentes de las fracturas relacionadas con las fallas, en lo que se refiere a su relación con la conformación estructural con la orientación y con la distribución original. Los

diferentes tipos de fracturas analizados son consideradas no homogéneas, es decir rasgos cuyas características fundamentales probablemente varían acorde con su localización espacial; por lo tanto el análisis se lleva a cabo teniendo en cuenta distribución vertical, así como su localización estructural en los dominios preestablecidos (dominio cresta y dominio flanco).

Price, 1996, relacionó el número de fracturas desarrolladas en una roca con la energía originalmente almacenada en ella. Una roca con alta energía de deformación tendrá una mayor frecuencia de fracturamiento, que una roca de igual espesor, con baja energía de deformación.

Barss y Montandon, 1981, explican que dado que las fracturas se originan fundamentalmente por pliegues de rocas muy frágiles, se requiere de una relación que involucre la intensidad de fracturamiento con la posición estructural.

Con base en estudios de afloramientos, Morrison y Cooper, 1992, definieron que el tipo de fractura, densidad y apertura son controladas principalmente por la posición estructural. Es decir, áreas con alta curvatura estructural (dominio cresta), tienen mayor grado de fracturamiento y por lo tanto mayor permeabilidad. Esta aproximación asume que el fracturamiento ocurre en su mayor intensidad (menor espaciamiento) donde la tasa de cambio del buzamiento o curvatura es un máximo.

1.7 ANALISIS GEOMETRICO DE LAS FRACTURAS NATURALES – TRAYECTORIA DE POZO

Las características sedimentarias y estructurales, que no sean estrictamente horizontales o verticales, aparecen como una elipse en las paredes del pozo, cuando son interceptadas por el mismo.

La inclinación de las elipses en los pozos verticales refleja la magnitud del buzamiento y la orientación de dichas características. Cuando la imagen se despliega en 2 dimensiones, la elipse se convierte en ondas sinusoidales en vista de planta (Vistas en los registros de imagen), como se muestra en la Figura 16.

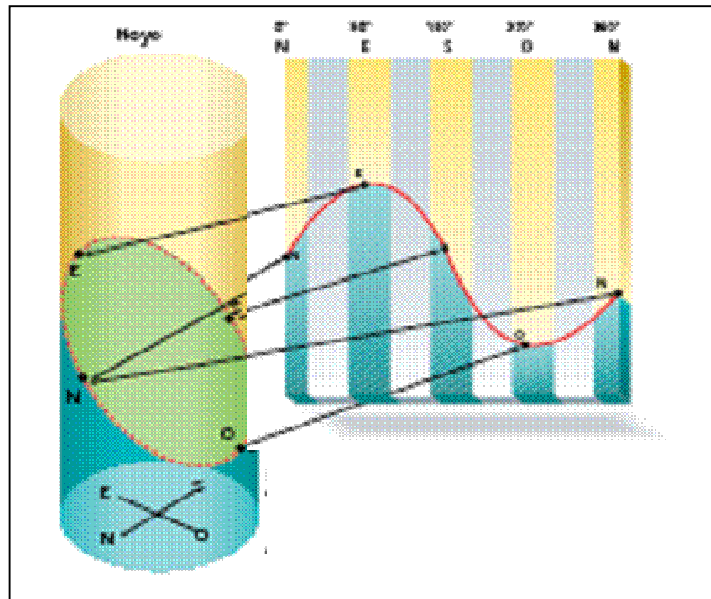


Figura 16. Despliegue de la fractura a partir de registros de imagen. Tomado de H. Acuna, 2002.

Para llegar a conocer el régimen de esfuerzos de los sistemas de fracturas, es fundamental definir su buzamiento y orientación. Cuando se determina la trayectoria de pozo es necesario conocer la dirección del buzamiento de la fracturas.

De acuerdo a Cunningham, 1999, las fracturas pueden ser descritas por su actitud. La actitud se define geoméricamente por la orientación (Rumbo) y dirección (Buzamiento) de una fractura con respecto a la horizontal, tal como se ve en la Figura 17.

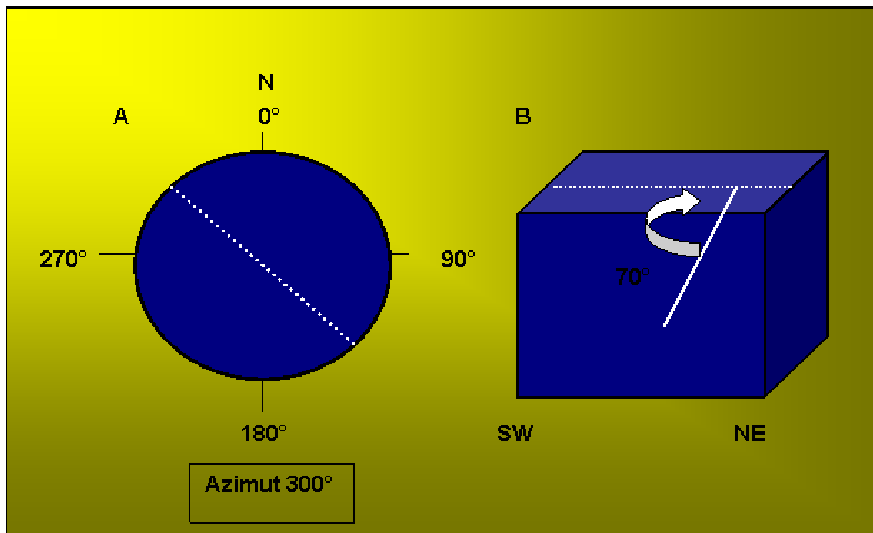


Figura 17. Actitud teórica de la fractura, donde se muestra el rumbo (azimut) y el buzamiento. Tomado de Cunningham, 1999.

De igual forma el pozo también puede ser descrito por su actitud. La actitud del pozo comprende su dirección e inclinación. El azimut define la dirección, la inclinación es medida con respecto a la vertical, (Ver Figura 18).

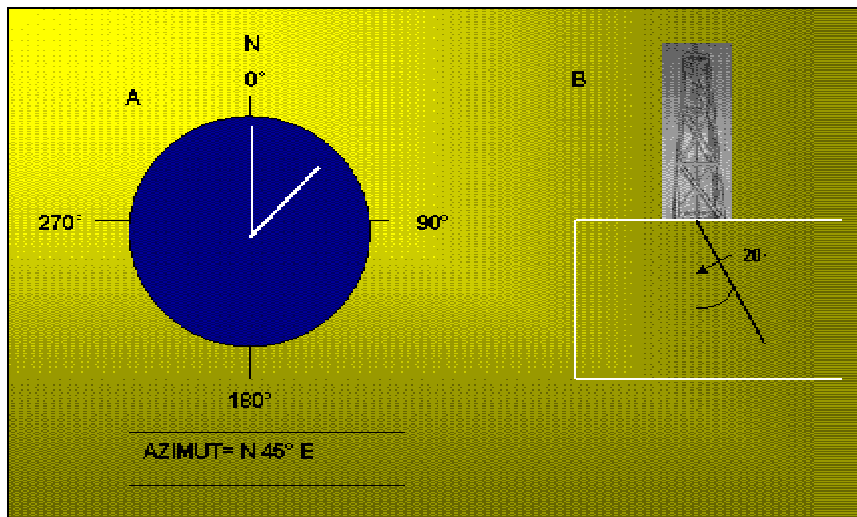


Figura 18. Actitud teórica del pozo, donde se muestra: A. Rumbo (Azimut), B. Inclinación. Tomado de Cunningham, 1999.

1.7.1 Factor de inclinación

Definido por el ángulo entre la inclinación del pozo y la dirección (buzamiento) de la fractura. Si la inclinación del pozo es paralela al buzamiento de la fractura el ángulo es cero, y el factor de inclinación igual a 1; por el contrario, si estos son prácticamente perpendiculares, el ángulo estará entre 80° y 90° y el factor será igual a 10, (Ver Tabla 1 y Figura 19).

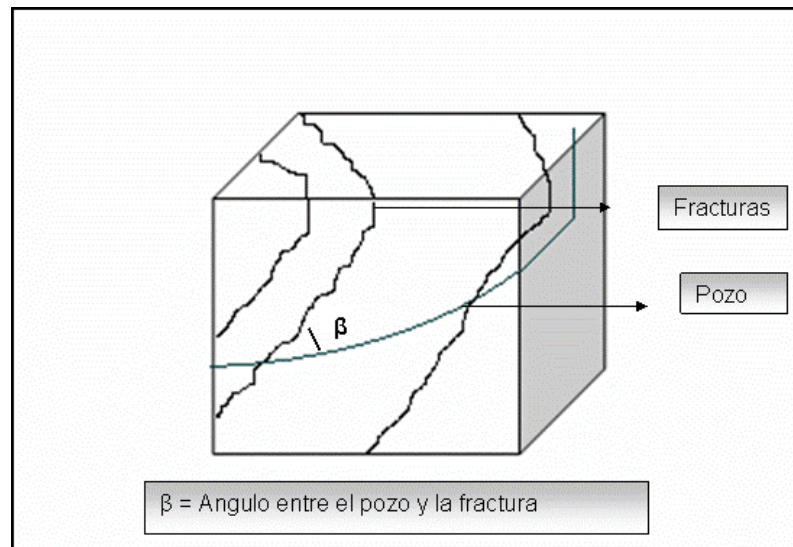


Figura 19. Factor de inclinación de fractura. Tomado de Cuningham, 1999.

Tabla 1. Factor de inclinación para diferentes ángulos entre pozo y fractura. Adaptado de Arango 2003.

ANGULO	FACTOR DE INCLINACIÓN
0	1
1-11	2
11-21	3
21-31	4
31-41	5
41-51	6
51-61	7
61-71	8
71-81	9
81-90	10

1.7.2 Factor de Rumbo (Azimut)

Se define por el ángulo entre el rumbo del pozo y la orientación de la fractura. Cuando los azimut son paralelos, el ángulo es cero y el factor es igual a 1. Cuando el ángulo se aproxima a 90°, el factor se acerca a un valor de 10, (Ver Figura 20 y Tabla 2). En este último caso el pozo interceptará el máximo número de fracturas.

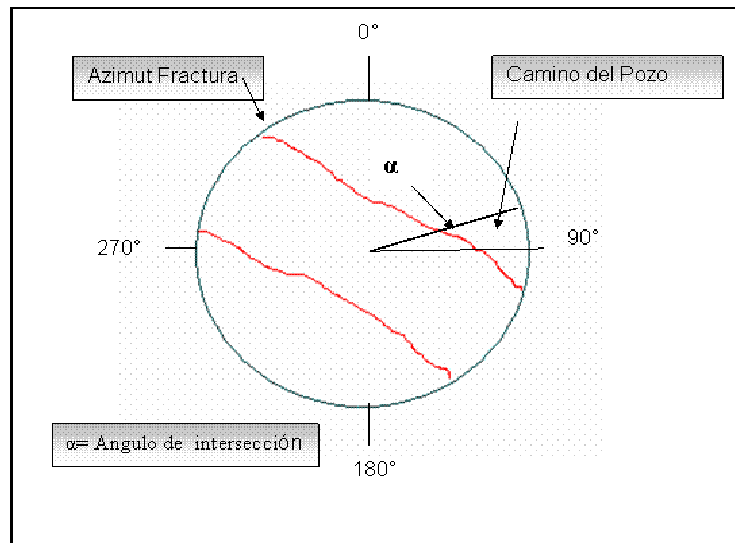


Figura 20. Factor de rumbo (Azimut) de fracturas, Arango 2003. Tomado de Cuningham, 1999.

Tabla 2. Factor de rumbo para diferentes ángulos de intersección, Adaptado de Arango 2003.

ANGULO	FACTOR DE RUMBO
(0°-16°), (165°-196°), (346°-360°)	1
(16°-45°), (136°-164°), (196°-225°), (316°-345°)	4
(46°-75°), (106°-135°), (226°-255°), (286°-315°)	7
(76°-105°), (256°-285°)	10

1.7.3 Índice de intersección entre fracturas

Se define como la habilidad del pozo para interceptar fracturas, y es el producto de los factores de inclinación y rumbo. Este índice representa el efecto neto de la actitud del pozo relativa a la actitud de las fracturas.

La actitud ideal del pozo debería ser perpendicular a la actitud de la fractura, índice óptimo de intersección de fractura igual a 100 (10 X 10). (Ver Figura 22).

El peor escenario ocurrirá cuando la actitud del pozo es paralela a la actitud de la fractura, índice igual a 1 (1 X 1). (Ver Figura 21).

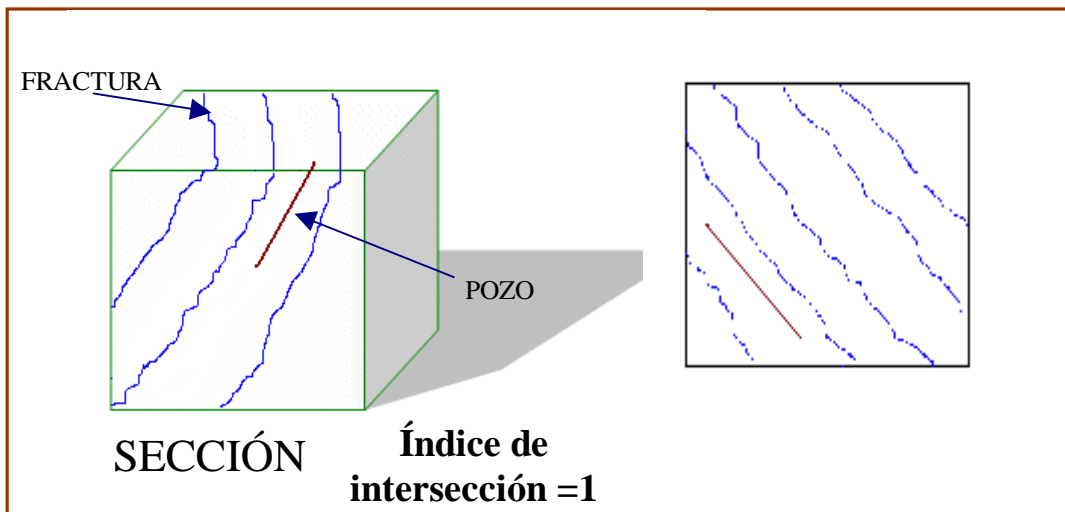


Figura 21. Índice de intersección de fracturas, donde el azimut del pozo es paralelo al azimut de la fractura. La inclinación del pozo es paralela al buzamiento de la fractura. El pozo no intercepta fracturas. Adaptado de Arango 2003.

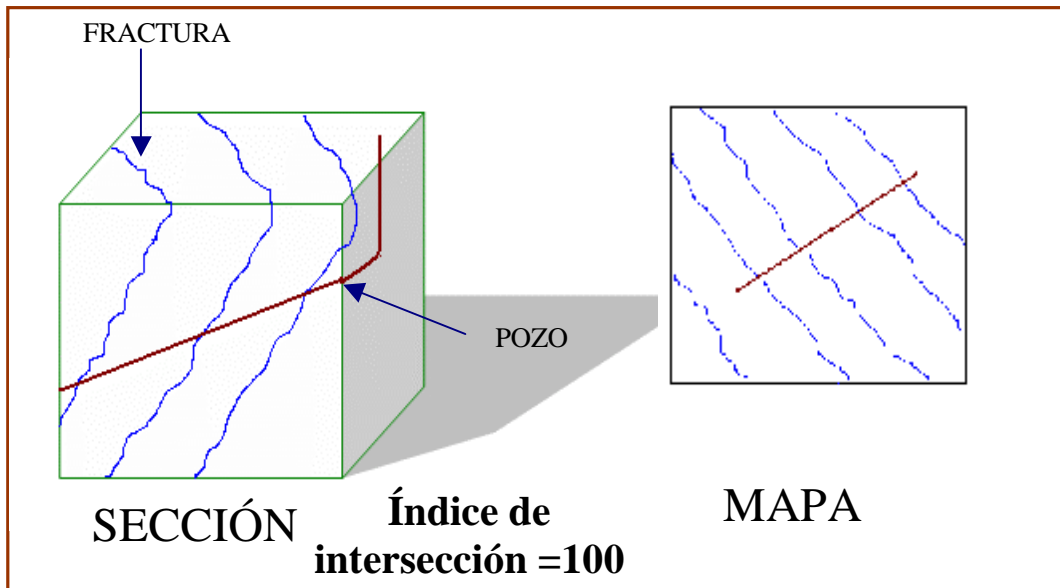


Figura 22. Índice de intersección de fracturas, donde el azimuth del pozo es perpendicular al azimuth de la fractura. La inclinación del pozo es normal al buzamiento de la fractura. Máxima intersección de fracturas. Adaptado de Arango 2003.

2. CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LA GEOMECÁNICA APLICADOS A LA ESTABILIDAD DE POZO

La geomecánica tiene como objetivo la comprensión del comportamiento esfuerzo-deformación de las rocas y el manejo de teorías para determinar su influencia en los diferentes procesos abarcados por la industria petrolera. La geomecánica es una herramienta que permite determinar el potencial de inestabilidad de un pozo con el propósito de minimizar los problemas relacionados con esta y por tanto de perforar pozos estables.

La inestabilidad de pozos ocurre por efectos mecánicos, químicos o por una combinación de ellos; causa problemas considerables en las operaciones de perforación, completamiento, evaluación de formaciones, cementación, registros y producción. Es un problema que se presenta a nivel mundial. Se estiman costos anuales que exceden los dos billones de dólares como consecuencia de colapsos de pozos, sidetracks, pérdida de herramientas y abandono de pozos antes de alcanzar la zona de interés. Este problema se presenta en las principales cuencas del mundo desde el Norte - Este de la plataforma Australiana, el medio oriente, el mar del Norte, el golfo de México y el Piedemonte Llanero Colombiano.

Los problemas de inestabilidad aparecen no sólo en pozos desviados (y/o horizontales) sino incluso en pozos verticales. Estos problemas se acentúan aún más cuando, Sánchez y Vásquez, 1999:

- § Se perfora bajo condiciones de altas presiones y temperatura (HP/HT).
- § Existe interacción química entre el fluido de perforación y la roca de formación.
- § Se perforan pozos profundos en áreas geológicamente complejas y aún más en zonas tectónicamente activas.

Los problemas de inestabilidad de pozo más frecuentemente presentados durante la perforación y algunas de sus consecuencias se listan en seguida, Sánchez y Vásquez, 1999:

- § Ensanchamiento del pozo.
- § Reducción del tamaño del pozo debido al flujo plástico de la roca dentro del pozo (generalmente en formaciones de shale).
- § Pérdida de circulación.
- § Exceso de torques y altas presiones de bombeo en la perforación.
- § Daño del pozo inducidos por los esfuerzos.
- § Fallas de pozo inducidas por la perforación.
- § Pega de tubería.
- § Consolidación.
- § Dificultades en la toma de registros.
- § Side-tracking.
- § Problemas de washouts o zonas de lavado.
- § Pobre cementación con sus respectivos problemas.

Consecuencias de estos problemas son los altos costos de perforación como es el caso del Piedemonte Llanero Colombiano (zona geológicamente compleja y tectónicamente activa), donde los costos de perforación de algunos pozos superan los 40 millones de dólares.

En este capítulo se introducen los conceptos que fundamentan la geomecánica y que son aplicados para el desarrollo de este trabajo.

2.1 ESFUERZOS

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, Osorio 2003; tal como se muestra en la Figura 23.

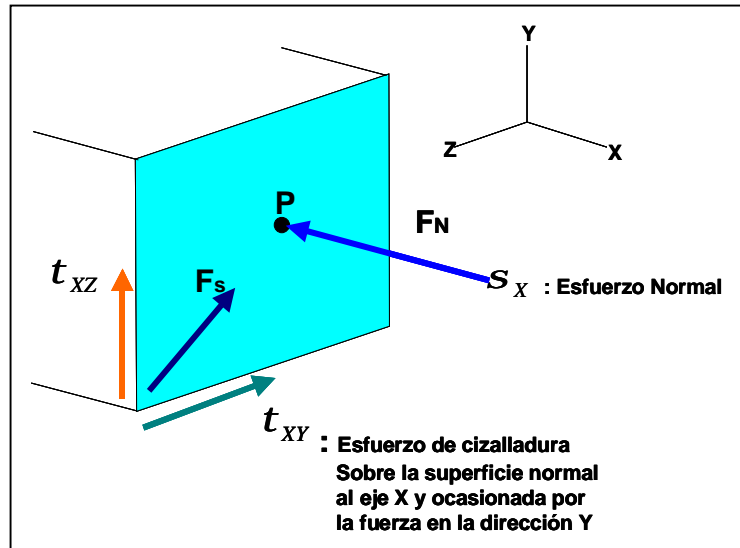


Figura 23. Esfuerzos en el plano yz perpendicular al eje x de un elemento cúbico. Tomado de Osorio, 2003.

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

$$(\sigma_x \quad \tau_{xy} \quad \tau_{xz}) \tag{1}$$

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:

$$(\sigma_y \quad \tau_{yx} \quad \tau_{yz}) \tag{2}$$

y

$$(\sigma_z \quad \tau_{zx} \quad \tau_{zy}) \tag{3}$$

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

$$\mathbf{t} = \begin{pmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{pmatrix} \quad (4)$$

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 24. 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:

$$\tau_{xy} = \tau_{yx} ; \tau_{xz} = \tau_{zx} ; \tau_{yz} = \tau_{zy}$$

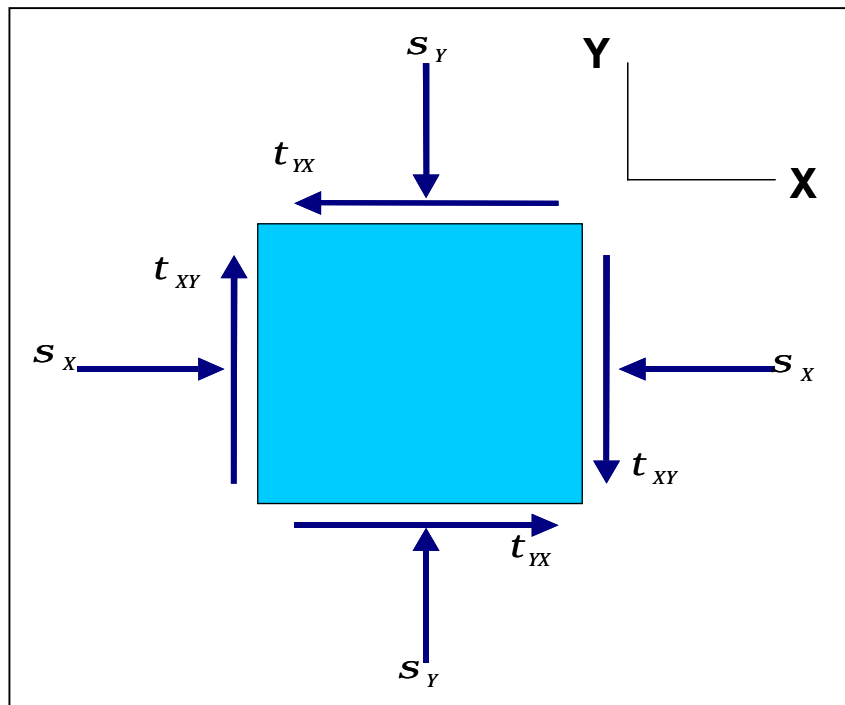


Figura 24. Componentes de los esfuerzos en dos dimensiones.

De ésta manera se genera un tensor simétrico.

2.1.1 Invariantes de esfuerzos

Las invariantes de esfuerzos son relaciones entre las componentes del tensor de esfuerzos que se mantienen inalteradas durante algún cambio de coordenadas. Así, el esfuerzo normal promedio o esfuerzo promedio (ecuación 5), el cual es 1/3 de la traza de la matriz, no cambia al cambiar los ejes coordenados, por lo tanto éste es una invariante de esfuerzo.

$$\bar{\sigma} = \frac{\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z}{3} \quad (5)$$

Las invariantes de esfuerzos mas usadas son:

$$I_1 = \sigma_x + \sigma_y + \sigma_z \quad (6)$$

$$I_2 = -(\sigma_x \sigma_y + \sigma_y \sigma_z + \sigma_z \sigma_x) + \tau_{xy}^2 + \tau_{yz}^2 + \tau_{zx}^2 \quad (7)$$

$$I_3 = \sigma_x \sigma_y \sigma_z + 2\tau_{xy} \tau_{yz} \tau_{zx} - \sigma_x \tau_{yz}^2 - \sigma_y \tau_{zx}^2 - \sigma_z \tau_{xy}^2 \quad (8)$$

Cualquier combinación de las invariantes de esfuerzos también será una invariante.

2.1.2 Esfuerzos Deviatoricos

Físicamente el esfuerzo promedio causa compresión o extensión uniforme con un correspondiente cambio en el volumen del material, mientras que los esfuerzos deviatoricos son los causantes de distorsiones en el mismo, éstos se obtienen de la sustracción del esfuerzo promedio al tensor de esfuerzos.

$$[S] = \begin{bmatrix} \sigma_x - \bar{\sigma} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y - \bar{\sigma} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z - \bar{\sigma} \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} S_x & S_{xy} & S_{xz} \\ S_{yx} & S_y & S_{yz} \\ S_{zx} & S_{zy} & S_z \end{pmatrix} \quad (9)$$

Las invariantes de esfuerzos deviatoricos de primer, segundo y tercer orden se presentan a continuación:

$$J_1 = S_x + S_y + S_z = 0 \quad (10)$$

$$J_2 = -(S_x S_y + S_y S_z + S_z S_x) + S_{xy}^2 + S_{yz}^2 + S_{zx}^2 \quad (11)$$

$$J_3 = S_x S_y S_z + 2\tau_{xy} \tau_{yx} \tau_{zx} - S_x \tau_{yz}^2 - S_y \tau_{xz}^2 - S_z \tau_{xy}^2 \quad (12)$$

2.1.3 Esfuerzos principales

Para una orientación especial del sistema de coordenadas, el tensor de esfuerzos presenta una condición particular; sus componentes de corte desaparecen, es decir, se hacen iguales a cero. Este sistema coordenado se conoce como sistemas de ejes principales y las componentes de esfuerzos normales se denominan esfuerzos principales; expresados generalmente por σ_1 , σ_2 y σ_3 .

$$[\sigma] = \begin{bmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{bmatrix} \quad (13)$$

Los esfuerzos principales son determinados al resolver el polinomio de la ecuación 16 que resulta de igualar a cero el determinante en la ecuación 14, que es la diferencia entre el tensor de esfuerzos (ecuación 4) y el producto de la matriz identidad por σ que en este caso representará a los esfuerzos principales.

$$\begin{vmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{xz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{vmatrix} - \sigma I = 0 \quad (14)$$

Donde I es la matriz identidad, por lo tanto la ecuación 14 queda de la siguiente forma:

$$\begin{vmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{xz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} \sigma & 0 & 0 \\ 0 & \sigma & 0 \\ 0 & 0 & \sigma \end{vmatrix} = 0 \quad (15)$$

Resolviendo el determinante en la ecuación 15 se tiene:

$$\sigma^3 - I_1\sigma^2 - I_2\sigma - I_3 = 0 \quad (16)$$

Donde I_1 , I_2 y I_3 son las invariantes de esfuerzos.

A continuación se presenta un ejemplo del cálculo de los esfuerzos principales para una condición de deformación plana o en dos dimensiones, como el que se muestra en la Figura 25, presentada por el tensor de la ecuación 14. Muchos problemas de interés práctico son efectivamente bidimensionales.

$$\begin{pmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & 0 \\ \tau_{yx} & \sigma_y & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_z \end{pmatrix} \quad (17)$$

Donde σ_z es un esfuerzo en el plano axial, σ_y y σ_x son esfuerzos contenidos en los planos x y y respectivamente, y perpendiculares al plano axial.

Llevando a cabo los mismos pasos realizados en las ecuaciones 14 y 15 se tiene:

$$\sigma^3 - (\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z)\sigma^2 + (\sigma_x\sigma_y + \sigma_y\sigma_z + \sigma_z\sigma_x - \tau_{xz}^2)\sigma - \sigma_z(\sigma_x\sigma_y - \tau_{xy}^2) = 0 \quad (18)$$

Los esfuerzos principales (ó raíces de la ecuación 18) están dados por las siguientes expresiones:

$$\sigma_1 = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) + \frac{1}{2}\sqrt{(\sigma_x - \sigma_y)^2 + 4\tau_{xy}^2} \quad (19)$$

$$\sigma_2 = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) - \frac{1}{2}\sqrt{(\sigma_x - \sigma_y)^2 + 4\tau_{xy}^2} \quad (20)$$

$$\sigma_3 = \sigma_z \quad (21)$$

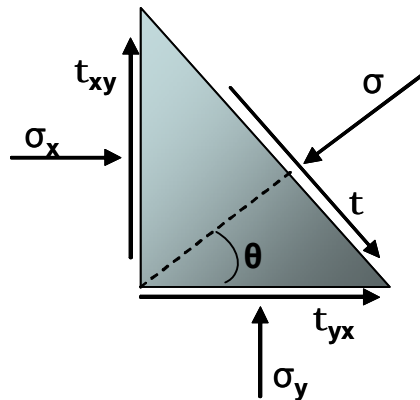


Figura 25. Cuerpo bajo un estado de deformación plana.

Se pueden definir igualmente invariantes de esfuerzos principales:

2.1.4 Circulo de esfuerzos de Mohr

Supóngase el arreglo de fuerzas mostrado en la Figura 26. Existe una fuerza vertical F_1 y una fuerza horizontal F_3 , ambas actuando sobre el mismo punto P. El punto P

esta ubicado sobre el plano S. Dicho plano tiene una inclinación θ . A1 y A3 son las áreas perpendiculares a las fuerzas F1 y F2.

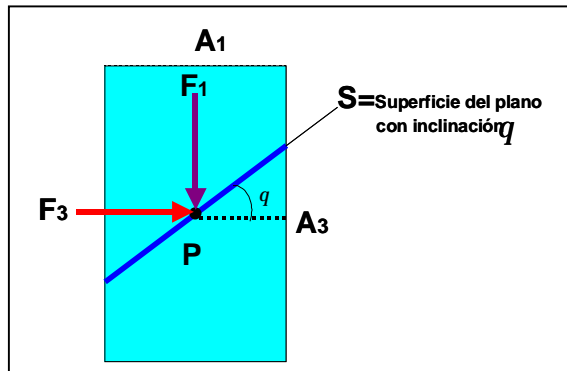


Figura 26. Cuerpo sometido a dos esfuerzos perpendiculares.

Como se observa en la Figura 27, tanto la fuerza F1 como la fuerza F2, se pueden descomponer en componentes normales y de cizalladura con respecto al plano S.

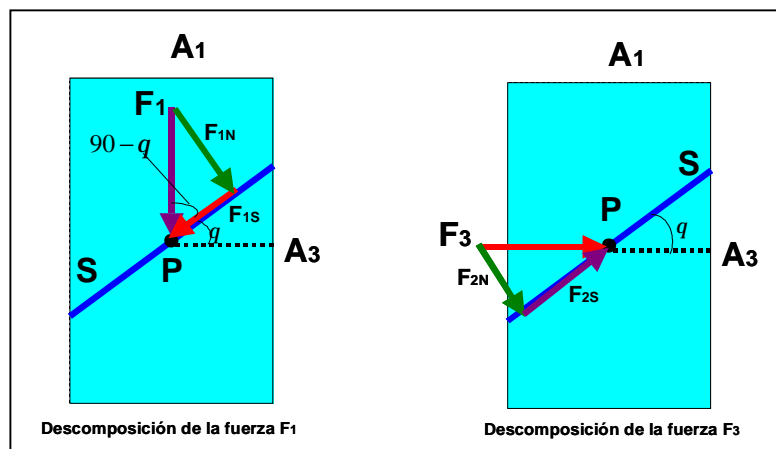


Figura 27. Descomposición de fuerzas en un cuerpo.

La fuerza F_1 se puede descomponer de la siguiente manera:

$$F_{1N} = F_1 \text{sen}(90 - \theta) \tag{22}$$

$$F_{1S} = F_1 \text{cos}(90 - \theta) \tag{23}$$

$$F_{1N} = F_1 \cos(\theta) \quad (24)$$

$$F_{1S} = F_1 \sin(\theta) \quad (25)$$

De igual manera la fuerza F_3 se puede descomponer así:

$$F_{3N} = F_3 \sin(\theta) \quad (26)$$

$$F_{3S} = F_3 \cos(\theta) \quad (27)$$

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

$$F_N = F_{1N} + F_{3N} \quad \text{entonces} \quad , \quad F_N = F_1 \cos(\theta) + F_3 \sin(\theta) \quad (28)$$

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

$$\frac{F_N}{S} = \frac{F_1}{S} \cos(\theta) + \frac{F_3}{S} \sin(\theta) \quad (29)$$

Usando la definición de esfuerzo:

$$\sigma_N = \frac{F_1}{S} \cos(\theta) + \frac{F_3}{S} \sin(\theta) \quad (30)$$

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

$$S = \frac{A_1}{\cos(\theta)} \quad \text{y} \quad S = \frac{A_3}{\sin(\theta)} \quad (31)$$

Reemplazando estos términos en la ecuación 30 entonces:

$$\sigma_N = \frac{F_1}{A_1} \cos^2(\theta) + \frac{F_3}{A_3} \sin^2(\theta) \quad (32)$$

Similarmente usando la definición de esfuerzo se llega a:

$$\sigma_N = \sigma_1 \cos^2(\theta) + \sigma_3 \sin^2(\theta) \quad (33)$$

Usando las entidades trigonométricas:

$$\sin^2(\theta) = \frac{1 - \cos(2\theta)}{2} \quad \text{y} \quad \cos^2(\theta) = \frac{1 + \cos(2\theta)}{2} \quad \text{entonces:}$$

$$\sigma_N = \sigma_1 \left(\frac{1 + \cos(2\theta)}{2} \right) + \sigma_3 \left(\frac{1 - \cos(2\theta)}{2} \right) \quad (34)$$

Finalmente la ecuación se puede expresar como:

$$\sigma_N = \left(\frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} \right) + \left(\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \right) \cos(2\theta) \quad (35)$$

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

$$F_S = F_{1S} + F_{3S} \quad \text{entonces:} \quad F_S = F_1 \sin(\theta) - F_3 \cos(\theta) \quad (36)$$

Dividiendo por S:

$$\frac{F_S}{S} = \frac{F_1}{S} \sin(\theta) + \frac{F_3}{S} \cos(\theta) \quad (37)$$

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

$$S = \frac{A_1}{\cos(\theta)} \quad \text{y} \quad S = \frac{A_3}{\sin(\theta)} \quad (38)$$

Entonces se tiene que:

$$\tau_s = \frac{F_1}{A_1} \frac{\text{sen}(\theta)}{\cos(\theta)} - \frac{F_3}{A_3} \frac{\cos(\theta)}{\text{sen}(\theta)} \quad (39)$$

Usando la definición de esfuerzo normal:

$$\tau_s = \sigma_1 \text{sen}(\theta) \cos(\theta) - \sigma_3 \text{sen}(\theta) \cos(\theta) \quad (40)$$

Entonces:

$$\tau_s = (\sigma_1 - \sigma_3) \text{sen}(\theta) \cos(\theta) \quad (41)$$

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

$$\tau_s = \frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \text{sen}(2\theta) \quad (42)$$

Las ecuaciones paramétricas de un círculo de centro $(x, y) = (c, 0)$, como el que se muestra en la Figura 28 están dadas por:

$$X = c + R \cos(\phi) \quad (43)$$

y

$$Y = R \text{sen}(\phi) \quad (44)$$

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

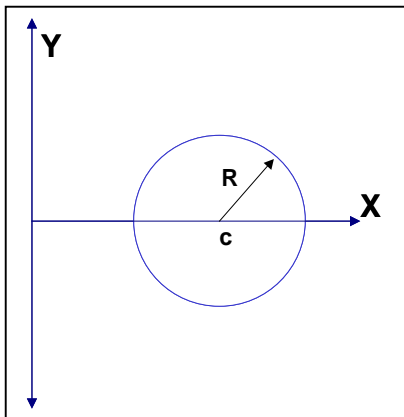


Figura 28. Representación del círculo en ecuaciones paramétricas.

Las ecuaciones 35 y 42 corresponden a las ecuaciones paramétricas de un círculo como el mostrado en la Figura 29 (obtenido al graficar σ_N vs. τ_s), de radio $(\sigma_1 - \sigma_2)/2$ y centro $(\sigma_1 + \sigma_2)/2$ en el eje σ_N .

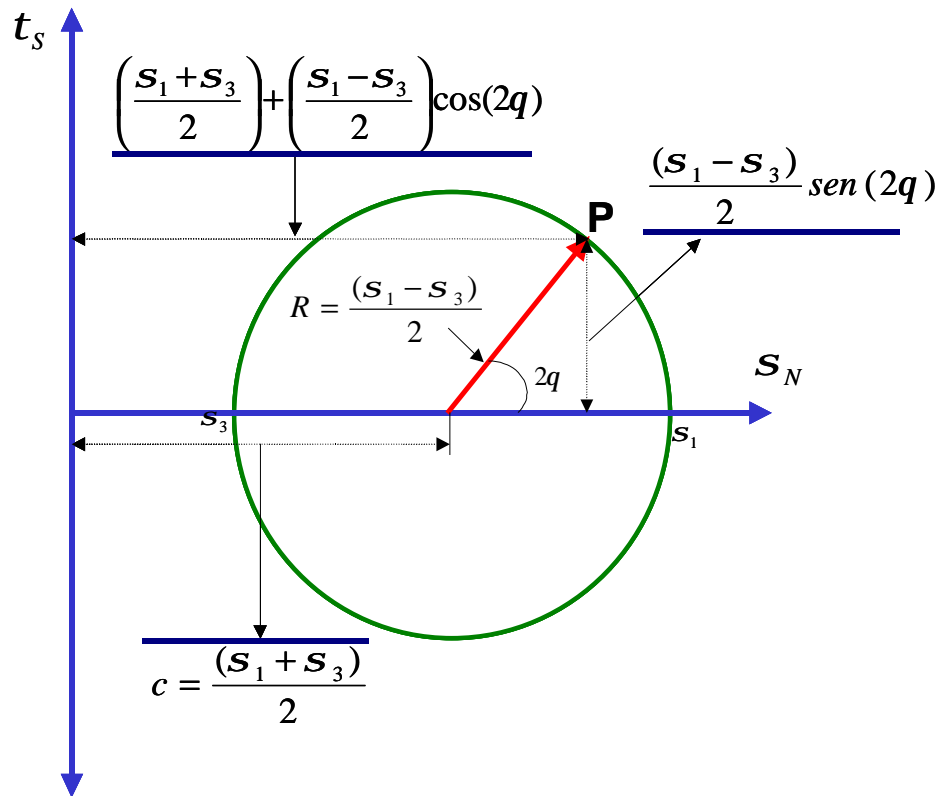


Figura 29. Círculo de Mohr.

Los esfuerzos σ_N y τ_s en alguna dirección θ (ver Figura 29) corresponden a un punto en el círculo de Mohr. Como se ve en la Figura 29, los valores más altos de τ_s ocurren a un θ de 45° .

Los estados de esfuerzos a los que puede estar sometido un material, en función de los esfuerzos principales y representados en el círculo de Mohr son:

§ Tensión Hidrostática

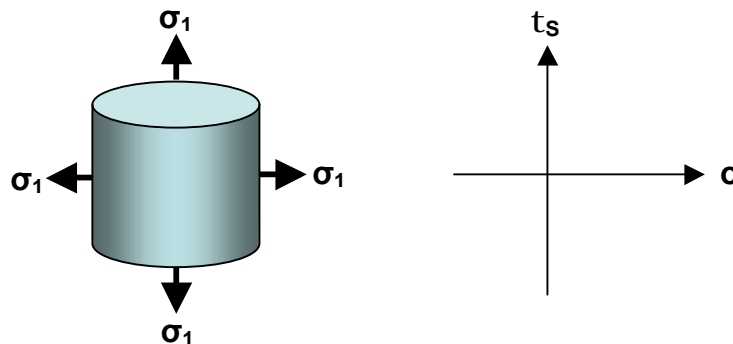


Figura 30. Material sometido a Tensión Hidrostática.

§ Tensión en general

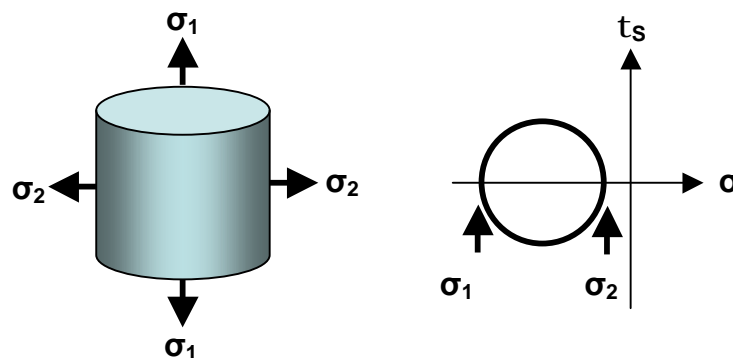


Figura 31. Material sometido a Tensión en general.

§ Tensión Uniaxial

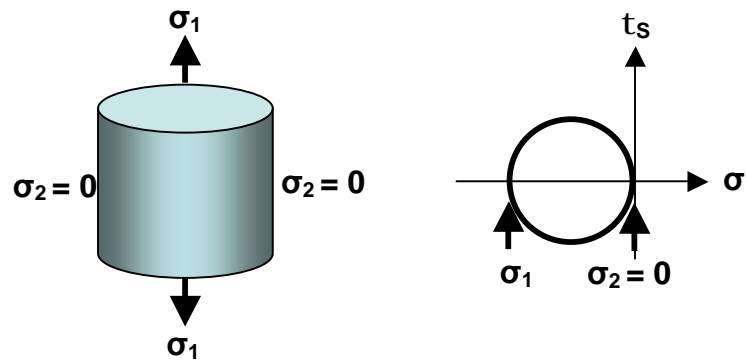


Figura 32. Material sometido a Tensión Uniaxial.

§ Tensión y Compresión

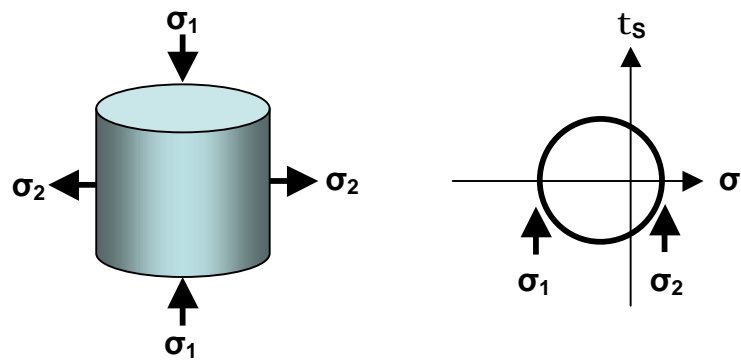


Figura 33. Material sometido a Tensión y Compresión.

§ Esfuerzos de Cizalladura Pura

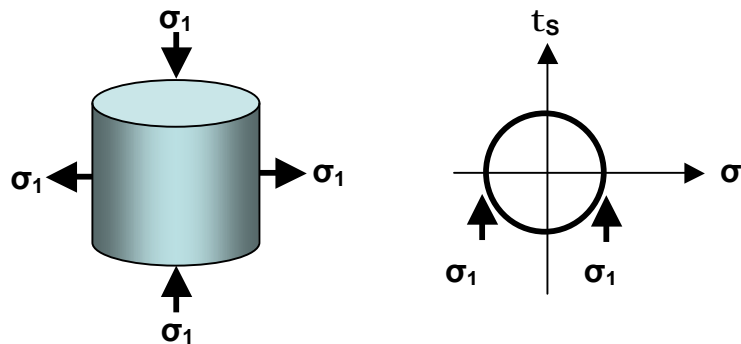


Figura 34. Material sometido a Cizalladura Pura.

§ **Compresión Uniaxial**

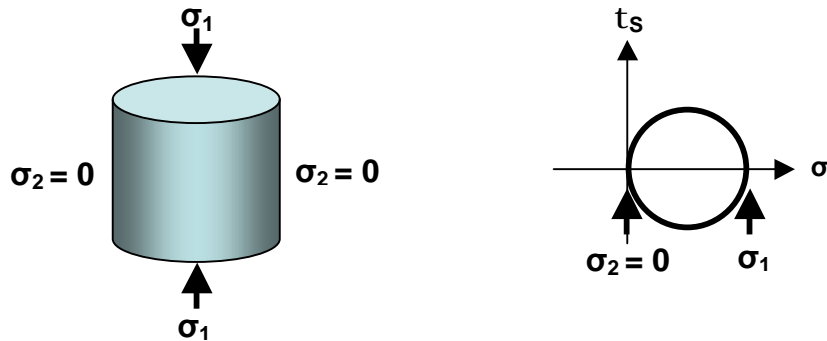


Figura 35. Material sometido a Compresión Uniaxial.

§ **Compresión General**

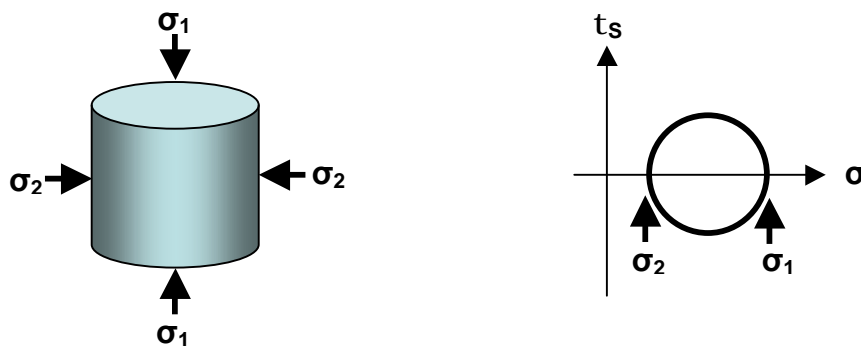


Figura 36. Material sometido a Compresión General.

§ **Compresión Hidrostática**

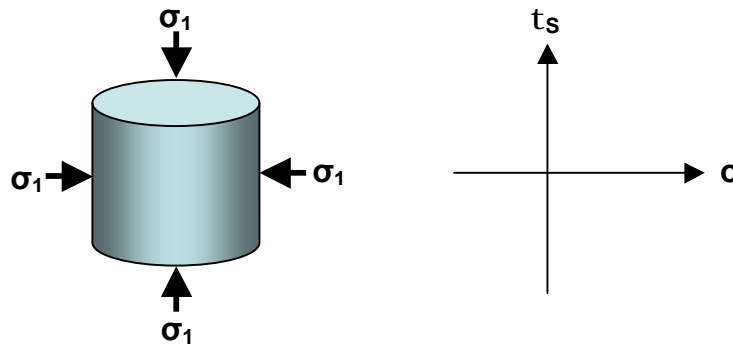


Figura 37. Material sometido a Compresión Hidrostática.

2.1.5 Ecuaciones de equilibrio de esfuerzos

Además de las fuerzas que actúan en la superficie de un cuerpo, existen las fuerzas de cuerpo, que actúan en cada parte del cuerpo por sí mismo. Entre estas fuerzas encontramos la fuerza de la gravedad. Las fuerzas de cuerpo generalmente aumentan los gradientes de esfuerzos, por ejemplo un elemento en una formación no está sujeto solo a la fuerza de gravedad, sino que también carga el peso de la formación de encima, así el esfuerzo total aumenta con la profundidad.

Para que un cuerpo sometido a esfuerzos se mantenga en equilibrio, se requiere que todas las fuerzas que actúan sobre él se cancelen, esto produce un conjunto de requerimientos de simetría ($\tau_{xy} = \tau_{yx}$, $\tau_{yz} = \tau_{zy}$, $\tau_{xz} = \tau_{zx}$) para el tensor de esfuerzos, y también un conjunto de ecuaciones para los gradientes de esfuerzos llamadas las ecuaciones de equilibrio.

Si $f(x)$ es una función continua y diferenciable, la función $f(x + \Delta x)$ puede ser expresada de la siguiente forma:

$$f(x + \Delta x) \cong f(x) + \frac{\partial f}{\partial x} \Delta x \quad (45)$$

Considerando un elemento infinitesimal de volumen, como el que se muestra en la Figura 38, en cuyas caras actúan esfuerzos normales y de cizalla y suponiendo que las componentes de la fuerza gravitacional (fuerzas de cuerpo), g , que actúan sobre el elemento están dadas por g_x , g_y y g_z en las direcciones x , y , z respectivamente, las fuerzas que actúan sobre el cuerpo en la dirección x son:

§ Fuerzas normales:

$$-\sigma_x \Delta y \Delta z + \left(\sigma_x + \frac{\partial \sigma_x}{\partial x} \Delta x \right) \Delta y \Delta z \quad (46)$$

§ Fuerzas de cizalla:

$$-\tau_{yx}\Delta x\Delta z + \left(\tau_{yx} + \frac{\partial \tau_{yx}}{\partial y} \Delta y \right) \Delta x\Delta z - \tau_{zx}\Delta x\Delta y + \left(\tau_{zx} + \frac{\partial \tau_{zx}}{\partial z} \Delta z \right) \Delta x\Delta y \quad (47)$$

§ Fuerzas de cuerpo:

$$\rho g_x \Delta x \Delta y \Delta z \quad (48)$$

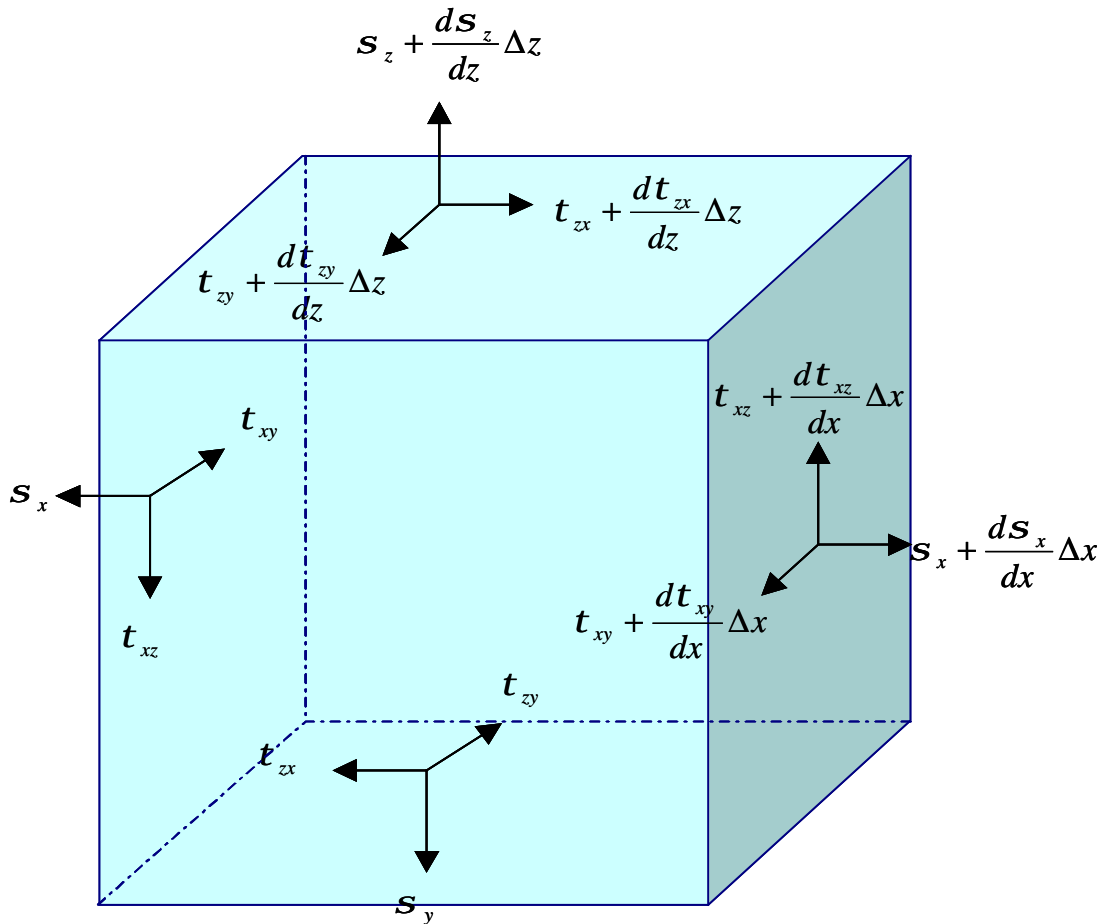


Figura 38. Elemento infinitesimal de volumen sometido a esfuerzos.

Sumando las ecuaciones 46, 47 y 48 y dividiendo entre $\Delta x \Delta y \Delta z$ se obtiene:

$$\frac{\partial \sigma_x}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yx}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zx}}{\partial z} + \rho g_x = 0 \quad (49)$$

Haciendo un proceso similar al anterior, se encuentran los balances de fuerzas en las direcciones y y z:

$$\frac{\partial \tau_{xY}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_Y}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zY}}{\partial z} + \rho g_Y = 0 \quad (50)$$

$$\frac{\partial \tau_{xZ}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yZ}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_Z}{\partial z} + \rho g_Z = 0 \quad (51)$$

Las ecuaciones 49 a 51 son las ecuaciones de equilibrio en términos de esfuerzos.

2.2 DEFORMACION

La deformación se define como el cambio de forma (reacción) de un cuerpo al ser sometido a un campo de esfuerzos. De manera similar al análisis de esfuerzos presentado, se puede definir un tensor de deformación; para dar una descripción completa del estado de deformación de un punto dentro de un cuerpo.

Para el análisis de deformación se centrará la atención en la partícula O (Ver Figura 39), cuya posición inicial está dada por las coordenadas (x, y, z). Si sobre el cuerpo actúa una fuerza externa que cambia la partícula a una nueva posición dada por las coordenadas O (x', y', z'); y si estos cambios relativos sufridos por la partícula se denotan como u, v y w, en las direcciones x, y y z respectivamente, la nueva posición estará dada por:

$$x' = x - u \quad (52)$$

$$y' = y - v \quad (53)$$

$$z' = z - w \quad (54)$$

Estos cambios (u, v y w) se conocen como desplazamientos de la partícula. El signo del desplazamiento por convención se asume positivo cuando está dirigido en la dirección negativa de los ejes.

Cuando los desplazamientos u, v, w son constantes e iguales para todas las partículas del cuerpo se producirá una traslación del cuerpo rígido; en caso de una rotación del cuerpo rígido la nueva posición estará descrita por:

$$\mathbf{r}' = \mathbf{r} + \dot{\boldsymbol{\omega}} \times (\mathbf{r} - \mathbf{r}_0) \quad (55)$$

Donde: $\mathbf{r} = (x, y, z)$ y $\mathbf{r}' = (x', y', z')$, el vector \mathbf{r}_0 es el centro de rotación y $\dot{\boldsymbol{\omega}}$ denota la magnitud del ángulo de rotación.

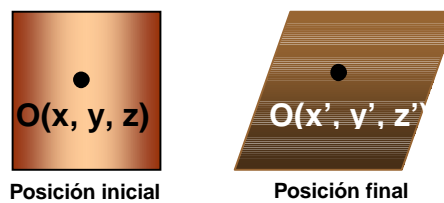


Figura 39. Desplazamiento de una partícula dentro de un cuerpo.

Cuando las posiciones dentro de las partículas son cambiadas y estos cambios no pueden ser descritos simplemente por una rotación o traslación del cuerpo rígido se dice que la muestra está deformada o ha ocurrido una deformación, Fjaer, 1992.

La Figura 40 presenta una muestra deformada. La elongación o deformación ε , se define como:

$$\varepsilon = \frac{L - L'}{L} \quad (56)$$

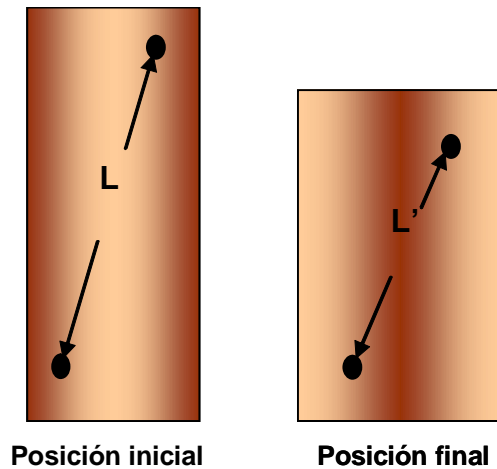


Figura 40. Cuerpo deformado.

Por convención la elongación o deformación longitudinal es positiva cuando es el resultado de una fuerza compresiva, es decir cuando la longitud disminuye y es negativa cuando es producida por fuerzas tensiles.

Otro tipo de deformación que se puede presentar es la deformación de corte o de cizalla (Ver Figura 41); ésta está dada por el cambio del ángulo ψ entre dos direcciones inicialmente ortogonales. La ecuación 57 muestra la deformación de cizalla correspondiente al punto O y la dirección OP.

$$\Gamma = \frac{1}{2} \tan \psi \quad (57)$$

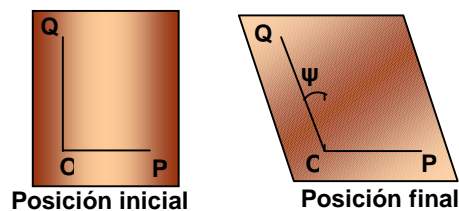


Figura 41. Cuerpo con deformación de cizalla.

Por convención la deformación de cizalla es positiva cuando es el resultado de una fuerza compresiva, es decir cuando el ángulo ψ aumenta.

En las Figuras 42, 45 y 48 se muestran las fuerzas que actúan en los planos perpendiculares a los ejes x, y y z respectivamente; estas fuerzas son las responsables de las deformaciones longitudinales y de cizalla en estos planos.

Considerando la Figura 43, la elongación ϵ_x en la dirección x esta dada por:

$$\epsilon_x = \frac{\Delta x + \Delta u_x - \Delta x}{\Delta x} = \frac{\Delta u_x}{\Delta x} \quad (58)$$

$$\epsilon_x = \frac{\partial u_x}{\partial x} \quad (59)$$

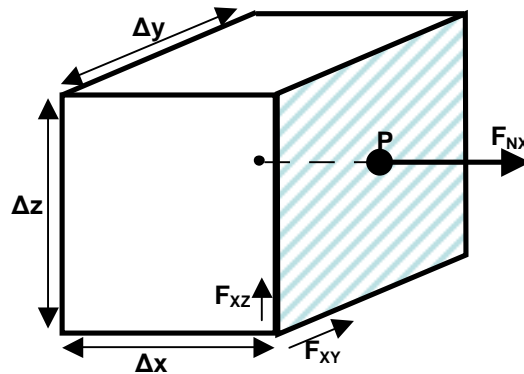


Figura 42. Fuerzas que actúan en el plano perpendicular al eje x.

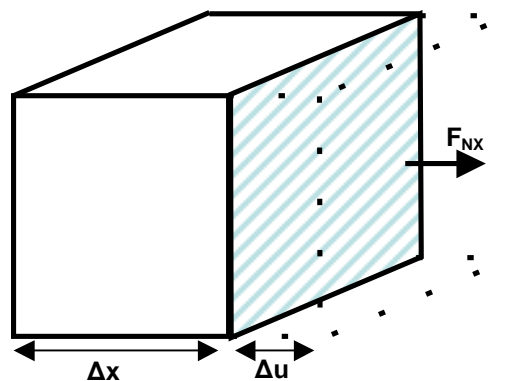


Figura 43. Deformación longitudinal en dirección x.

Por otro lado en la Figura 44 se muestra la deformación de cizalla en el plano perpendicular a la dirección x. Esta deformación en función de los desplazamientos queda de la siguiente forma:

$$\tan \psi_{xz} \cong \frac{\partial v}{\partial z} \quad (60)$$

$$\tan \psi_{xy} \cong \frac{\partial w}{\partial y} \quad (61)$$

$$\Gamma_{yz} = \frac{1}{2} \gamma_{yz} = \frac{1}{2} (\tan \psi_{xz} + \tan \psi_{xy}) \cong \frac{1}{2} \left(\frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y} \right) \quad (62)$$

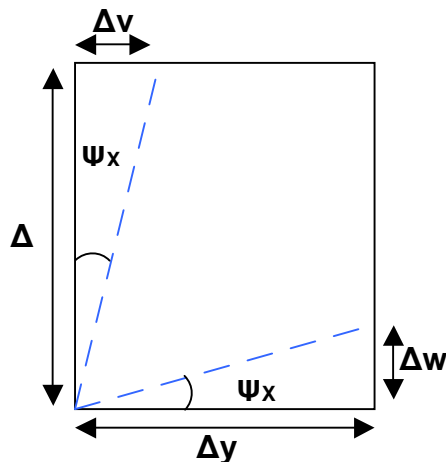


Figura 44. Deformación de cizalla sobre el plano x.

De igual forma, considerando las Figuras 46, 47, 49 y 50; las deformaciones longitudinales y de cizalla en función de los desplazamientos en los planos perpendiculares a los ejes x, y, z quedan de la siguiente forma:

$$\epsilon_x = \frac{\partial u}{\partial x} \quad (63)$$

$$\epsilon_y = \frac{\partial v}{\partial y} \quad (64)$$

$$\epsilon_z = \frac{\partial w}{\partial z} \quad (65)$$

$$\Gamma_{xy} = \Gamma_{yx} = \frac{1}{2} \gamma_{xy} = \frac{1}{2} \gamma_{yx} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right) \quad (66)$$

$$\Gamma_{yz} = \Gamma_{zy} = \frac{1}{2} \gamma_{yz} = \frac{1}{2} \gamma_{zy} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y} \right) \quad (67)$$

$$\Gamma_{xz} = \Gamma_{zx} = \frac{1}{2} \gamma_{xz} = \frac{1}{2} \gamma_{zx} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial x} \right) \quad (68)$$

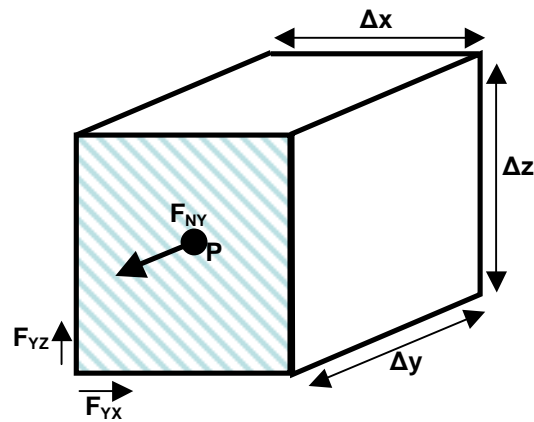


Figura 45. Fuerzas que actúan en el plano perpendicular al eje y.

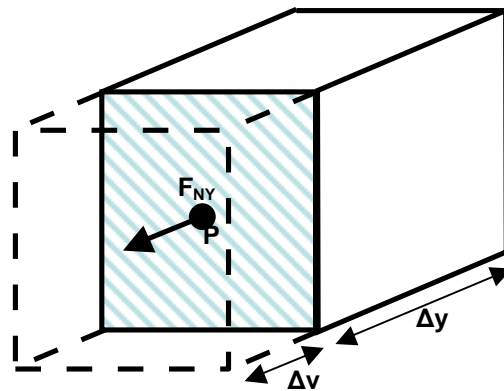


Figura 46. Deformación longitudinal en dirección y.

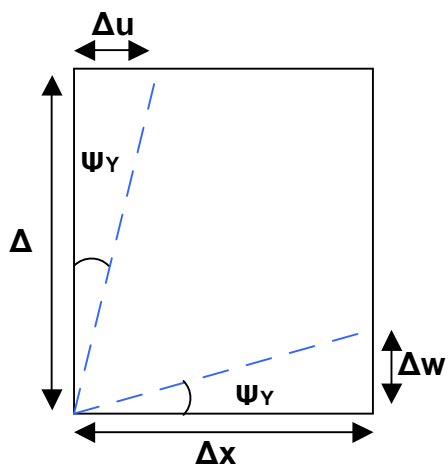


Figura 47. Deformación de cizalla sobre el plano y.

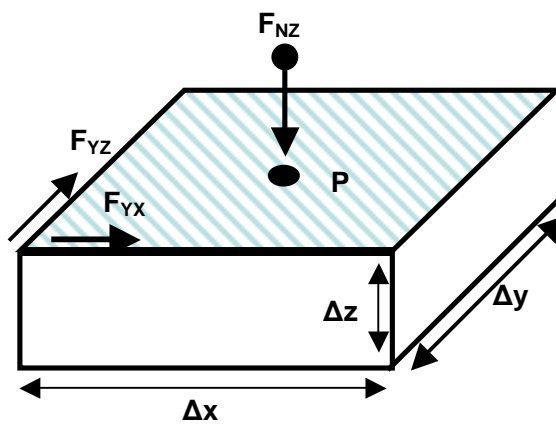


Figura 48. Fuerzas que actúan en el plano perpendicular al eje z.

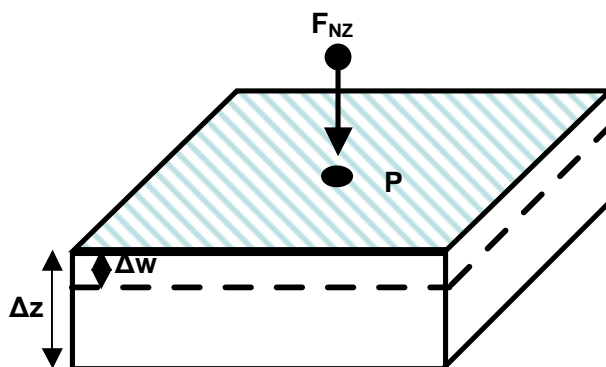


Figura 49. Deformación longitudinal en dirección z.

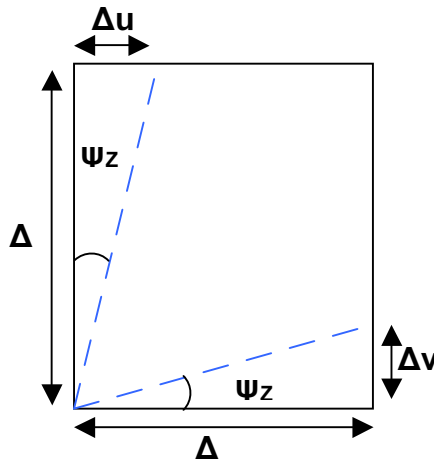


Figura 50. Deformación de cizalla sobre el plano z.

Al igual que para esfuerzos se define un tensor de deformación, el cual tiene características similares a éste. Y esta compuesto por las componentes de las elongaciones y las componentes de las deformaciones de corte.

$$\begin{pmatrix} \varepsilon_x & \Gamma_{xy} & \Gamma_{xz} \\ \Gamma_{yx} & \varepsilon_y & \Gamma_{yz} \\ \Gamma_{zx} & \Gamma_{zy} & \varepsilon_z \end{pmatrix} \quad (69)$$

Las componentes de la diagonal del tensor son conocidos como deformaciones normales o longitudinales (éstas se caracterizan por causar cambios relativos en la longitud y en conjunto en el volumen), las restantes son las componentes de deformación de corte o de cizalla (las cuales se caracterizan por causar cambios en la forma del medio continuo o distorsiones en éste).

La deformación volumétrica ε_v , representa las variaciones del volumen (disminuciones de este) y está definida a partir de las componentes normales del tensor de deformación. Este parámetro es independiente de la selección de los ejes coordenados, es decir es una invariante.

$$\varepsilon_v = \varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z \quad (70)$$

De igual forma que para el análisis presentado para esfuerzos se pueden obtener los ejes de deformaciones principales en donde las deformaciones de corte se hacen iguales a cero, por lo tanto también se definen las invariantes de deformación, y las deformaciones deviatoricas con similares significados. Las invariantes de deformaciones de primer, segundo y tercer orden son:

$$J_1 = \varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z \quad (71)$$

$$J_2 = -(\varepsilon_x \varepsilon_y + \varepsilon_y \varepsilon_z + \varepsilon_z \varepsilon_x) + \Gamma_{xy}^2 + \Gamma_{yz}^2 + \Gamma_{zx}^2 \quad (72)$$

$$J_3 = \varepsilon_x \varepsilon_y \varepsilon_z + 2\Gamma_{xy}\Gamma_{yz}\Gamma_{zx} - \varepsilon_y \Gamma_{zx}^2 - \varepsilon_z \Gamma_{xy}^2 \quad (73)$$

Las deformaciones deviatoricas también se pueden definir al igual que en los esfuerzos, definiendo una deformación promedio y restándola a las deformaciones longitudinales del tensor de deformaciones.

Similar al análisis de esfuerzos, en materia de deformaciones también existen las deformaciones principales que están dadas al resolver el polinomio:

$$\varepsilon^3 - J_1\varepsilon^2 - J_2\varepsilon - J_3 = 0 \quad (74)$$

2.3 ELASTICIDAD LINEAL

La hipótesis de la elasticidad lineal consiste en que “las componentes del tensor esfuerzos en un punto dado de un sólido son funciones lineales y homogéneas de las componentes del tensor deformación en el mismo punto, Jaeger, 1969. Lo anterior puede ser expresado así:

$$[\sigma] = [C] * [\varepsilon] \quad (75)$$

La ecuación anterior se conoce como la ley de Hooke generalizada. La cual expresada de forma explícita como:

$$\begin{bmatrix} \sigma_x \\ \sigma_y \\ \sigma_z \\ \tau_{xy} \\ \tau_{yz} \\ \tau_{zx} \\ \tau_{yx} \\ \tau_{zy} \\ \tau_{xz} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & C_{14} & C_{15} & C_{16} & C_{17} & C_{18} & C_{19} \\ C_{21} & C_{22} & C_{23} & C_{24} & C_{25} & C_{26} & C_{27} & C_{28} & C_{29} \\ C_{31} & C_{32} & C_{33} & C_{34} & C_{35} & C_{36} & C_{37} & C_{38} & C_{39} \\ C_{41} & C_{42} & C_{43} & C_{44} & C_{45} & C_{46} & C_{47} & C_{48} & C_{49} \\ C_{51} & C_{52} & C_{53} & C_{54} & C_{55} & C_{56} & C_{57} & C_{58} & C_{59} \\ C_{61} & C_{62} & C_{63} & C_{64} & C_{65} & C_{66} & C_{67} & C_{68} & C_{69} \\ C_{71} & C_{72} & C_{73} & C_{74} & C_{75} & C_{76} & C_{77} & C_{78} & C_{79} \\ C_{81} & C_{82} & C_{83} & C_{84} & C_{85} & C_{86} & C_{87} & C_{88} & C_{89} \\ C_{91} & C_{92} & C_{93} & C_{94} & C_{95} & C_{96} & C_{97} & C_{98} & C_{99} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_x \\ \varepsilon_y \\ \varepsilon_z \\ \gamma_{xy} \\ \gamma_{yz} \\ \gamma_{zx} \\ \gamma_{yx} \\ \gamma_{zy} \\ \gamma_{xz} \end{bmatrix} \quad (76)$$

Donde $[\sigma]$ es el tensor de esfuerzos, $[\varepsilon]$ es el tensor de deformación y $[C]$ es la matriz de módulos elásticos, ésta es un tensor de cuarto grado por lo cual involucra 81 componentes; pero debido a las razones de simetría expuesta en los tensores de esfuerzo y deformación; éstas componentes de la matriz de módulos elásticos se reducen a 36 constantes independientes.

$$\begin{bmatrix} \sigma_x \\ \sigma_y \\ \sigma_z \\ \tau_{xy} \\ \tau_{yz} \\ \tau_{zx} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & C_{13} & C_{14} & C_{15} & C_{16} \\ C_{21} & C_{22} & C_{23} & C_{24} & C_{25} & C_{26} \\ C_{31} & C_{32} & C_{33} & C_{34} & C_{35} & C_{36} \\ C_{41} & C_{42} & C_{43} & C_{44} & C_{45} & C_{46} \\ C_{51} & C_{52} & C_{53} & C_{54} & C_{55} & C_{56} \\ C_{61} & C_{62} & C_{63} & C_{64} & C_{65} & C_{66} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon_x \\ \varepsilon_y \\ \varepsilon_z \\ \gamma_{xy} \\ \gamma_{yz} \\ \gamma_{zx} \end{bmatrix} \quad (77)$$

2.3.1 Materiales elásticos isotrópicos

Un cuerpo será elásticamente isotrópico cuando la medida de sus propiedades elásticas sea idéntica en todas las direcciones, esto implica que el tensor elástico debe ser invariante a cualquier rotación del sólido, además que los ejes principales del esfuerzo y la deformación coincidan.

La ley de Hooke para un material orientado en los ejes principales (por consiguiente las componentes de la deformaciones de corte son iguales a cero) permite desarrollar las siguientes expresiones.

$$\sigma_1 = C_{11}\varepsilon_1 + C_{12}\varepsilon_2 + C_{13}\varepsilon_3 \quad (78)$$

$$\sigma_2 = C_{21}\varepsilon_1 + C_{22}\varepsilon_2 + C_{23}\varepsilon_3 \quad (79)$$

$$\sigma_3 = C_{31}\varepsilon_1 + C_{32}\varepsilon_2 + C_{33}\varepsilon_3 \quad (80)$$

Para un material isotrópico se tiene que las relaciones entre esfuerzo y deformación son:

$$\sigma_1 = (\lambda + 2G)\varepsilon_1 + \lambda\varepsilon_2 + \lambda\varepsilon_3 \quad (81)$$

$$\sigma_2 = \lambda\varepsilon_1 + (\lambda + 2G)\varepsilon_2 + \lambda\varepsilon_3 \quad (82)$$

$$\sigma_3 = \lambda\varepsilon_1 + \lambda\varepsilon_2 + (\lambda + 2G)\varepsilon_3 \quad (83)$$

Por lo tanto matemáticamente se demuestra que para la elasticidad lineal e isotrópica, el número de constantes se reduce sólo a dos constantes G y λ , conocidas como las constantes de Lamé. Como se verá más adelante éstas se pueden relacionar o cambiar por otras; como son el módulo de Young, la relación de Poisson, el módulo de corte, o una combinación de éstas.

Como se ha expresado, los esfuerzos normales generan solamente deformaciones normales, es decir son responsables de los cambios de volumen. Mientras los esfuerzos de corte generan solamente deformaciones de corte, es decir son responsables de los cambios en la forma y distorsiones en el material.

Generalizando para cualquier dirección, las relaciones esfuerzo-deformación quedan de la siguiente forma:

$$\sigma_x = (\lambda + 2G)\varepsilon_x + \lambda\varepsilon_y + \lambda\varepsilon_z = \lambda\varepsilon_v + 2G\varepsilon_x \quad (84)$$

$$\sigma_y = \lambda\varepsilon_x + (\lambda + 2G)\varepsilon_y + \lambda\varepsilon_z = \lambda\varepsilon_v + 2G\varepsilon_y \quad (85)$$

$$\sigma_z = \lambda \varepsilon_x + \lambda \varepsilon_y + (\lambda + 2G) \varepsilon_z = \lambda \varepsilon_v + 2G \varepsilon_z \quad (86)$$

$$\tau_{xy} = 2G \Gamma_{xy} = G \gamma_{xy} \quad (87)$$

$$\tau_{zx} = 2G \Gamma_{zx} = G \gamma_{zx} \quad (88)$$

$$\tau_{yz} = 2G \Gamma_{yz} = G \gamma_{yz} \quad (89)$$

2.3.2 Módulos elásticos

2.3.2.1 Módulo de Young (E). Es una medida de la rigidez del material y está definido como la relación de esfuerzo a deformación bajo un estado de carga uniaxial (Ver Figura 51). En este caso los esfuerzos $\sigma_2 = \sigma_3 = 0$ y solamente σ_1 es diferente de cero, luego se tiene:

$$\sigma_1 = \lambda \varepsilon_v + 2G \varepsilon_1 \quad (90)$$

$$0 = \lambda \varepsilon_v + 2G \varepsilon_2 \quad (91)$$

$$0 = \lambda \varepsilon_v + 2G \varepsilon_3 \quad (92)$$

Donde λ y G son llamadas constantes de Lamé.

Luego sigue que:

$$\varepsilon_2 = \varepsilon_3 = -\frac{\lambda}{2(\lambda + G)} \varepsilon_1 \quad (93)$$

y

$$E = \frac{\sigma_1}{\varepsilon_1} = \frac{G(3\lambda + 2G)}{\lambda + G} \quad (94)$$

2.3.2.2 Relación de Poisson (ν). Este parámetro representa la capacidad del material para transferir su deformabilidad perpendicular a la carga, en otras palabras

la medida de la expansión lateral contra la contracción longitudinal, Maury, 1982 (Ver Figura 51). De la ecuación 93 se tiene que:

$$\frac{\varepsilon_2}{\varepsilon_1} = \frac{\varepsilon_3}{\varepsilon_1} = -\frac{\lambda}{2(\lambda + G)} \quad (95)$$

Donde ν está definido por:

$$\nu = \frac{\lambda}{2(\lambda + G)} \quad (96)$$

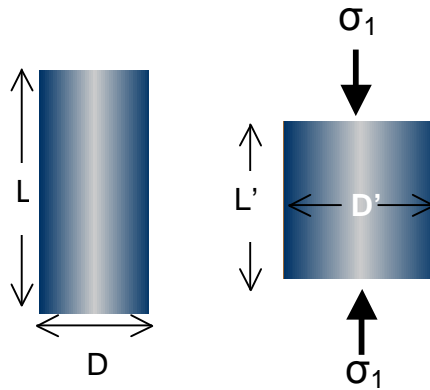


Figura 51. Material sometido a carga uniaxial.

2.3.2.3 Módulo volumétrico (K). Este resulta de aplicar una carga hidrostática (estado donde los tres esfuerzos normales son iguales $\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3 = P$ a una muestra y medir su deformación volumétrica, representa la resistencia opuesta por el material a la compresión hidrostática aplicada.

Sumando las ecuaciones 81 a 83 y simplificando se obtiene:

$$3P = (3\lambda + 2G)\varepsilon_v \quad (97)$$

Luego el módulo volumétrico queda expresado como:

$$K = \frac{P}{\varepsilon_v} = \lambda + \frac{2}{3}G \quad (98)$$

El módulo volumétrico K, en términos de los parámetros ya definidos E y ν está dado por:

$$K = \frac{E}{3(1-2\nu)} \quad (99)$$

El Módulo Volumétrico es el recíproco de la compresibilidad de la matriz:

$$K = \frac{1}{c_s} \quad (100)$$

2.3.2.4 Módulo de corte (G). Si se considera una trayectoria de carga tal que $\sigma_x = -\sigma_y$, se tiene un estado conocido como cizalladura pura; el módulo resultante de una prueba bajo este estado de esfuerzos se denomina módulo de corte o de rigidez.

Las ecuaciones 84 a 89 pueden ser resueltas para deformaciones en términos de esfuerzos, y el resultado es usando las ecuaciones 94 y 96:

$$E\gamma_{xy} = 2E\Gamma_{xy} = 2(1+\nu)\tau_{xy} \quad (101)$$

$$E\gamma_{yz} = 2E\Gamma_{yz} = 2(1+\nu)\tau_{yz} \quad (102)$$

$$E\gamma_{zx} = 2E\Gamma_{zx} = 2(1+\nu)\tau_{zx} \quad (103)$$

De las ecuaciones 90 a 92 y las ecuaciones 100 a 103 se tiene que:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (104)$$

Los parámetros elásticos K , E , λ y G presentan unidades de presión; pascales (Pa), Psi, atm.

Para la teoría elástica lineal se necesita sólo conocer dos parámetros para describir de manera completa el medio; los otros parámetros elásticos pueden ser conocidos por medio de relaciones como las presentadas en la Tabla 3.

Hay ciertas restricciones impuestas en ν por las anteriores formulas. De la ecuación 99 se tiene que $\nu < 1/2$ y de la ecuación 104 $\nu > -1$.

Tabla 3. Relaciones entre las Constantes Elásticas. Adaptado de Fjaer, 1982.

$E = 3K(1 - 2\nu)$	$K = \frac{1 + \nu}{3\nu} \lambda$	$\frac{\lambda}{\lambda + G} = 2\nu$
$E = 2G(1 + \nu)$	$K = \frac{2}{3} G \frac{1 + \nu}{1 - 2\nu}$	$\frac{G}{\lambda + G} = 1 - 2\nu$
$E = \frac{9KG}{3K + G}$	$K = \lambda + \frac{2}{3} G$	$\frac{\lambda + 2G}{\lambda + G} = 2(1 - \nu)$
$E = \frac{3\lambda + 2G}{\lambda + G} G$	$\nu = \frac{3K - 2G}{2(3K + G)}$	$\frac{3\lambda + 2G}{\lambda + G} = 2(1 + \nu)$
$E = \frac{\lambda}{\nu} (1 + \nu)(1 - 2\nu)$	$\frac{\lambda}{G} = \frac{2\nu}{1 - 2\nu}$	$\frac{3\lambda + 4G}{\lambda + G} = 2(2 - \nu)$

Para rocas, la relación de Poisson típicamente está entre 0.15 y 0.25. Para rocas porosas frágiles ν puede aproximarse a cero, e inclusive ser negativa. Para fluidos, la rigidez G es despreciable, lo cual implica según la ecuación 96 que ν tiende a $1/2$. Para arenas no consolidadas, ν esta cercano a $1/2$.

2.4 ESFUERZOS ALREDEDOR DEL POZO

La remoción de roca durante la perforación del pozo causa una perturbación en el estado inicial o in situ de esfuerzos; debido a que el fluido de perforación el cual reemplaza la roca, queda enfrentado a altos esfuerzos in situ y no puede satisfacerlos

a todos al tiempo. Ésta perturbación produce una redistribución de esfuerzos en o cerca de la pared del pozo. Con el propósito de determinar dicha redistribución se han planteado teorías tales como la elástica, poroelástica, entre otras.

2.4.1 Esfuerzos in situ

Las formaciones de roca en el subsuelo se encuentran bajo la acción de esfuerzos compresivos y/o tensiles. Estos esfuerzos se denominan esfuerzos in situ y generalmente pueden ser descompuestos en tres componentes σ_v , σ_H , y σ_h ; llamados esfuerzo vertical, horizontal máximo y horizontal mínimo; respectivamente.

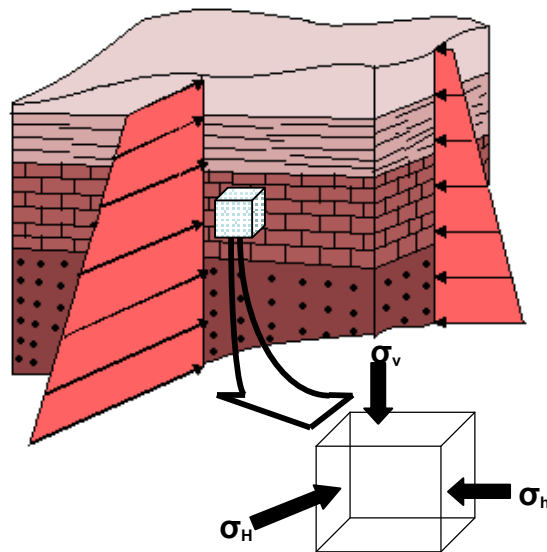


Figura 52. Formación rocosa sometida a esfuerzos in situ.

Anderson, 1951, a partir de las magnitudes relativas entre los esfuerzos in situ describió los posibles regímenes de esfuerzos in situ que pueden encontrarse en una formación en el subsuelo:

Régimen Extensional o de Falla Normal; el cual se caracteriza por que las magnitudes de los esfuerzos in situ presentan la siguiente configuración $\sigma_v > \sigma_h >$

σ_h , este régimen es el más conocido y encontrado por lo general en las cuencas denominadas pasivas.

Régimen Inverso o compresivo; este se caracteriza cuando las magnitudes de los esfuerzos presentan la configuración $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$. Existen poco casos donde se presenta este régimen de esfuerzos.

Régimen de Rumbo o Strike-Slip; presenta una configuración de esfuerzos dada por $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$. Este régimen es el encontrado en el Piedemonte Llanero colombiano.

Dentro del régimen de esfuerzos anterior existe el régimen in situ llamado tectónico, y se presenta cuando $\sigma_h/\sigma_H = 0.43$, Last y Charlez, 1997; un complemento de esta denominación es que el régimen tectónico se presenta si $\sigma_h/\sigma_H = 0.65$ y $\sigma_h/\sigma_H = 1.4$, Charlez, 1999; este es el caso presentado en el Piedemonte Colombiano.

2.4.2 Transformación de esfuerzos in situ

En la Figura 53 se presenta un esquema de un hueco inclinado considerado para la solución del problema. El sistema de coordenadas x' , y' , z' coincide con la dirección de los esfuerzos in situ S'_z (ó σ_v), S'_x (ó σ_H) y S'_y (ó σ_h). La presión de poro virgen se define como p_p .

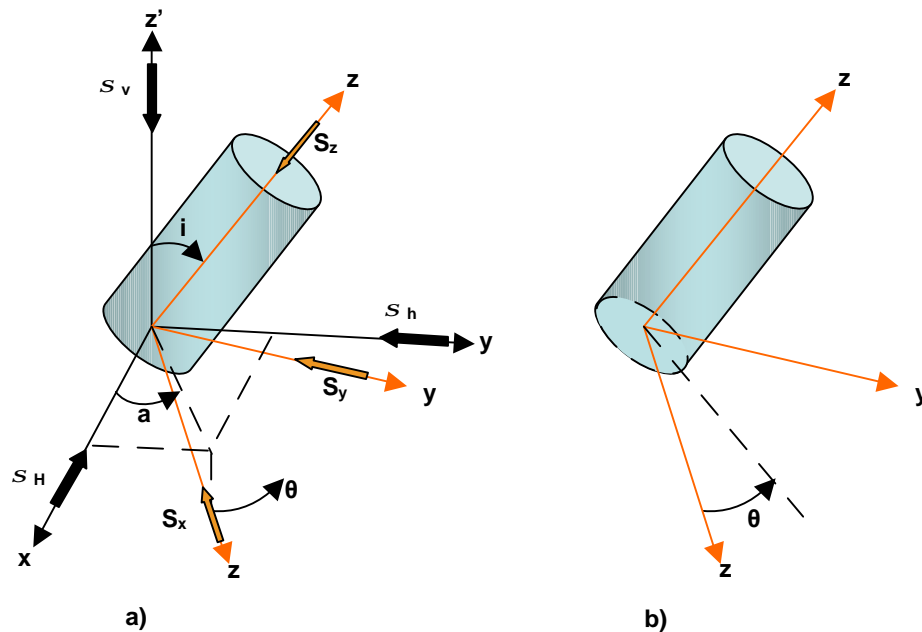


Figura 53. Sistema de transformación.

Los esfuerzos in situ en la vecindad del hueco son descritos convenientemente en un sistema de coordenadas (x, y, z) donde el eje z es paralelo al eje del pozo. Se requiere por lo tanto una transformación (a un sistema local de coordenadas) de (x', y', z') a (x, y, z) la cual puede ser obtenida en dos operaciones: primero por una rotación de un ángulo de azimut (a) alrededor del eje z' , luego por una rotación i (inclinación) alrededor del eje y' . La convención de esfuerzos utilizada es: esfuerzo positivo denota compresión y esfuerzo negativo denota tensión. La transformación mencionada de los esfuerzos in situ en un sistema coordenado alineado ($z = z'$) con el pozo se realiza con las siguientes expresiones:

$$\begin{Bmatrix} S_x \\ S_y \\ S_z \\ S_{xy} \\ S_{yz} \\ S_{xz} \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} l_{xx}^2 & l_{xy}^2 & l_{xz}^2 \\ l_{yx}^2 & l_{yy}^2 & l_{yz}^2 \\ l_{zx}^2 & l_{zy}^2 & l_{zz}^2 \\ l_{xx}'l_{yx}' & l_{xy}'l_{yy}' & l_{xz}'l_{yz}' \\ l_{yx}'l_{zx}' & l_{yy}'l_{zy}' & l_{yz}'l_{zz}' \\ l_{zx}'l_{xx}' & l_{zy}'l_{xy}' & l_{zz}'l_{xz}' \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \sigma_H \\ \sigma_h \\ \sigma_v \end{Bmatrix} \quad (105)$$

$$\begin{bmatrix} l_{xx}' & l_{xy}' & l_{xz}' \\ l_{yx}' & l_{yy}' & l_{yz}' \\ l_{zx}' & l_{zy}' & l_{zz}' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos a \cos i & \sin a \cos i & -\sin i \\ -\sin a & \cos a & 0 \\ \cos a \sin i & \sin a \sin i & \cos i \end{bmatrix} \quad (106)$$

σ_v , σ_H y σ_h son los esfuerzos en el sistemas de eje normal o para el caso, los correspondientes esfuerzos in situ.

En seguida se presentan las expresiones anteriores de manera explícita la cual permite el cálculo de las seis componentes de esfuerzos in situ $S_x, S_y, S_z, S_{xy}, S_{yz}$ y S_{zx} en el nuevo sistema coordenado.

$$S_x = l_{xx}^2 \cdot \sigma_H + l_{xy}^2 \cdot \sigma_h + l_{xz}^2 \cdot \sigma_v \quad (107)$$

$$S_y = l_{yx}^2 \cdot \sigma_H + l_{yy}^2 \cdot \sigma_h + l_{yz}^2 \cdot \sigma_v \quad (108)$$

$$S_z = l_{zx}^2 \cdot \sigma_H + l_{zy}^2 \cdot \sigma_h + l_{zz}^2 \cdot \sigma_v \quad (109)$$

$$S_{xy} = l_{xx}' l_{yx}' \sigma_H + l_{xy}' l_{yy}' \sigma_h + l_{xz}' l_{yz}' \sigma_v \quad (110)$$

$$S_{yz} = l_{yx}' l_{zx}' \sigma_H + l_{yy}' l_{zy}' \sigma_h + l_{yz}' l_{zz}' \sigma_v \quad (111)$$

$$S_{zx} = l_{zx}' l_{xx}' \sigma_H + l_{zy}' l_{xy}' \sigma_h + l_{zz}' l_{xz}' \sigma_v \quad (112)$$

2.4.3 Esfuerzos y deformaciones en coordenadas cilíndricas

Para examinar los esfuerzos en rocas alrededor de un hueco, es conveniente expresar los esfuerzos y deformaciones en coordenadas cilíndricas (r, θ, z) , denotados entonces luego como $\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z, \sigma_{r\theta}, \sigma_{rz}, \sigma_{\theta z}$ y $\varepsilon_r, \varepsilon_\theta, \varepsilon_z, \Gamma_{r\theta}, \Gamma_{rz}$,

$\Gamma_{\theta z}$. Los esfuerzos alrededor de la cara del pozo en coordenadas cilíndricas como se muestran en las Figuras 54, 55 y 56 están expresados en función de los esfuerzos en coordenadas cartesianas de la siguiente forma, Fjaer, 1982:

$$\sigma_r = \sigma_x \cos^2 \theta + \sigma_y \sin^2 \theta + 2\tau_{xy} \sin \theta \cos \theta \quad (113)$$

$$\sigma_\theta = \sigma_x \sin^2 \theta + \sigma_y \cos^2 \theta - 2\tau_{xy} \sin \theta \cos \theta \quad (114)$$

$$\sigma_z = \sigma_z \quad (115)$$

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

$$\tau_{rz} = \tau_{xy} \cos \theta + \tau_{yz} \sin \theta \quad (117)$$

$$\tau_{\theta z} = \tau_{yz} \cos \theta - \tau_{xz} \sin \theta \quad (118)$$

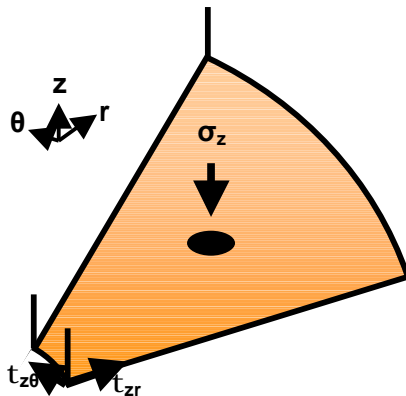


Figura 54. Esfuerzos actuando en un plano perpendicular al eje z, en coordenadas cilíndricas.

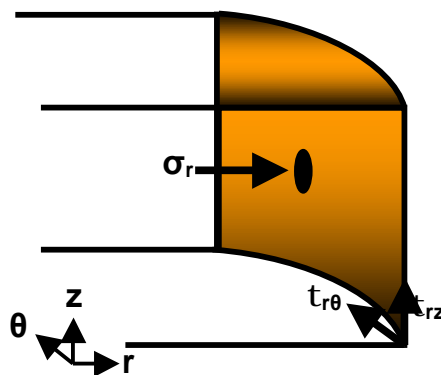


Figura 55. Esfuerzos actuando en un plano perpendicular al eje r, en coordenadas cilíndricas.

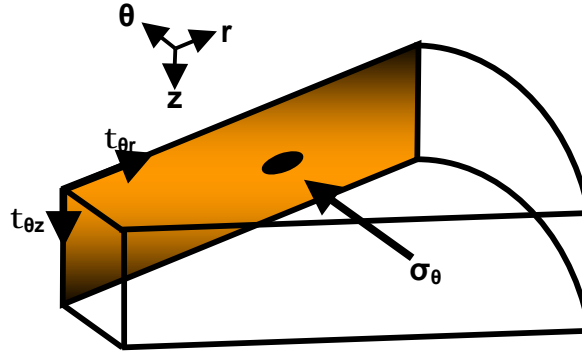


Figura 56. Esfuerzos actuando en un plano perpendicular al eje θ , en coordenadas cilíndricas.

Las deformaciones longitudinales ε_r , ε_θ , ε_z y las de cizalla $\Gamma_{r\theta}$, Γ_{rz} , $\Gamma_{r\theta}$ en coordenadas cilíndricas quedan en función de las deformaciones en coordenadas cartesianas de la siguiente forma:

$$\varepsilon_r = \varepsilon_x \cos^2 \theta + \varepsilon_y \sin^2 \theta + 2\Gamma_{xy} \sin \theta \cos \theta \quad (119)$$

$$\varepsilon_\theta = \varepsilon_x \sin^2 \theta + \varepsilon_y \cos^2 \theta - 2\Gamma_{xy} \sin \theta \cos \theta \quad (120)$$

$$\varepsilon_z = \varepsilon_z \quad (121)$$

$$\Gamma_{r\theta} = (\varepsilon_y - \varepsilon_x) \sin \theta \cos \theta + \Gamma_{xy} (\cos^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (122)$$

$$\Gamma_{rz} = \Gamma_{xy} \cos \theta + \Gamma_{yz} \sin \theta \quad (123)$$

$$\Gamma_{\theta z} = \Gamma_{yz} \cos \theta - \Gamma_{xz} \sin \theta \quad (124)$$

Las ecuaciones de equilibrio de esfuerzos en coordenadas cartesianas (ecuaciones 49 a 51), en coordenadas cilíndricas son:

$$\frac{\partial \sigma_r}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \tau_{\theta r}}{\partial \theta} + \frac{\partial \tau_{zr}}{\partial z} + \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} + \rho g_r = 0 \quad (125)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial \sigma_{\theta}}{\partial \theta} + \frac{\partial \tau_{r\theta}}{\partial r} + \frac{\partial \tau_{z\theta}}{\partial z} + \frac{2\tau_{r\theta}}{r} + \rho g_{\theta} = 0 \quad (126)$$

$$\frac{\partial \sigma_z}{\partial z} + \frac{\partial \tau_{rz}}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \tau_{\theta z}}{\partial \theta} + \frac{\tau_{rz}}{r} + \rho g_z = 0 \quad (127)$$

Donde g_r , g_{θ} y g_z son las componentes de la fuerza de cuerpo en las direcciones r , θ y z respectivamente.

Las deformaciones en función de los desplazamientos en la dirección r denotado por u , en la dirección θ , v y en la dirección z , w están expresadas por:

$$\varepsilon_r = \frac{\partial u}{\partial r} \quad (128)$$

$$\varepsilon_{\theta} = \frac{1}{r} \left(u + \frac{\partial v}{\partial \theta} \right) \quad (129)$$

$$\varepsilon_z = \frac{\partial w}{\partial z} \quad (130)$$

$$\Gamma_{r\theta} = \frac{1}{2r} \left(\frac{\partial u}{\partial \theta} - v \right) + \frac{1}{2} \frac{\partial v}{\partial r} \quad (131)$$

$$\Gamma_{rz} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial w}{\partial r} + \frac{\partial u}{\partial z} \right) \quad (132)$$

$$\Gamma_{\theta z} = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial w}{\partial \theta} + \frac{\partial v}{\partial z} \right) \quad (133)$$

Para un material isotrópico, las relaciones esfuerzos-deformación en coordenadas cilíndricas son:

$$\sigma_r = (\lambda + 2G) \varepsilon_r + \lambda \varepsilon_{\theta} + \lambda \varepsilon_z \quad (134)$$

$$\sigma_{\theta} = \lambda \varepsilon_r + (\lambda + 2G) \varepsilon_{\theta} + \lambda \varepsilon_z \quad (135)$$

$$\sigma_z = \lambda \varepsilon_r + \lambda \varepsilon_\theta + (\lambda + 2G) \varepsilon_z \quad (136)$$

$$\tau_{r\theta} = 2G \Gamma_{r\theta} \quad (137)$$

$$\tau_{rz} = 2G \Gamma_{rz} \quad (138)$$

$$\tau_{\theta z} = 2G \Gamma_{\theta z} \quad (139)$$

2.5 POROELASTICIDAD

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

2.5.1 Suspensión partículas sólidas en un fluido

Este es un medio poroso muy simple, en donde la parte sólida y fluida son deformadas independientemente la una de la otra. Si se coloca esta mezcla en un contenedor, la deformación volumétrica debido a una presión externa σ_p es, Fjaer, 1982:

$$\varepsilon_v = \frac{\sigma_p}{K_{eff}} \quad (140)$$

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

$$\varepsilon_v = \frac{V_s \varepsilon_{v,s}}{V_t} + \frac{V_f \varepsilon_{v,f}}{V_t} \quad (141)$$

Definiendo la porosidad como:

$$\phi = \frac{V_f}{V_{tot}} \quad (142)$$

y teniendo en cuenta que:

$$V_{tot} = V_f + V_s \quad (143)$$

Entonces el volumen relativo ocupado por el sólido es:

$$\frac{V_s}{V_{tot}} = 1 - \phi \quad (144)$$

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

$$K_s = \frac{\sigma_p}{\varepsilon_{v,s}} \quad (145)$$

$$K_f = \frac{\sigma_p}{\varepsilon_{v,f}} \quad (146)$$

Por lo tanto la ecuación 141 puede ser escrita como:

$$\varepsilon_v = \frac{(1-\phi)\sigma_p}{K_s} + \frac{\phi\sigma_p}{k_f} \quad (147)$$

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

$$\frac{1}{K_{eff}} = \frac{1-\phi}{K_s} + \frac{\phi}{K_f} \quad (148)$$

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

2.5.2 Teoría poroelástica de Biot

Considerar un medio isotrópico, poroso y permeable que consiste de dos componentes: parte sólida y fluida; donde el tensor de esfuerzos representa los esfuerzos externos totales en un elemento de volumen adjunto al armazón sólido, Fjaer, 1982. El elemento de volumen balancea este esfuerzo parcialmente por los esfuerzos en el armazón sólido, y parcialmente por la presión hidrostática en el fluido (presión de poro, p_p). Para un elemento de volumen adjunto al sólido, las deformaciones están dadas como las derivadas de los componentes de \vec{u}_s :

$$\varepsilon_v = \vec{\nabla} \cdot \vec{u}_s \quad (149)$$

Y para la deformación volumétrica de la parte fluida sería:

$$\zeta = \phi \cdot \vec{\nabla} \cdot \left(\vec{u}_s - \vec{u}_f \right) \quad (150)$$

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

$$\sigma_x = \lambda \varepsilon_v + 2G \varepsilon_x - C \zeta \quad (151)$$

$$\sigma_y = \lambda \varepsilon_v + 2G \varepsilon_y - C \zeta \quad (152)$$

$$\sigma_z = \lambda \varepsilon_v + 2G \varepsilon_z - C \zeta \quad (153)$$

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

$$\tau_{xz} = 2G \Gamma_{xz} \quad (155)$$

$$\tau_{xy} = 2G \Gamma_{xy} \quad (156)$$

$$p_p = C\varepsilon_v - M\zeta \quad (157)$$

En las anteriores ecuaciones C juega el papel de acoplar las deformaciones del sólido y del fluido, mientras M caracteriza las propiedades elásticas del fluido de poro. Sumando las ecuaciones 151, 152 y 153 se tiene:

$$\bar{\sigma} = K\varepsilon_v - C\zeta \quad (158)$$

Donde,

$$K = \lambda + 2G/3 \quad (159)$$

K es el modulo de Bulk de la roca porosa en una condición no drenada; es decir, en una condición donde el fluido de poro no se le permite escapar. Ahora, es necesario relacionar los módulos elásticos K, C, M, con los módulos constituyentes de la roca. Esto se logra a través de la realización de pruebas drenada y no drenada.

§ Prueba drenada. La prueba es realizada a través de la confinación de un medio poroso dentro de una chaqueta impermeable y sujeta a una presión hidrostática externa σ_p , donde el fluido de poro puede escapar durante la carga, así que p_p es mantenida constante y el esfuerzo es completamente soportado por el armazón sólido (Figura 57). De las ecuaciones 158 y 159 se obtiene:

$$\frac{\sigma_p}{\varepsilon_v} = K - \frac{C^2}{M} \equiv K_{fr} \quad (160)$$

§ Prueba no drenada. En esta prueba la presión hidrostática en la muestra es balanceada por la presión en los poros, es decir, $\sigma_p = p_p$, como se muestra en la Figura 57. De tal forma que:

$$\frac{\sigma_p}{\varepsilon_v} = \frac{K_{fr}}{1-C/M} \quad (161)$$

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

$$\sigma_p = K_s \cdot \varepsilon_v \quad (162)$$

Así:

$$K_s = \frac{K_{fr}}{1-C/M} \quad (163)$$

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

$$K = K_{fr} + \frac{K_f}{\phi} \cdot \frac{(1-K_{fr}/K_s)^2}{1 + \frac{K_f}{\phi K_s} \left(1 - \phi - \frac{K_{fr}}{K_s}\right)} \quad (164)$$

$$C = \frac{K_f}{\phi} \cdot \frac{1-K_{fr}/K_s}{1 + \frac{K_f}{\phi K_s} \left(1 - \phi - \frac{K_{fr}}{K_s}\right)} \quad (165)$$

$$M = \frac{CK_s}{K_s - K_{fr}} \quad (166)$$

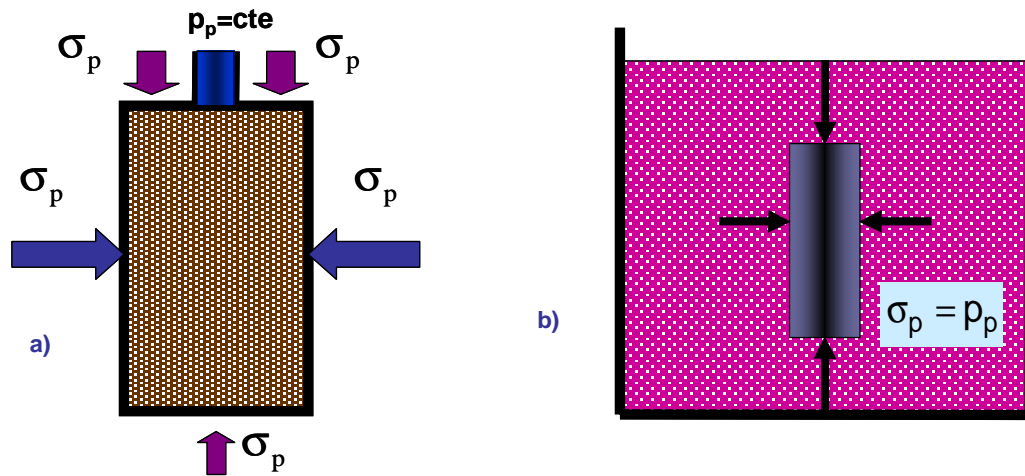


Figura 57. a) Prueba enchaquetada. b) Prueba sin enchaquetar. Modificado de Fjaer, 1982.

2.5.3 Constante Poroelástica de Biot

Esta constante está dada en términos de C y M los cuales son los módulos elásticos requeridos para describir un medio de dos fases; donde C juega el rol de tener en cuenta la deformación del sólido y del fluido, mientras M caracteriza las propiedades elásticas del fluido de poro, Fjaer, 1982.

$$\alpha = \frac{C}{M} = 1 - \frac{C_s}{C_{bc}} \quad (167)$$

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

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

2.5.4 Esfuerzo Efectivo

El concepto de esfuerzo efectivo fue introducido para rocas saturadas por Terzaghi, 1923, en trabajos de campo experimentales, donde estableció que, Fjaer, 1982:

§ Si los esfuerzos hidrostáticos externos $\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3$ y la presión de poro son incrementados en la misma cantidad hay un cambio despreciable en el volumen del material.

§ En la falla de corte no hay un incremento en la resistencia de corte si tanto el esfuerzo normal σ_N y la presión de poro p_p son incrementados en la misma cantidad.

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

La compresión de la muestra y la presión de poro pueden ser calculadas haciendo $\zeta = 0$ en las ecuaciones 157 y 158; es decir, no habrá ningún desplazamiento relativo entre el fluido de poro y el sólido durante la prueba.

Despejando K en la ecuación 160 se tiene:

$$K = K_{fr} + \frac{C^2}{M} \quad (168)$$

Y utilizando la ecuación (157) se tendría:

$$K = K_{fr} + \left(\frac{C}{M}\right) (p_p / \varepsilon_v) \quad (169)$$

Al introducir esta expresión para K dentro de la ecuación 158, se tiene:

$$K = \frac{\sigma_p}{\varepsilon_v} = K_{fr} + \left(\frac{C}{M}\right)(p_p/\varepsilon_v) \quad (170)$$

Reorganizando:

$$K_{fr} = \frac{\left(\sigma_p - \frac{C}{M}P_o\right)}{\varepsilon_v} \quad (171)$$

Finalmente la ecuación (171) muestra que si se usa el esfuerzo efectivo σ'_p , definido como:

$$\sigma'_p = \sigma_p - \alpha p_p \quad (172)$$

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

$$\alpha = \frac{C}{M} = 1 - \frac{K_{fr}}{K_s} \quad (173)$$

2.5.5 Tensor de esfuerzos efectivos

El comportamiento mecánico de la roca no está gobernado por el esfuerzo total, sino por el esfuerzo efectivo, Fjaer, 1982:

$$\sigma' = \sigma - \alpha p_p \quad (174)$$

En forma tensorial:

$$\begin{pmatrix} \sigma'_x & \tau'_{xy} & \tau'_{xz} \\ \tau'_{yx} & \sigma'_y & \tau'_{yz} \\ \tau'_{zx} & \tau'_{zy} & \sigma'_z \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{pmatrix} - \alpha \begin{pmatrix} p_p & 0 & 0 \\ 0 & p_p & 0 \\ 0 & 0 & p_p \end{pmatrix} \quad (175)$$

Como p_p es un escalar (igual en todas las direcciones) solo afectará el esfuerzo total. Al introducir el concepto de la presión de poro en el círculo de Mohr; se verá la representación del esfuerzo efectivo y del esfuerzo total (Ver Figura 58).

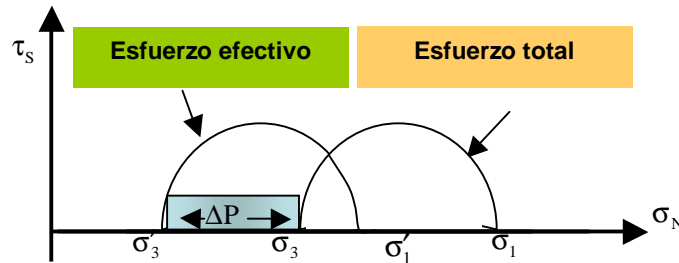


Figura 58. Representación del esfuerzo efectivo y del esfuerzo total. Modificado de Osorio, 2003.

2.6 CRITERIOS DE FALLA

Los criterios de falla son relaciones entre los valores de los esfuerzos principales efectivos en el momento particular de la falla; es decir son condicionantes obtenidos de pruebas de laboratorio que indican bajo que condiciones fallará el material.

También son definidos por varios autores como una expresión que relaciona la resistencia (compresiva o tensil) de un material con algunos otros parámetros; y estado de esfuerzos en el momento particular en que se produce la falla. Por lo tanto, los criterios de falla permiten analizar las condiciones en las que se puede presentar la inestabilidad. Son expresiones definidas en términos de los esfuerzos principales y siempre trabajan con esfuerzos efectivos.

Los criterios de falla para estudios de inestabilidad de pozo se pueden clasificar como criterios de falla por compresión (o de falla de corte) y criterio de falla por tensión o tensil. Otros criterio son el de colapso de poro, el criterio de reactivación de falla que es muy usado en el modelamiento de yacimientos naturalmente fracturados.

2.6.1 Criterio de Falla de Mohr – Coulomb (CFMC)

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

El criterio de Coulomb que fue introducido por Coulomb en 1773 y luego retomado por Mohr en 1900 en su forma elemental está representado por la ecuación 176, Jaeger y Cook, 1979, y basa su hipótesis en que la cedencia y/o falla debe ocurrir cuando el esfuerzo de corte exceda la suma de la resistencia cohesiva del material (S_o) y la resistencia friccional de los planos de deslizamiento:

$$\tau_s = S_o + \mu\sigma_N \quad (176)$$

Donde τ_s es el esfuerzo de corte, σ_N es el esfuerzo normal, S_o es la cohesión del material y μ es el coeficiente de fricción. Para rocas no consolidadas o poco cementadas $S_o = 0$, y en este caso la envolvente pasa por el origen del plano $\tau_s - \sigma_N$.

Esta fórmula planteada tuvo su origen en las observaciones de Amonton cuando sometía las muestras de rocas a compresión, y las fallas, que por lo general éstas presentaban, eran análogas a la situación donde un bloque está en estado de movimiento inminente en un plano inclinado, a partir de esto define el coeficiente de

fricción μ , entre el bloque y el plano, y lo relacionó con el ángulo del mismo (φ), al cual llamó ángulo de fricción. (Ver Figura 59).

$$\tau_s = S_o + \sigma_N \tan(\varphi) \quad (177)$$

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

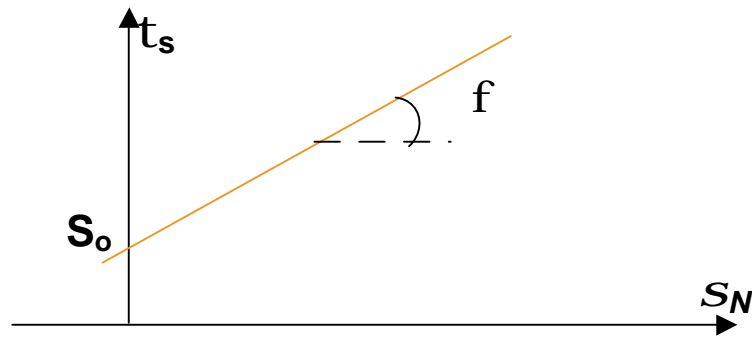


Figura 59. Criterio de Coulomb.

El criterio de Mohr-Coulomb no tiene en cuenta el esfuerzo principal intermedio debido que la falla ocurrirá en el momento en que el círculo toque la envoltente; y como se aprecia cualquier cambio del esfuerzo principal intermedio (σ_2) no modifica el círculo externo; en otras palabras bajo la hipótesis de Mohr-Coulomb sólo los esfuerzos principales máximo y mínimo (σ_1 y σ_3 respectivamente) intervendrán en el momento de la falla, debido a que un cambio en σ_1 o en σ_3 cambiará el círculo externo.

En el momento particular de la falla se interceptan la envoltente y el círculo de Mohr en un punto del plano $\tau_s - \sigma_N$ (Ver Figura 60). Se define β como el ángulo de falla. Rescribiendo luego las ecuaciones 35 y 42 en función de este ángulo:

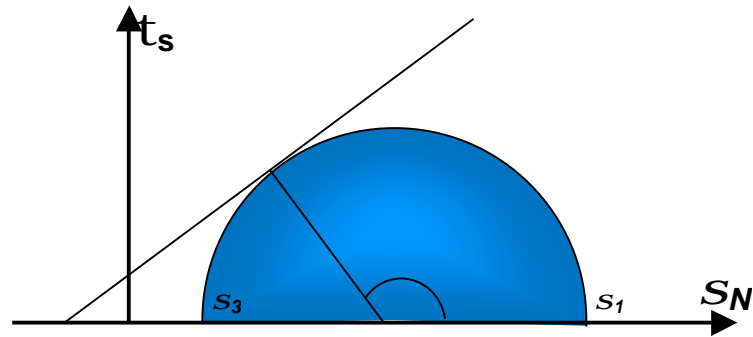


Figura 60. Criterio de Mohr-Coulomb en el plano de los esfuerzos de corte y normal.

$$|\tau| = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{sen}2\beta \quad (178)$$

$$\sigma = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{cos}2\beta \quad (179)$$

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

$$\varphi + \frac{\pi}{2} = 2\beta \quad (180)$$

Tal que:

$$\beta = \frac{\pi}{4} + \frac{\varphi}{2} \quad (181)$$

El ángulo de fricción interna, φ puede tomar valores en el rango de 0 a 90°, pero en la práctica el rango se centra aproximadamente en 30°; por otro lado el ángulo β varía entre 45° y 90°. Este ángulo representa la inclinación del plano de falla y está dado únicamente por el ángulo de fricción interna φ , de tal manera que la orientación del plano de falla es independiente del esfuerzo máximo. β se mide entre la orientación del esfuerzo máximo principal, σ_1 y el plano de falla, como se muestra en la Figura 61.

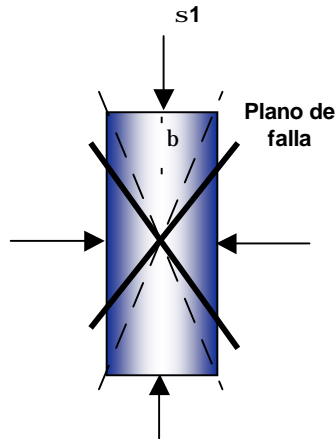


Figura 61. Inclinación máxima para el plano de falla, de acuerdo al criterio de Mohr-Coulomb.

En el punto de intersección del círculo de Mohr con la envolvente de falla (Ver Figura 60), los esfuerzos de cizalla y normal del círculo de Mohr se igualan a los del criterio de Coulomb, obteniéndose la ecuación (182).

$$\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{sen}2\beta = S_0 + \mu\left(\frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3)\right) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{cos}2\beta \quad (182)$$

Introduciendo los términos ya definidos β y μ :

$$\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{cos} \varphi = S_0 + \frac{1}{2} \tan \varphi (\sigma_1 + \sigma_3) - \frac{1}{2} \tan \varphi \text{sen} \varphi (\sigma_1 - \sigma_3) \quad (183)$$

Reorganizando la expresión anterior:

$$\sigma_1 = 2S_0 \frac{\text{cos} \varphi}{1 - \text{sen} \varphi} + \sigma_3 \frac{1 + \text{sen} \varphi}{1 - \text{sen} \varphi} \quad (184)$$

La expresión anterior representa una línea recta en el plano $\sigma_1 - \sigma_3$, como se muestra en la Figura 62. La pendiente $\tan(\alpha)$, no corresponde al ángulo de fricción pero se puede correlacionar con este.

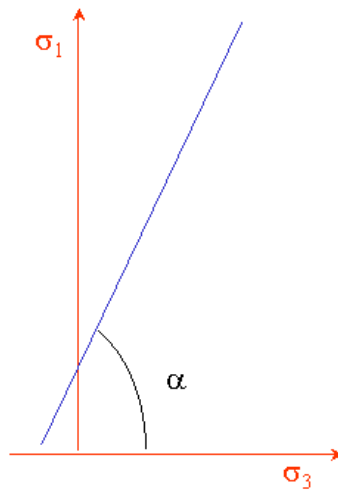


Figura 62. Criterio de Mohr-Coulomb en el plano $\sigma_1 - \sigma_3$.

$$\tan \alpha = \frac{1 + \text{sen} \phi}{1 - \text{sen} \phi} \quad (185)$$

ó

$$\text{sen} \phi = \frac{\tan \alpha - 1}{\tan \alpha + 1} \quad (186)$$

Si se hace $\sigma_3 = 0$ en la ecuación 184 se obtiene la resistencia compresiva Uniaxial (C_o), la cual se interpreta como el esfuerzo compresivo uniaxial más grande que puede ser aplicado al material sin que este falle:

$$C_o = 2S_o \frac{\text{Cos}(\phi)}{1 - \text{Sen}(\phi)} \quad (187)$$

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

Con lo anterior el criterio de Mohr-Coulomb puede ser rescrito en términos del ángulo de falla β , la cohesión S_o , y los esfuerzos principales máximo σ_1 y mínimo σ_3 .

$$\sigma_1 = S_0 \tan\beta + \sigma_3 \tan^2 \beta \quad (188)$$

Luego se puede definir la Resistencia Compresiva Uniaxial, C_o o UCS:

$$C_o = S_0 \tan\beta \quad (189)$$

El criterio de queda expresado finalmente:

$$\sigma_1 \geq C_o + \sigma_3 \tan^2 \beta \quad (190)$$

La falla ocurrirá cuando se cumpla la expresión anterior, es decir que el esfuerzo principal máximo σ_1 sea mayor que la suma de la resistencia compresiva uniaxial y el producto del esfuerzo principal mínimo σ_3 con la tangente del ángulo de falla al cuadrado.

2.6.2 Criterio de Falla de Drucker – Prager (CFDP)

El criterio de falla de Drucker–Prager, también se conoce como el criterio de falla Modificado de Von Mises. Este criterio de falla tiene en cuenta los tres esfuerzos principales a diferencia del criterio de falla de Mohr - Coulomb que sólo considerará los esfuerzos principal máximo y mínimo. Sin embargo pondera igual a los tres esfuerzos principales, es decir, le da tanta importancia al esfuerzo principal intermedio como a los otros dos. Este criterio considera que el esfuerzo intermedio influye no sólo en la forma en que falla la roca sino también en la magnitud de deformación de la roca.

La controversia de si el esfuerzo principal intermedio debe o no ser tenido en cuenta está todavía sin resolver. Diversos estudios han revelado que este esfuerzo causa un efecto de fortalecimiento de la roca, el cual ignora el criterio de Mohr-Coulomb, sin embargo no es tan importante como lo considera el criterio de Drucker- Prager.

Lo anterior conlleva que bajo condiciones específicas el Criterio de Mohr-Coulomb subestima la resistencia de la roca, mientras que el criterio de Drucker-Prager sobreestimaré dicho parámetro. Por lo cual las predicciones del criterio de Mohr-Coulomb son más conservativas.

El criterio de Drucker-Prager está expresado en términos del primer invariante de esfuerzo y del esfuerzo deviatórico de segundo orden, los cuales a su vez están definidos en términos de los esfuerzos principales.

$$J_2^{1/2} = A(I_1 - p) + D \quad (191)$$

Los invariantes I_1 y J_2 presentan una analogía con el esfuerzo promedio y un esfuerzo equivalente de corte. A y D son parámetros que dependen del material; se determinan de pruebas triaxiales. A y D pueden ser calculados a partir de los parámetros del criterio de Mohr-Coulomb (S_o y ϕ); gracias a que al graficar los criterios de Drucker-Prager y Mohr-Coulomb en espacio de los esfuerzos principales se presentan interceptos, como consecuencia de las superficies de falla de estos criterios; los cuales representan un cono concéntrico y un hexágono irregular respectivamente, como se visualiza en la Figura 63.

Sólo la siguiente expresión, la cual se obtiene de los ápices externos del hexágono de Mohr-Coulomb y el círculo del cono de Drucker-Prager se ajusta a los datos de laboratorio.

$$A = \frac{2\sqrt{2}\text{sen}\phi}{3 - \text{sen}\phi} \quad (192)$$

$$D = \frac{2\sqrt{2}S_o \cos\phi}{3 - \text{sen}\phi} \quad (193)$$

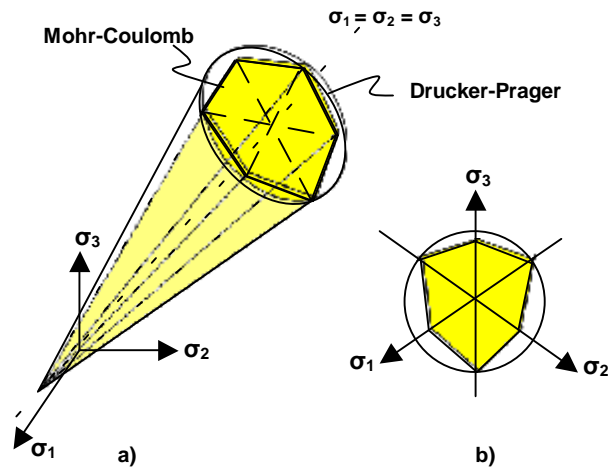


Figura 63. Criterios de Falla de Drucker-Prager y Mohr-Coulomb. a) En el espacio de los esfuerzos principales. b) en el plano π .

2.6.3 Criterio de Falla Tensil

Si el esfuerzo mínimo principal efectivo es menor que la resistencia tensil de la roca, se genera una falla por tensión.

$$\sigma_3 \leq |T_o| \quad (194)$$

En la Figura 64 se observa la representación del criterio de falla tensil en el círculo de Mohr, cuando el esfuerzo efectivo principal menor σ_3 disminuye, el círculo crece hacia la izquierda, y en un momento determinado toca la línea de tensión T_o , en este momento ocurre la falla por tensión.

Cuando la formación se encuentra sometida a esfuerzos de tensión, la orientación de la falla que se puede presentar dependerá de la dirección del esfuerzo mínimo principal efectivo. Las rocas bajo un estado tensil pueden presentar los siguientes modos de falla: falla de exfoliación (o spalling) y fracturamiento hidráulico (éstas pueden ser verticales u horizontales.).

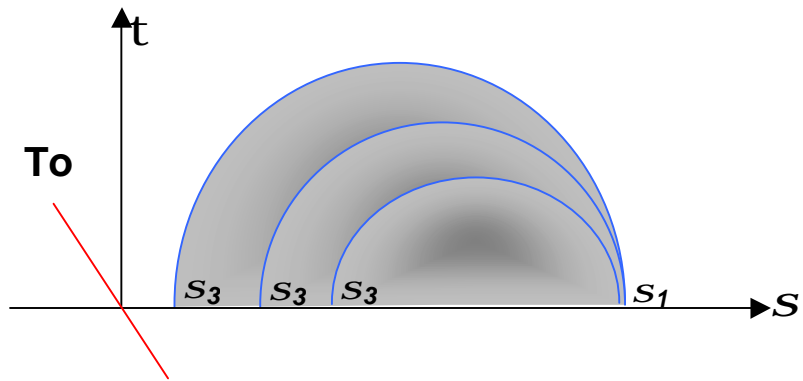


Figura 64. Representación del criterio de falla tensil en el círculo de Mohr.

3. MECANISMOS DE INESTABILIDAD DE POZO EN FORMACIONES NATURALMENTE FRACTURADAS

Los mecanismos más comunes de inestabilidad cuando se perfora una formación fracturada son la invasión del fluido de perforación, las caídas de presión inducidas en el pozo y la redistribución de los esfuerzos in-situ debido a la perforación; que se presentan detalladamente a continuación.

3.1 INVASIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Cuando se está perforando a través de una formación fracturada, el fluido de perforación que se encuentra a una presión mayor que la presión de poro de la formación, invade de manera casi inmediata las fracturas, generando alguno de los siguientes problemas:

§ Debilitamiento de la integridad estructural de la formación y consecuente formación de cavings debido a que la presión en las fracturas se iguala a la presión del lodo y por tanto éste no es capaz de sostener el pozo.

§ Desplazamiento lateral de la trayectoria del pozo cuando se perfora con insuficiente torta. La filtración incrementa la presión en las fracturas y por tanto disminuye el esfuerzo normal efectivo que actúa sobre ellas, pero no afecta el esfuerzo de cizalladura, el cual al mantenerse en su valor induce una falla a lo largo de la fractura que conlleva a un desplazamiento lateral de la trayectoria del pozo, Maury y Zurdo; 1991. Estos desplazamientos están en el orden de varios milímetros pero pueden alcanzar valores de hasta 1 cm y en un caso extremo hasta 7 cm y se visualizan en un registro UBI como una banda oscura horizontal, que en algunos casos es no continua, Schlumberger, 2002, como se muestra en la Figura 65. La Figura 66 muestra la forma de la sección transversal de un pozo en particular cuando ha habido movimiento a lo largo del rumbo y del buzamiento.

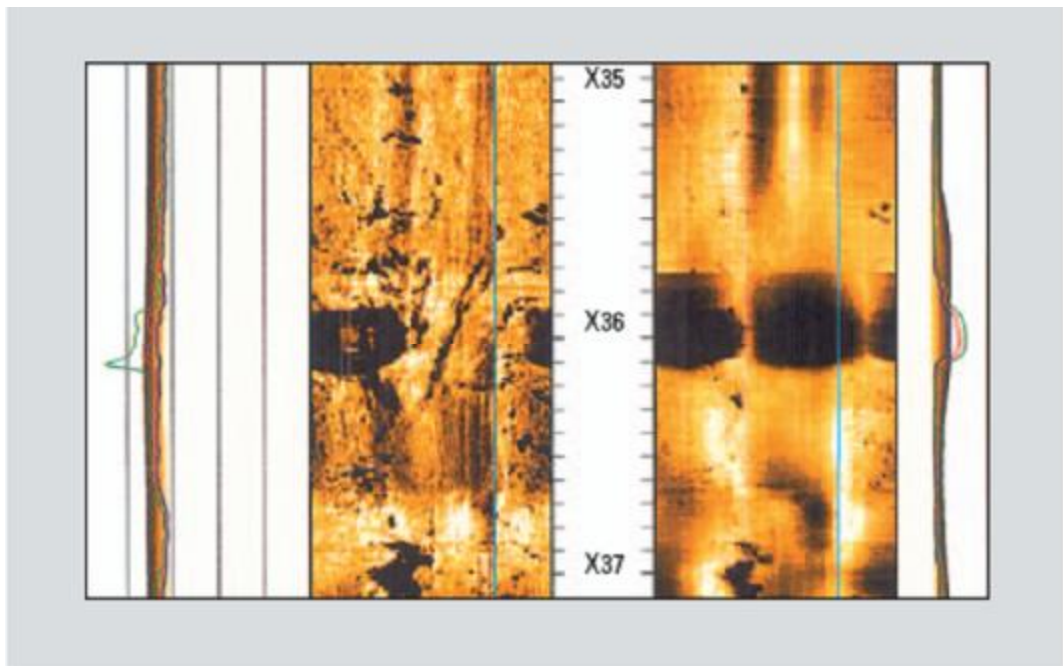


Figura 65. Registro de imagen de un pozo con desplazamiento a lo largo de la fractura. Tomado de Schlumberger, 2002.

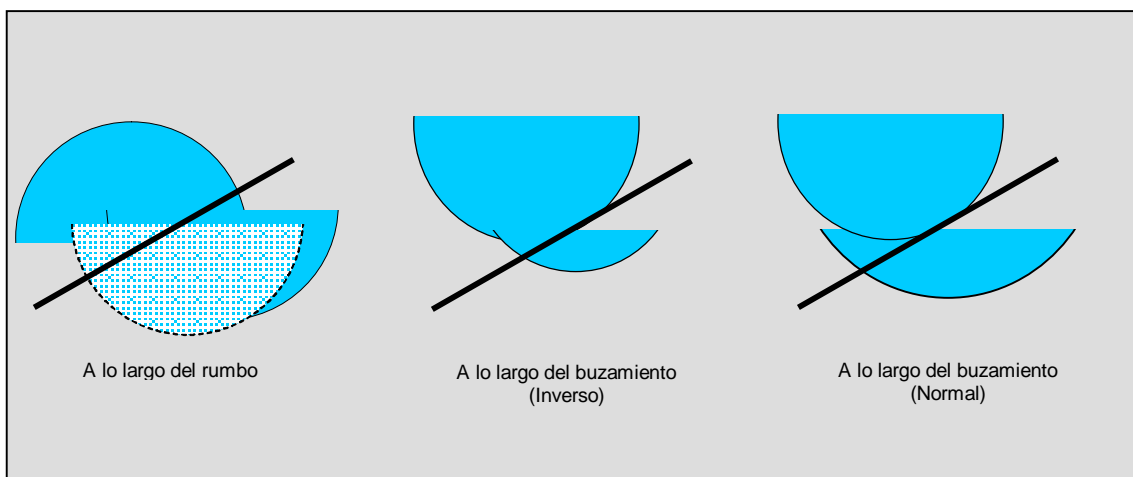


Figura 66. Geometrías del pozo como resultado del desplazamiento lateral a lo largo de una fractura. Tomado de Maury y Zurdo; 1992.

Este mecanismo no solo se presenta en la perforación, sino también en la cementación y operaciones de workover, Maury y Zurdo; 1992.

§ Pérdidas de circulación o “kick” del pozo debido al continuo cierre y abertura de las fracturas naturales. Cuando hay una pérdida de circulación, la respuesta más común es disminuir el peso del lodo. Si la presión del lodo se disminuye lo suficiente, entonces el lodo “perdido” debe retornar al pozo debido al cierre de la fractura. Sin embargo, el lodo pudo haber desplazado hidrocarburos de la formación y despojarse del material pesante, lo que significa que el lodo que retorna es menos pesado que lo que fue originalmente. Lo anterior complementado con el hecho de que el peso del lodo fue disminuido en superficie para atacar la pérdida de circulación sospechada, puede conllevar a un “kick” del pozo. Aún si este no es el caso, este pudo interpretarse de esta manera en superficie y el peso del lodo otra vez será incrementado para prevenir el “kick”. Esto otra vez conllevará a que las fracturas se llenen con lodo y se observe nuevamente pérdida de lodo en superficie. Como se puede observar, esta serie de medidas improvisadas podrían conducir finalmente o a un kick o un verdadero caso de pérdida de circulación, debido a que la formación está siendo debilitada como resultado de la abertura y cierre continuo de las fracturas, Helstrup et al, Este tipo de problema es muy peligroso en formaciones en pozos HPHT donde el intervalo entre los límites superior e inferior del peso de lodo seguro es muy pequeño; además, las elevadas presiones pueden conducir a peligrosos reventones así como alterar la reología del fluido de perforación, Helstrup et al, .

3.2 CAÍDAS DE PRESIÓN INDUCIDAS EN EL POZO

Cuando se para la circulación del lodo, se saca o jala rápidamente la sarta de perforación del pozo, cuando la sarta colisiona contra la pared del pozo o cuando se perfora con aire (underbalance) se generan grandes diferencias de presiones entre el pozo y la formación. Estas caídas de presión conducen a la formación de cavings, Labensky, F y otros,

3.3 REDISTRIBUCION DE LOS ESFUERZOS DEBIDO A LA PERFORACIÓN

La alteración de las condiciones in-situ debido a 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 compresivos y de tensión, correspondientes al régimen de esfuerzos resultante de esa alteración, Coronel y Mateus, 2004.

Existen seis modos de falla compresivos correspondientes a configuraciones específicas de los esfuerzos en el pozo. Tan y Chen, 1996 sólo considera la ovalización del pozo o breakout, la falla tórica, la falla de elongación, y la falla helicoidal; los otros dos modos de falla no son mencionados. Osorio, 2004 considera los seis modos de falla y los denomina como:

§ **Falla tórica o knockout somero.** Ocurre bajo la siguiente configuración de esfuerzos $\sigma_z > \sigma_\theta > \sigma_r$. Causada por pesos de lodo bajos, los ángulos de falla son grandes por lo cual la falla es de poca penetración o es poco profunda y puede ser confundida con una fractura vertical. Se presenta en un plano radial-axial, y su orientación está en dirección del esfuerzo radial, como se visualiza en la Figura 67.

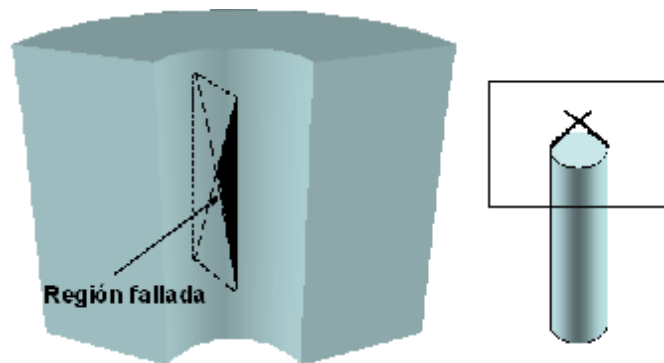


Figura 67. Modo de falla tórica o knockout somero. Adaptado de Osorio, 2004.

§ **Breakout de pozo o breakout ancho.** Ocurre cuando se tiene la presente configuración de esfuerzos $\sigma_\theta > \sigma_z > \sigma_r$. Se debe a que el peso del lodo de perforación es demasiado bajo para mantener las paredes del pozo, lo cual trae

como consecuencia un colapso del pozo. Esta falla se caracteriza por ser ancha, ángulos de falla entre 30 y 60° generalmente y por lo tanto poco profunda. Se presenta en un plano radial-tangencial, y su orientación está en dirección del esfuerzo radial, como se puede ver en la Figura 68. En un registro de imagen, este modo de falla se reconoce como se muestra en las Figura 69.

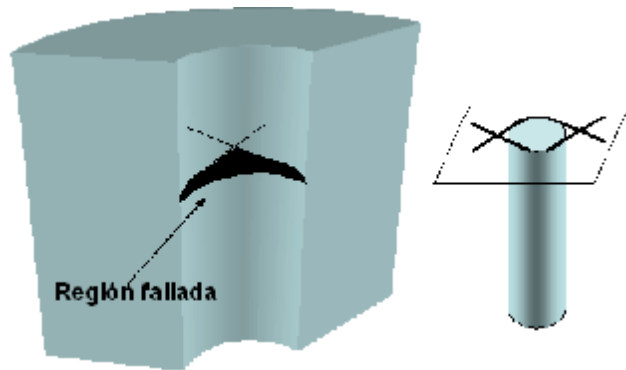


Figura 68. Modo de falla breakout de pozo o breakout Ancho. Adaptado de Osorio, 2004

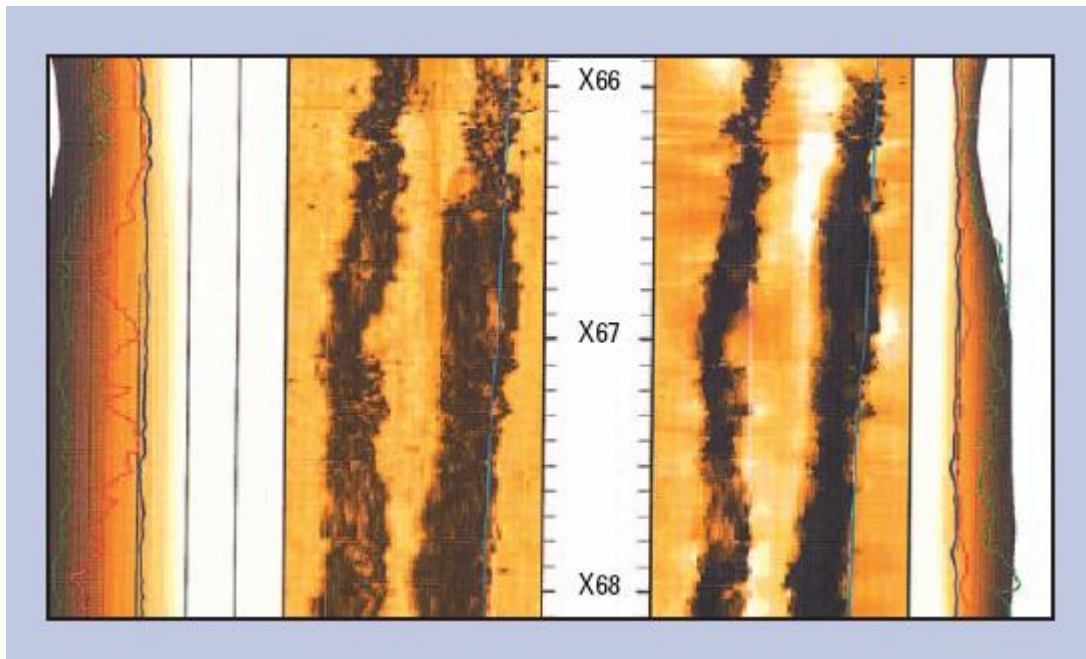


Figura 69. Breakout ancho visto en un registro de imagen. Tomado de Schlumberger, 2002

§ **Falla helicoidal o de escalón de alto ángulo.** Ocurre para la siguiente configuración de esfuerzos $\sigma_z > \sigma_r > \sigma_\theta$. Esta falla forma fracturas de alto ángulo que se presentan sobre un cuarto de la circunferencia del hueco. Se presenta en un plano axial-tangencial, y su orientación está en la dirección del esfuerzo radial, como se muestra en la Figura 70. Se extiende a altos ángulos y es muy difícil predecir su comportamiento postfalla. En un registro de imagen como el FMI, este tipo de falla se presenta como se muestra en la Figura 71.

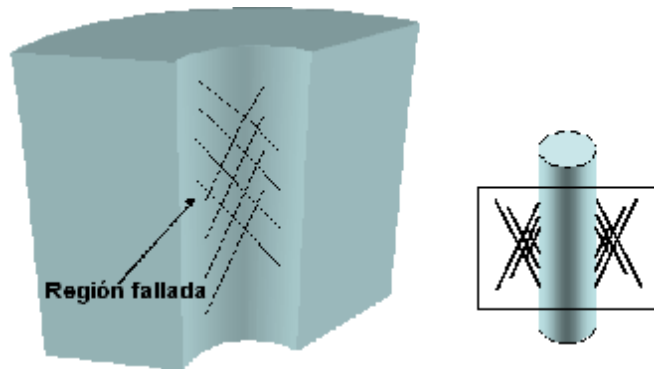


Figura 70. Falla helicoidal o de escalón de alto ángulo. Adaptado de Osorio, 2004.

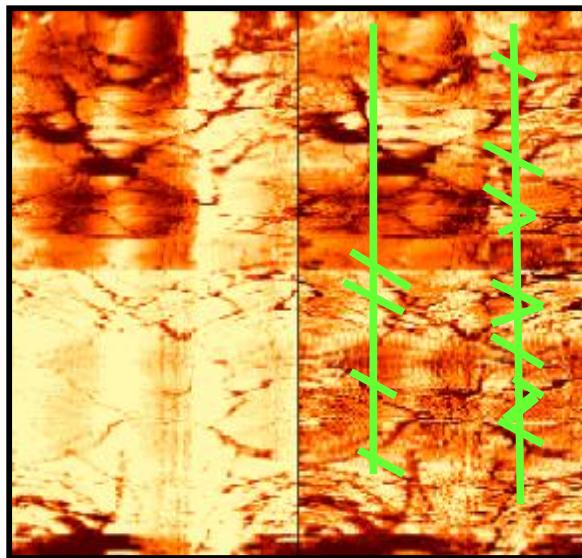


Figura 71. Escalón de alto ángulo visto en un registro de imagen del pozo Buca4 del Campo Cupiagua. Tomado de Schlumberger, 2002, pozo Buca4.

§ **Breakout angosto.** Se presenta cuando la configuración de los esfuerzos al ocurrir la falla es $\sigma_r > \sigma_z > \sigma_\theta$. Esta ocurre a pesos de lodo altos, es una falla con la misma característica que la de breakout ancho (en cuanto que causa ovalización del pozo), pero los ángulos de falla son menores a 30° por lo cual son fallas profundas comparadas con las de breakout ancho. Se presenta en un plano radial-tangencial y su orientación está en la dirección del esfuerzo radial, tal como se visualiza en la Figura 72.

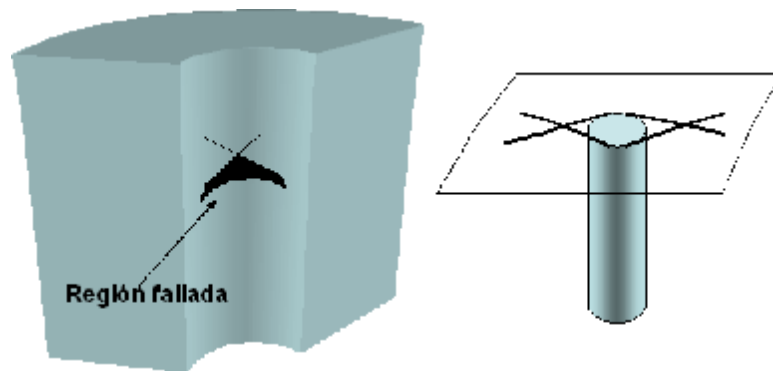


Figura 72. Breakout angosto. Adaptado de Osorio, 2004.

§ **Knockout profundo.** Se presenta cuando la configuración de esfuerzos en el momento de la falla compresiva es $\sigma_r > \sigma_\theta > \sigma_z$. Es causada por pesos de lodo altos, y los ángulos de falla son pequeños, por lo cual la falla es profunda. Se presenta en un plano radial-axial y su orientación está en dirección del esfuerzo radial, tal como se muestra en la Figura 73. Esta falla puede ser confundida con una fractura vertical debido a la pequeña área de circunferencia.

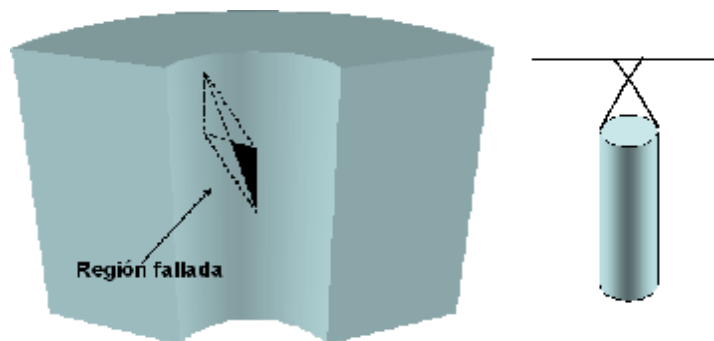


Figura 73. Knockout profundo. Adaptado de Osorio, 2004.

§ **Escalón de bajo ángulo.** Ocurre para la siguiente configuración de esfuerzos $\sigma_{\theta} > \sigma_r > \sigma_z$. Se presenta sobre un cuarto de la circunferencia del hueco con un ángulo bajo de inclinación. Se presenta en un plano axial-tangencial, y su orientación es en dirección del esfuerzo axial como se ve en la Figura 74.

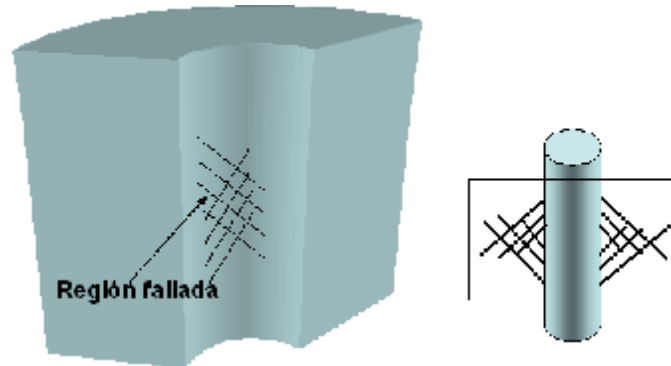


Figura 74. Escalón de bajo ángulo. Adaptado de Osorio, 2004.

Los modos de falla de tensión se encuentran clasificados como: Osorio, 2004

§ **Falla de exfoliación.** Ocurre bajo la siguiente configuración de esfuerzos $\sigma_{\theta} > \sigma_r$ y $\sigma_r < -T_o$. Esta falla no ocurre exactamente en la cara del pozo sino a una pequeña distancia de esta. Se presenta para presiones del lodo de perforación más bajas que la presión de poro de la formación. Esta falla es concéntrica con la pared del pozo, como se visualiza en la Figura 75 y no puede ser vista en registros de imagen.

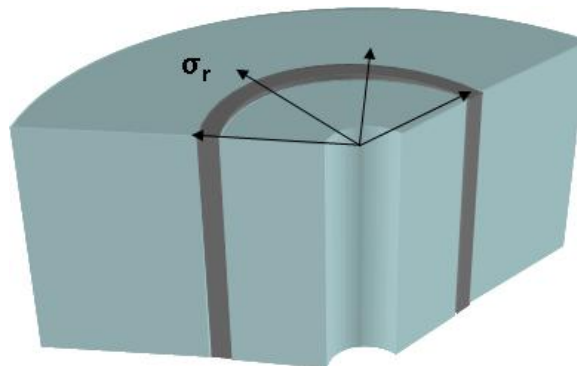


Figura 75. Falla de exfoliación. Adaptado de Osorio, 2004

§ **Fracturamiento Hidráulico.** Ocurre bajo la configuración de alguno de los siguientes regímenes de esfuerzos; $\sigma_r > \sigma_z > \sigma_\theta$ y $\sigma_\theta < -T_o$ (fractura vertical) ó $\sigma_r > \sigma_\theta > \sigma_z$ y $\sigma_z < -T_o$ (fractura horizontal). El fracturamiento hidráulico se reconoce por las pérdidas de circulación y puede ser vertical u horizontal, tomando como referencia un pozo vertical, como se muestra en la Figura 76. En los registros de imágenes, como el de la Figura 77 se pueden identificar estas fracturas a 180° una de la otra y son conocidas como fracturas de tensión inducidas.

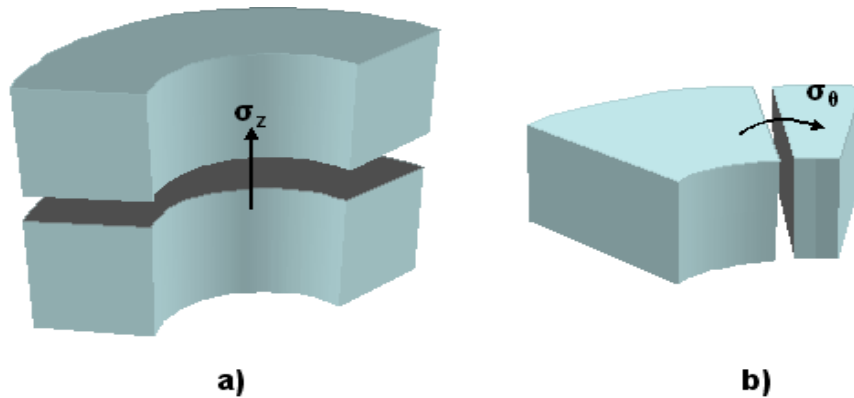


Figura 76. Fracturamiento Hidráulico: a) Fractura Horizontal. b) Fractura Vertical. Adaptado de Osorio, 2004.

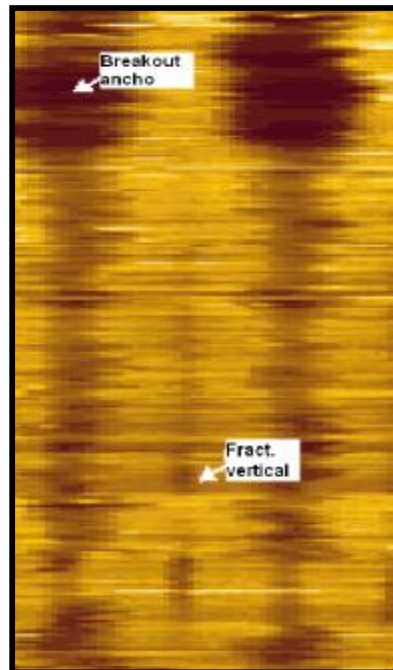


Figura 77. Fracturamiento vertical y breakout ancho vistos en un registro de imagen. Tomado de Mora y Villadiego, 2005.

4. MODELAMIENTO NUMERICO DE LA ESTABILIDAD MECANICA DE POZO EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

El problema de inestabilidad mecánica del pozo puede ser predecido si se realiza un modelamiento de la deformación y posterior fallamiento del pozo ante los esfuerzos presentes; teniendo en cuenta el comportamiento del fluido que ocupa los poros.

El modelamiento la estabilidad mecánica de un pozo, para el caso particular de un pozo que está siendo perforado en un yacimiento naturalmente fracturado se lleva a cabo mediante el establecimiento e integración de:

§ Un Modelo Físico

§ Un Modelo Matemático

§ Un Modelo Numérico

§ Un Modelo de Computador

La descripción detallada de cada uno de ellos se presenta más adelante.

El modelamiento numérico para la estabilidad de pozo en yacimientos naturalmente fracturados se fundamenta en el acople de la teoría poroelástica con la teoría de flujo de fluidos en medios fracturados; por tanto es necesario realizar una revisión bibliográfica de las teorías existentes y de los trabajos existentes en la literatura acerca del modelamiento de la estabilidad mecánica de pozo en yacimientos naturalmente fracturados que se presenta a continuación.

4.1 REVISIÓN BIBLIOGRAFICA

Los diversos modelos existentes que acoplan el flujo de fluidos y la deformación geomecánica en yacimientos naturalmente fracturados se diferencian en la forma

como definen los cambios volumétricos de la roca ante el cambio en el estado de esfuerzos, su simplificación a un sistema de única porosidad y la interpretación física de los parámetros que involucran, Chen y Teufel, 2000.

Duguid y Lee, 1977 y Huyakorn y Pinder, 1983 asumen que la roca es incompresible y que la compresibilidad de los poros de un medio de única porosidad es la misma que la compresibilidades de los poros de la matriz y de las fracturas para un medio de doble porosidad, Chen y Teufel, 2000.

Wilson y Aifantis, 1982 adoptan una única compresibilidad del sólido, es decir; que es la misma tanto para un medio de única porosidad como de doble porosidad, Chen y Teufel, 2000.

Valliappan y Khalili-Naghadeh, 1990 usan los mismos coeficientes de esfuerzo efectivo para describir los cambios del volumen total y de los poros de la matriz y las fracturas, Chen y Teufel, 2000.

Para Bai y otros, 1993 la compresibilidad del volumen total para un medio de única porosidad es igual que la de un medio de doble porosidad, Chen y Teufel, 2000. La reducción de este modelo a un sistema de única porosidad es dificultosa.

Ghafouri y Lewis (1996) en su formulación asumen que la compresibilidad de la fractura no afecta la compresibilidad de todo el medio poroso e ignoran el efecto de la presión en la fractura en la deformación, Chen y Teufel, 2000.

Chen and Teufel (1997) presentan una buena descripción de los cambios volumétricos tanto del volumen total como de los poros de la matriz y de las fracturas, y la continuidad entre los sistemas de doble porosidad y única porosidad.

Bagheri y Settari, 2005 plantean un modelamiento dinámico que considera la deformación de la matriz y las fracturas.

Actualmente existen pocas publicaciones acerca del modelamiento, bien sea mediante un procedimiento analítico o numérico, de la estabilidad de pozo en yacimientos naturalmente fracturados.

Abousleiman y otros, 1999 utilizan la solución mediante elementos finitos del modelo de Bai y otros 1993, para los desplazamientos. Ellos consideran el concepto de deformación plana generalizada y describen la variación de la presiones de poro usando la función escalonada unitaria de Heaviside.

Zhang y Roegiers, 2002 también solucionan el modelo de Bai y otros, 1993 mediante el método de elementos finitos tanto para los desplazamientos como para las presiones de poro y asumen deformación plana generalizada.

Nguyen y Abousleiman, 2004 obtienen una solución analítica al modelo de Aifantis, 1982 aplicado a la estabilidad de un pozo inclinado/horizontal en un yacimiento naturalmente fracturado.

4.2 MODELO FÍSICO

El modelo físico sobre el cual se establece el problema de estabilidad mecánica de pozo esta constituido por las siguientes suposiciones:

- Yacimiento cilíndrico constituido por la superposición de dos medios continuos que interactúan denominados matriz y fracturas, como se muestra en la Figura 78.
- Existencia de dos campos de presiones: presión de matriz y presión de fractura.
- Yacimiento de doble porosidad.
- Presencia en el yacimiento de estratos con diferentes propiedades petrofísicas y mecánicas.

- Deformación elástica lineal del yacimiento ante el estado presente de esfuerzos.
- Fluido monofásico e isotérmico, ligeramente compresible.
- En el centro del yacimiento está siendo perforado un pozo vertical o inclinado, en el cual no hay producción de fluidos.
- Las pared del pozo pueden ser permeable o impermeable y puede fallar por compresión y/o tensión, dependiendo del estado de esfuerzos presente.

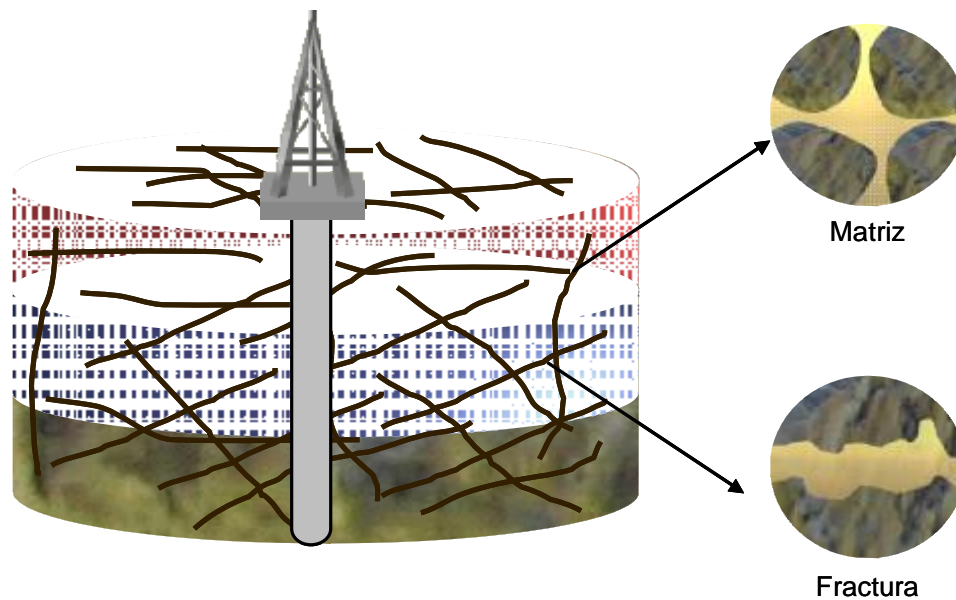


Figura 78. Representación gráfica del modelo físico.

4.3 MODELO MATEMÁTICO

El modelo matemático es la representación en ecuaciones del modelo físico. Este modelo matemático está constituido básicamente por un modelo de flujo de fluidos, un modelo de deformación geomecánica, un modelo de falla y un modelo de porosidad.

4.3.1 Modelo de flujo de fluidos

Este representa el movimiento del fluido a través del medio poroso. Su deducción se logra mediante la combinación de las siguientes ecuaciones:

- Ecuación de continuidad
- Ecuación de movimiento
- Ecuación de estado

La deducción del modelo de flujo de fluidos se encuentra en Osorio, 2003.

4.3.1.1 Ecuación de continuidad. Se obtiene mediante un balance de masa de fluido y masa de sólido a través de un elemento diferencial de volumen en coordenadas cilíndricas que representa tanto la matriz como las fracturas (superposición de continuos); como el que se muestra en la Figura 79.

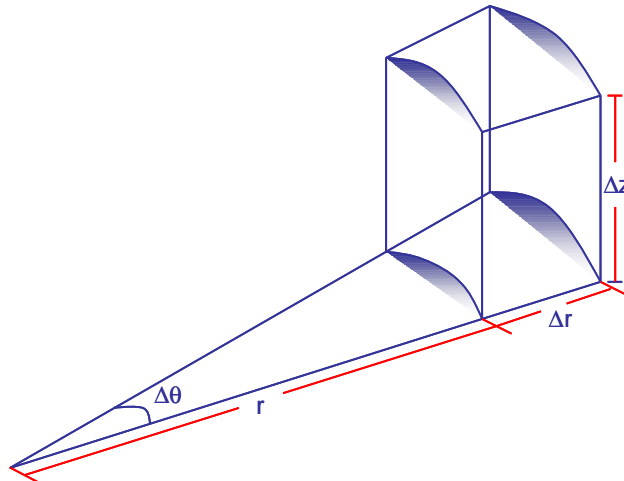


Figura 79. Elemento diferencial de volumen en coordenadas cilíndricas.

La ecuación de continuidad esta constituida por las siguientes expresiones:

$$-\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (rv_m \phi_m \rho_m) - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \theta} (v_m \phi_m \rho_m) - \frac{\partial}{\partial z} (v_m \phi_m \rho_m) = \frac{1}{V_T} \frac{\partial}{\partial t} (V_T \phi_m \rho_m)$$

(Para la matriz) (195)

$$-\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (rv_f \phi_f \rho_f) - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \theta} (v_f \phi_f \rho_f) - \frac{\partial}{\partial z} (v_f \phi_f \rho_f) = \frac{1}{V_T} \frac{\partial}{\partial t} (V_T \phi_f \rho_f)$$

(Para la fractura) (196)

$$-\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (rv_s (1 - \phi_T) \rho_s) - \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \theta} (v_s (1 - \phi_T) \rho_s) - \frac{\partial}{\partial z} (v_s (1 - \phi_T) \rho_s) = \frac{1}{V_T} \frac{\partial}{\partial t} (V_T (1 - \phi_T) \rho_s)$$

(Para el sólido) (197)

En las ecuaciones 195, 196 y 197, los subíndices m, f, s hacen referencia a la matriz, fractura y sólido respectivamente; r, θ , z son las direcciones radial, tangencial y vertical respectivamente, P es la presión, ϕ es la porosidad, v es la velocidad del fluido, ρ es la densidad del fluido y V_T es el volumen total.

4.3.1.2 Ecuación de movimiento. Es la misma ley de Darcy, que rige el movimiento del fluido a través del medio poroso. Esta se expresa en coordenadas cilíndricas, en función de las velocidades reales del fluido en la matriz y en las fracturas.

$$\phi_m (v_m - v_s) = -\frac{k_m}{\mu_m} \nabla P_m \quad (\text{Para la matriz}) \quad (198)$$

$$\phi_f (v_f - v_s) = -\frac{k_f}{\mu_f} \nabla P_f \quad (\text{Para la fractura}) \quad (199)$$

k es el tensor permeabilidad en coordenadas cilíndricas y μ es la viscosidad del fluido.

4.3.1.3 Ecuación de estado. Describe el comportamiento en el yacimiento de un fluido ligeramente compresible, a temperatura constante.

$$c_m = \frac{1}{\rho_m} \frac{\partial \rho_m}{\partial P_m} \quad (\text{Para el fluido en la matriz}) \quad (200)$$

$$c_f = \frac{1}{\rho_f} \frac{\partial \rho_f}{\partial P_f} \quad (\text{Para el fluido en la fractura}) \quad (201)$$

donde c es la compresibilidad del fluido.

Reemplazando la ecuación de movimiento (Ecuaciones 198 y 199) y la ecuación de estado (Ecuaciones 200 y 201) en la ecuación de continuidad (Ecuaciones 195 a 197) se obtienen las ecuaciones constitutivas del modelo de flujo de fluidos en un medio de doble porosidad:

§ Ecuación fundamental de flujo de fluido para la matriz en coordenadas cilíndricas

$$\begin{aligned} & \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho_m \frac{k_{mr}}{\mu_m} \frac{\partial P_m}{\partial r} \right) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \theta} \left(\rho_m \frac{k_{m\theta}}{\mu_m} \frac{\partial P_m}{\partial \theta} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\rho_m \frac{k_{mz}}{\mu_m} \frac{\partial P_m}{\partial z} \right) = \\ & \phi_m \rho_m (c_m + \beta_{pm} c_{pcm}) \frac{\partial P_m}{\partial t} + \phi_m \rho_m (\beta_{pf} c_{pcf}) \frac{\partial P_f}{\partial t} - \phi_m \rho_m c_{pcm} \frac{\partial \bar{\sigma}}{\partial t} \pm \tilde{q}_m + \tilde{q}_t \end{aligned} \quad (202)$$

§ Ecuación fundamental de flujo de fluido para la fractura en coordenadas cilíndricas

$$\begin{aligned} & \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho_f \frac{k_{fr}}{\mu_f} \frac{\partial P_f}{\partial r} \right) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \theta} \left(\rho_f \frac{k_{f\theta}}{\mu_f} \frac{\partial P_f}{\partial \theta} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\rho_f \frac{k_{fz}}{\mu_f} \frac{\partial P_f}{\partial z} \right) = \\ & \phi_f \rho_f (c_f + \beta_{pf} c_{pcf}) \frac{\partial P_f}{\partial t} + \phi_f \rho_f (\beta_{pm} c_{pcf}) \frac{\partial P_m}{\partial t} - \phi_f \rho_f c_{pcf} \frac{\partial \bar{\sigma}}{\partial t} \pm \tilde{q}_f - \tilde{q}_t \end{aligned} \quad (203)$$

En las ecuaciones anteriores, $\bar{\sigma}$ es el esfuerzo promedio, definido en el capítulo 2; β_{pm} y β_{pf} son los coeficientes de esfuerzo efectivo asociados con el cambio del volumen poroso correspondientes a las presiones del fluido en la matriz y en la fractura, respectivamente y cuya definición más detallada se encuentra en el Apéndice B; P_m y P_f son las presiones en la matriz y fractura, respectivamente; C_{pcm} y C_{pcf} son las compresibilidades de los poros primarios y secundarios respectivamente definidas en el Apéndice B.; \tilde{q} representa la cantidad de masa que entra o sale debido a fuentes o sumideros por unidad de volumen total y unidad de tiempo y \tilde{q}_t es el caudal de transferencia de masa por unidad de volumen entre la matriz y la fractura. Debido a que no hay producción en el pozo, los términos \tilde{q} y \tilde{q}_t no se consideran para el modelamiento numérico de la estabilidad mecánica del pozo, al igual que los términos de transmisibilidad, $\rho_m \frac{K_m}{\mu_m}$ y $\rho_f \frac{K_f}{\mu_f}$ debido al taponamiento ocasionado en el yacimiento por la invasión del fluido de perforación o por la adición de píldoras para controlar las pérdidas de lodo.

La solución del modelo de flujo de fluidos es la distribución de las presiones de matriz y de fractura con el tiempo. Este modelo está constituido por ecuaciones diferenciales parciales de segundo orden, no lineales, no homogénea, cuya solución analítica no se ha obtenido hasta el momento y por tanto tienen que resolverse numéricamente.

4.3.2 Modelo de deformación geomecánica

Describe la deformación elástica lineal del medio poroso fracturado, ante los esfuerzos in-situ.

Este modelo se expresa en función del cambio o incremento de las componentes del vector desplazamiento en coordenadas cilíndricas (ΔU_r , ΔU_θ , ΔU_z) y resulta de la combinación de las siguientes ecuaciones:

- § Ecuaciones de equilibrio de esfuerzos
- § Ecuaciones deformación - desplazamiento
- § Ecuaciones esfuerzo – deformación

La deducción del modelo de deformación geomecánica se encuentra en Chen y Teufel, 1997.

4.3.2.1 Ecuaciones de equilibrio de esfuerzos. Describen la variación espacial de los esfuerzos en un elemento infinitesimal de volumen en coordenadas cilíndricas, tal como el que se muestra en la Figura 80.

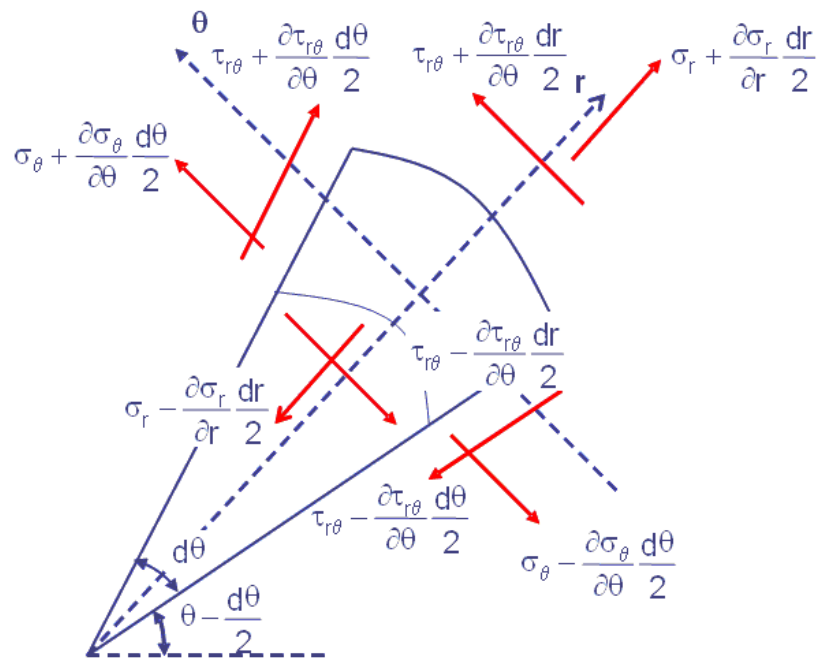


Figura 80. Esfuerzos sobre un elemento diferencial en coordenadas polares. Adaptado de Osorio, 2003.

Estas ecuaciones se expresan en función de los incrementos de los esfuerzos.

- § En dirección radial

$$\frac{\partial \sigma_r^0}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \tau_{\theta r}^0}{\partial \theta} + \frac{\partial c}{\partial z} + \frac{\sigma_r^0 - \sigma_\theta^0}{r} + \frac{\partial \Delta \sigma_r}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \Delta \tau_{\theta r}}{\partial \theta} + \frac{\partial \Delta \tau_{zr}}{\partial z} + \frac{\Delta \sigma_r - \Delta \sigma_\theta}{r} = 0 \quad (204)$$

§ En dirección tangencial

$$\frac{1}{r} \frac{\partial \sigma_\theta^0}{\partial \theta} + \frac{\partial \tau_{r\theta}^0}{\partial r} + \frac{\partial \tau_{z\theta}^0}{\partial z} + \frac{2\tau_{r\theta}^0}{r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \Delta \sigma_\theta}{\partial \theta} + \frac{\partial \Delta \tau_{r\theta}}{\partial r} + \frac{\partial \Delta \tau_{z\theta}}{\partial z} + \frac{2\Delta \tau_{r\theta}}{r} = 0 \quad (205)$$

§ En dirección vertical

$$\frac{\partial \sigma_z^0}{\partial z} + \frac{\partial \tau_{rz}^0}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \tau_{\theta z}^0}{\partial \theta} + \frac{\tau_{rz}^0}{r} + \frac{\partial \Delta \sigma_z}{\partial z} + \frac{\partial \Delta \tau_{rz}}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \Delta \tau_{\theta z}}{\partial \theta} + \frac{\Delta \tau_{zr}}{r} = 0 \quad (206)$$

Para la deducción de estas expresiones se desprecian las fuerzas de cuerpo (ejemplo; la gravedad). El superíndice 0 hace referencia al estado inicial; $\Delta \sigma_r$, $\Delta \sigma_\theta$, $\Delta \sigma_z$ son los incrementos de los esfuerzos normales totales en dirección radial, tangencial y vertical, respectivamente y los términos $\Delta \tau_{r\theta}$, $\Delta \tau_{rz}$, $\Delta \tau_{\theta r}$, $\Delta \tau_{\theta z}$, $\Delta \tau_{zr}$, $\Delta \tau_{z\theta}$ son los incrementos de los esfuerzos de cizalla, donde el primer subíndice se refiere al plano sobre el cual actúa el esfuerzo y el segundo la dirección del esfuerzo.

4.3.2.2 Ecuaciones deformación - desplazamiento. Debido a que las ecuaciones de equilibrio de esfuerzos relacionan las seis variables independientes desconocidas (los esfuerzos) con sólo tres ecuaciones, se requieren de otras ecuaciones adicionales a fin de relacionar todas las variables involucradas. Tales ecuaciones son las de deformación - desplazamiento y las esfuerzo - deformación - presión.

Las ecuaciones deformación – desplazamiento, como su nombre lo indica, presentan las deformaciones en función de los desplazamientos en coordenadas cilíndricas y son:

$$\Delta\varepsilon_r = \frac{\partial\Delta U_r}{\partial r} \quad (207)$$

$$\Delta\varepsilon_\theta = \frac{1}{r} \left(\Delta U_r + \frac{\partial\Delta U_\theta}{\partial\theta} \right) \quad (208)$$

$$\Delta\varepsilon_z = \frac{\partial\Delta U_z}{\partial z} \quad (209)$$

$$\Delta\gamma_{r\theta} = \frac{1}{2} \left[\frac{1}{r} \left(\frac{\partial\Delta U_r}{\partial\theta} - \Delta U_\theta \right) + \frac{\partial\Delta U_\theta}{\partial r} \right] \quad (210)$$

$$\Delta\gamma_{rz} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial\Delta U_z}{\partial r} + \frac{\partial\Delta U_r}{\partial z} \right) \quad (211)$$

$$\Delta\gamma_{\theta z} = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial\Delta U_z}{\partial\theta} + \frac{\partial\Delta U_\theta}{\partial z} \right) \quad (212)$$

En estas ecuaciones $\Delta\varepsilon_r$, $\Delta\varepsilon_\theta$, $\Delta\varepsilon_z$ son los incrementos de las deformaciones normales en dirección radial, tangencial y vertical, respectivamente; $\Delta\gamma_{r\theta}$, $\Delta\gamma_{rz}$, $\Delta\gamma_{\theta z}$ los incrementos de las deformaciones de cizalla, donde el primer subíndice se refiere al plano sobre el cual ocurre la deformación de cizalla y el segundo la dirección de la deformación y finalmente ΔU_r , ΔU_θ , ΔU_z son los incrementos de los desplazamientos en dirección radial, tangencial y vertical, respectivamente.

4.3.2.3 Ecuaciones Esfuerzo - Deformación - Presión. La relación existente entre los esfuerzos, las deformaciones y las presiones de matriz y fracturas para un medio poroso de doble porosidad está dada por las siguientes ecuaciones:

$$\Delta\sigma_r = (2G + \lambda)\Delta\varepsilon_r + \lambda(\Delta\varepsilon_\theta + \Delta\varepsilon_z) + \beta_{bm}\Delta P_m + \beta_{bf}\Delta P_f \quad (213)$$

$$\Delta\sigma_\theta = (2G + \lambda)\Delta\varepsilon_\theta + \lambda(\Delta\varepsilon_r + \Delta\varepsilon_z) + \beta_{bm}\Delta P_m + \beta_{bf}\Delta P_f \quad (214)$$

$$\Delta\sigma_z = (2G + \lambda)\Delta\varepsilon_z + \lambda(\Delta\varepsilon_r + \Delta\varepsilon_\theta) + \beta_{bm}\Delta P_m + \beta_{bf}\Delta P_f \quad (215)$$

$$\Delta\tau_{r\theta} = 2G\Delta\gamma_{r\theta} \quad (216)$$

$$\Delta\tau_{rz} = 2G\Delta\gamma_{rz} \quad (217)$$

$$\Delta\tau_{\theta z} = 2G\Delta\gamma_{\theta z} \quad (218)$$

En las ecuaciones presentadas β_{bm} y β_{bf} se denominan los coeficientes de esfuerzo efectivo de la matriz y las fracturas respectivamente, asociados con el cambio del volumen total para un sistema fracturado, que físicamente representan la contribución relativa de los dos campos de presión del fluido (presión de matriz y presión de fractura) sobre el comportamiento elástico de un medio fracturado; G es el modulo de cizalladura y λ es el parámetro de Lamé.

El acople de las ecuaciones de equilibrio de esfuerzos (Ecuaciones 204 a 206), deformación - desplazamiento (Ecuaciones 207 a 212) y esfuerzo - deformación - desplazamiento (Ecuaciones 213 a 218), generan las ecuaciones constitutivas del modelo de deformación geomecánica, que se expresan en función de los incrementos de los desplazamientos:

§ Modelo de deformación geomecánica en dirección radial:

$$\begin{aligned} & \left(\frac{\partial\sigma_r^0}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial\tau_{\theta r}^0}{\partial\theta} + \frac{\partial\tau_{zr}^0}{\partial z} + \frac{\sigma_r^0 - \sigma_\theta^0}{r} \right) + \left(\frac{2}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(rG \frac{\partial\Delta U_r}{\partial r} \right) \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial\theta} \left(G \frac{\partial\Delta U_r}{\partial\theta} \right) \\ & + \frac{\partial}{\partial z} \left(G \frac{\partial\Delta U_r}{\partial z} \right) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial\theta} \left(G \frac{\partial\Delta U_\theta}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(G \frac{\partial\Delta U_z}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\lambda}{r} \Delta U_r \right) + \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda \frac{\partial\Delta U_r}{\partial r} \right) \\ & + \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\lambda}{r} \frac{\partial\Delta U_\theta}{\partial\theta} \right) + \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda \frac{\partial\Delta U_z}{\partial z} \right) + \frac{\partial(\beta_{bm}\Delta P_m)}{\partial r} + \frac{\partial(\beta_{bf}\Delta P_f)}{\partial r} - \frac{1}{r^2} \left(\frac{\partial(G\Delta U_\theta)}{\partial\theta} \right) - \frac{2G}{r^2} \Delta U_r \\ & - \frac{2G}{r^2} \left(\frac{\partial\Delta U_\theta}{\partial\theta} \right) = 0 \end{aligned} \quad (219)$$

§ Modelo de deformación geomecánica en dirección tangencial:

$$\begin{aligned}
& \left(\frac{1}{r} \frac{\partial \sigma_{\theta}^o}{\partial \theta} + \frac{\partial \tau_{r\theta}^o}{\partial r} + \frac{\partial \tau_{z\theta}^o}{\partial z} + \frac{2\tau_{r\theta}^o}{r} \right) + \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(rG \frac{\partial \Delta U_{\theta}}{\partial r} \right) \right) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \theta} \left(\frac{G}{r} \frac{\partial \Delta U_{\theta}}{\partial \theta} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(G \frac{\partial \Delta U_{\theta}}{\partial z} \right) \\
& + \left(\frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial r} \left(rG \frac{\partial \Delta U_r}{\partial \theta} \right) \right) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \theta} \left(\frac{G}{r} \frac{\partial \Delta U_{\theta}}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{G}{r} \frac{\partial \Delta U_z}{\partial \theta} \right) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \theta} \left(\frac{\lambda}{r} \frac{\partial (r \Delta U_r)}{\partial r} \right) + \\
& \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \theta} \left(\frac{\lambda}{r} \frac{\partial (\Delta U_{\theta})}{\partial \theta} \right) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \theta} \left(\lambda \frac{\partial \Delta U_z}{\partial z} \right) + \frac{1}{r} \frac{\partial (\beta_{bm} \Delta P_m)}{\partial \theta} + \frac{1}{r} \frac{\partial (\beta_{bf} \Delta P_f)}{\partial \theta} - \frac{G}{r^2} \Delta U_{\theta} + \frac{G}{r} \frac{\partial \Delta U_{\theta}}{\partial r} \\
& + \frac{2}{r^2} \frac{\partial (G \Delta U_r)}{\partial \theta} - \frac{1}{r} \frac{\partial (G \Delta U_{\theta})}{\partial r} = 0
\end{aligned} \tag{220}$$

§ Modelo de deformación geomecánica en dirección vertical:

$$\begin{aligned}
& \left(\frac{\partial \sigma_z^o}{\partial z} + \frac{\partial \tau_{rz}^o}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \tau_{\theta z}^o}{\partial \theta} + \frac{\tau_{rz}^o}{r} \right) + \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(rG \frac{\partial \Delta U_z}{\partial r} \right) \right) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \theta} \left(\frac{G}{r} \frac{\partial \Delta U_z}{\partial \theta} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(G \frac{\partial \Delta U_z}{\partial z} \right) + \\
& \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(rG \frac{\partial \Delta U_r}{\partial z} \right) \right) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \theta} \left(G \frac{\partial \Delta U_{\theta}}{\partial z} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(G \frac{\partial \Delta U_z}{\partial z} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{\lambda}{r} \frac{\partial (r \Delta U_r)}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{\lambda}{r} \frac{\partial (\Delta U_{\theta})}{\partial \theta} \right) + \\
& \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda \frac{\partial \Delta U_z}{\partial z} \right) + \frac{\partial (\beta_{bm} \Delta P_m)}{\partial z} + \frac{\partial (\beta_{bf} \Delta P_f)}{\partial z} = 0
\end{aligned} \tag{221}$$

La solución obtenida de este sistema de tres ecuaciones que constituye el modelo de deformación geomecánica son los incrementos de los desplazamientos en las direcciones radial, tangencial y vertical. Conociendo los desplazamientos, se pueden determinar los incrementos de las deformaciones usando las ecuaciones deformación - desplazamiento, y finalmente ya teniendo las deformaciones se determinan los incrementos de los esfuerzos mediante las ecuaciones esfuerzo - deformación - presión, mencionadas anteriormente.

Al igual que el modelo de flujo de fluidos, el modelo de deformación geomecánica está conformado por ecuaciones diferenciales parciales de segundo orden, no lineales y no homogéneas que requieren de solución numérica.

4.3.3 Modelo de falla

Los modelos de falla o criterios de falla indican bajo que condiciones de esfuerzos la roca puede fallar. En el presente modelamiento numérico de la estabilidad de pozos en yacimientos naturalmente fracturados se considera la falla de la roca por tensión o por compresión (cizalla).

El modelo de falla por tensión que se usa para el modelamiento es:

$$\sigma'_3 \leq -|T_0| \quad (222)$$

donde σ'_3 es el esfuerzo mínimo principal efectivo y T_0 es la resistencia tensil de la roca; definidos en el capítulo dos.

Los modelos de falla por compresión usados son:

§ Criterio de falla de Mohr – Coulomb

$$\sigma'_1 \geq C_0 + \sigma'_3 \tan \beta^2 \quad (223)$$

donde σ'_1 es el esfuerzo máximo principal efectivo, σ'_3 es el esfuerzo mínimo principal efectivo, C_0 es la resistencia compresiva uniaxial y β es el ángulo de falla; definidos en el capítulo dos.

§ Criterio de falla de Drucker – Prager

$$J_2^{1/2} = A I_1 + D \quad (224)$$

Como se menciona anteriormente en el capítulo 3, I_1 es el primer invariante del tensor esfuerzo efectivo, J_2 es el esfuerzo deviatorico de segundo orden, A y D son

parámetros dependientes de las propiedades mecánicas del material y se calculan a partir de las ecuaciones 192 y 193.

4.3.4 Modelo de Porosidad

El modelo de porosidad describe el cambio de las porosidades de matriz y fractura ante el cambio del esfuerzo promedio efectivo y esta dada por las siguientes expresiones, Osorio, 2003:

§ Ecuación de porosidad para la matriz

$$\frac{d\phi_m}{\phi_m} = -c_{pcm} d\bar{\sigma}_p^d + c_{bc}^d d\bar{\sigma}_b^d \quad (225)$$

§ Ecuación de porosidad para la fractura

$$\frac{d\phi_f}{\phi_f} = -c_{pcf} d\bar{\sigma}_p^d + c_{bc}^d d\bar{\sigma}_b^d \quad (226)$$

En estas expresiones, $\bar{\sigma}_p^d$ es el esfuerzo efectivo asociado con el cambio del volumen poroso en un sistema de doble porosidad; $\bar{\sigma}_b^d$ esfuerzo efectivo asociado con el cambio del volumen total en un sistema de doble porosidad y c_{bc}^d es la compresibilidad obtenida de una prueba drenada para una muestra fracturada, definidos en los Apéndice A y B.

4.4 MODELO NUMERICO

Las ecuaciones diferenciales usadas en este trabajo deben ser resueltas numéricamente debido a su alto grado de no linealidad. La solución numérica de estas ecuaciones se obtiene solamente para puntos discretos en el sistema. Para transformar las ecuaciones diferenciales a una forma discreta se utilizará el método

de aproximación en diferencias finitas sobre un sistema de malla irregular con nodos distribuidos, en coordenadas cilíndricas. En la Figura 80 se muestra la malla de simulación utilizada en este trabajo.

Se hacen aproximaciones centrales para las derivadas espaciales de primer y segundo orden, para obtener un menor error de truncamiento, Osorio, 2003. Para las derivadas temporales se hacen aproximaciones progresivas, ya que se necesita conocer el comportamiento de la estabilidad de pozo con el tiempo.

4.4.1 Generación de la malla

En el presente estudio, con el objeto de tener un buen ajuste del comportamiento de la estabilidad del pozo, es necesario construir una malla de espaciamiento irregular con mayor refinamiento en las cercanías del pozo y paralela a él.

En dirección radial, la malla se genera mediante la siguiente progresión geométrica:

$$r_{i+1} = r_i \left(\frac{r_e}{r_w} \right)^{\frac{1}{N-1}} \quad (227)$$

En la expresión anterior r_e es el radio externo del yacimiento, r_w es el radio del pozo y N es el número de nodos en los cuales se desea dividir el yacimiento.

El punto intermedio entre los diferentes nodos radiales, necesario para la programación de las ecuaciones discretizadas, se obtiene a partir de las siguientes relaciones:

$$r_{i+1/2} = \frac{r_{i+1} - r_i}{\ln \left(\frac{r_{i+1}}{r_i} \right)} \quad (228)$$

$$r_{i-1/2} = \frac{r_i - r_{i-1}}{\ln \left(\frac{r_i}{r_{i-1}} \right)} \quad (229)$$

Estos radios garantizan la conservación de masa en el modelo.

La malla en dirección tangencial puede generarse mediante una distribución uniforme de nodos a lo largo de la circunferencia del pozo, posicionando las fronteras interbloque en el punto medio de la distancia entre nodos. Figura 81

En dirección vertical, la malla se puede definir según las fronteras de estratificación, ubicando las fronteras interbloque en el punto medio de la distancia entre nodos.

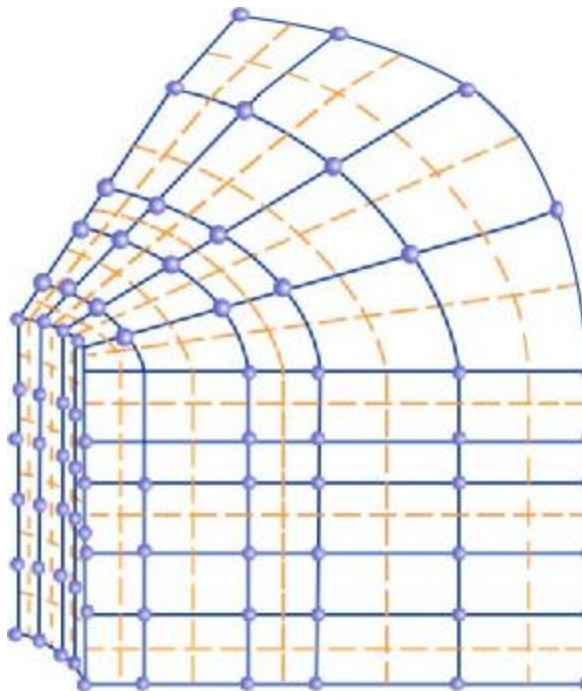


Figura 81. Malla de simulación con espaciamiento irregular, nodo distribuido y refinamiento cerca al pozo, usada en el modelamiento numérico.

4.4.2 Discretización del modelo de flujo de fluidos

La discretización de las ecuaciones 202 y 203, desarrollada detalladamente en el Apéndice D, se expresa en términos de stencil, así:

Ecuación de flujo de fluido en la matriz discretizada:

$$W_m P_{m_{i-1,j,k}}^{n+1} + S_m P_{m_{i,j-1,k}}^{n+1} + BC_m P_{m_{i,j,k-1}}^{n+1} + C_m P_{m_{i,j,k}}^{n+1} + E_m P_{m_{i+1,j,k}}^{n+1} + N_m P_{m_{i,j+1,k}}^{n+1} + TC_m P_{m_{i,j,k+1}}^{n+1} = F_m \quad (230)$$

Ecuación de flujo de fluido en la fractura discretizada:

$$W_f P_{f_{i-1,j,k}}^{n+1} + S_f P_{f_{i,j-1,k}}^{n+1} + BC_f P_{f_{i,j,k-1}}^{n+1} + C_f P_{f_{i,j,k}}^{n+1} + E_f P_{f_{i+1,j,k}}^{n+1} + N_f P_{f_{i,j+1,k}}^{n+1} + TC_f P_{f_{i,j,k+1}}^{n+1} = F_f \quad (231)$$

En las ecuaciones anteriores, W, S, BC, C, E, N, TC y F representan los componentes del Stencil: Oeste, Sur, Central Inferior, Centro, Este, Norte, Central Superior y el término independiente respectivamente; tal como se muestra en la Figura D1 (Apéndice D).

4.4.3 Discretización del modelo de deformación geomecánica

La discretización de las ecuaciones 219 a 221, desarrollada detalladamente en el Apéndice E, se expresa en términos de stencil, así:

Ecuación de deformación geomecánica en dirección radial discretizada:

$$W_r \Delta U_{r_{i-1,j,k}}^{n+1} + S_r \Delta U_{r_{i,j-1,k}}^{n+1} + BC_r \Delta U_{r_{i,j,k-1}}^{n+1} + C_r \Delta U_{r_{i,j,k}}^{n+1} + E_r \Delta U_{r_{i+1,j,k}}^{n+1} + RN_r \Delta U_{r_{i,j+1,k}}^{n+1} + TC_r \Delta U_{r_{i,j,k+1}}^{n+1} = F_r \quad (232)$$

Ecuación de deformación geomecánica en dirección tangencial discretizada:

$$W_\theta \Delta U_{\theta_{i-1,j,k}}^{n+1} + S_\theta \Delta U_{\theta_{i,j-1,k}}^{n+1} + BC_\theta \Delta U_{\theta_{i,j,k-1}}^{n+1} + C_\theta \Delta U_{\theta_{i,j,k}}^{n+1} + E_\theta \Delta U_{\theta_{i+1,j,k}}^{n+1} + N_\theta \Delta U_{\theta_{i,j+1,k}}^{n+1} + TC_\theta \Delta U_{\theta_{i,j,k+1}}^{n+1} = F_\theta \quad (233)$$

Ecuación de deformación geomecánica en dirección tangencial discretizada:

$$W_z \Delta U_{z_{i-1,j,k}}^{n+1} + S_z \Delta U_{z_{i,j-1,k}}^{n+1} + BC_z \Delta U_{z_{i,j,k-1}}^{n+1} + C_z \Delta U_{z_{i,j,k}}^{n+1} + E_z \Delta U_{z_{i+1,j,k}}^{n+1} + N_z \Delta U_{z_{i,j+1,k}}^{n+1} + TC_z \Delta U_{z_{i,j,k+1}}^{n+1} = F_z \quad (234)$$

De igual forma que con las ecuaciones de flujo de fluidos, las anteriores expresiones son tan sólo una representación matemática.

4.5 CONDICIONES INICIALES

Un modelo numérico requiere siempre de condiciones iniciales y de frontera para solucionar adecuadamente el sistema de ecuaciones planteado, de manera que se asegure unicidad en la solución.

En el caso particular de este modelo, se requiere de condiciones iniciales tanto para las ecuaciones de flujo de fluidos como para las de deformación geomecánica. A continuación, se presentan las condiciones iniciales manejadas.

4.5.1 Modelo de flujo de fluidos

La condición inicial para el modelo de flujo de fluidos es que para un tiempo inicial la presión ha alcanzado condiciones de presión estática; lo cual matemáticamente se expresa como:

$$P_m(i, j, k) = P^0 \text{ en } t=0 \quad (235)$$

$$P_f(i, j, k) = P^0 \text{ en } t=0 \quad (236)$$

En la ecuación anterior P^0 es el valor de presión para el tiempo inicial.

4.5.2 Modelo de deformación geomecánica

Al tiempo inicial, el incremento de los desplazamientos será nulo en todo el yacimiento. Lo anterior se expresa como:

$$\Delta U_r(i, j, k) = 0 \quad (237)$$

$$\Delta U_\theta(i, j, k) = 0 \quad (238)$$

$$\Delta U_z(i, j, k) = 0 \quad (239)$$

4.6 CONDICIONES DE FRONTERA

Como se mencionó anteriormente, para tener un sistema numéricamente bien planteado se hace necesario definir las condiciones en los límites del yacimiento que se cumplen para todo tiempo de simulación.

Las condiciones utilizadas para las ecuaciones de flujo de fluidos y de geomecánica se especifican a continuación.

4.6.1 Modelo de flujo de fluidos

Las condiciones de límite interna depende del tipo de pared del yacimiento; es decir, si la pared es permeable los campos de presiones (matriz y fractura) son iguales a la presión existente al tiempo actual de simulación más la presión ejercida por el fluido de perforación, P_w ; es decir:

$$P_m(1, j, k) = P_m^n(1, j, k) + P_w \quad (240)$$

$$P_f(1, j, k) = P_f^n(1, j, k) + P_w \quad (241)$$

En el caso de pared impermeable, en el límite interno no se superpone la presión del fluido de perforación.

En dirección radial, la condición tanto interna como externa es de no flujo. Esta condición puede expresarse matemáticamente así:

§ Condición de límite interna radial

$$\left(\frac{\partial P_m}{\partial r}\right)_{1,j,k} = 0 \quad (242)$$

$$\left(\frac{\partial P_f}{\partial r}\right)_{1,j,k} = 0 \quad (243)$$

§ Condición de límite externa radial

$$\left(\frac{\partial P_m}{\partial r}\right)_{nr,j,k} = 0 \quad (244)$$

$$\left(\frac{\partial P_f}{\partial r}\right)_{nr,j,k} = 0 \quad (245)$$

En las ecuaciones 242 a 245 los subíndices 1 y nr indican los nodos internos y externo en dirección radial, respectivamente.

En dirección tangencial, se aplican condiciones periódicas, generando las siguientes ecuaciones para los límites en esta dirección:

$$P_m(i,0,k) = P_m(i,n\theta,k) \quad (246)$$

$$P_m(i,n\theta + 1,k) = P_m(i,1,k) \quad (247)$$

$$P_f(i,0,k) = P_f(i,n\theta,k) \quad (248)$$

$$P_f(i,n\theta + 1,k) = P_f(i,1,k) \quad (249)$$

En las ecuaciones anteriores los subíndices 0 y $n\theta + 1$ hacen referencia a los nodos fantasmas en dirección tangencial a los cuales se les asigna la presión del último y

del primer nodo, respectivamente, por coincidir espacialmente con ellos, y el subíndice $n\theta$ es el último nodo real en dicha dirección.

La condición de frontera en dirección vertical, tanto superior como inferior, al igual que en la dirección radial es de no flujo. Matemáticamente lo anterior se expresa como:

§ Condición de límite vertical superior

$$\left(\frac{\partial P_m}{\partial z} \right)_{i,j,1} = 0 \quad (250)$$

$$\left(\frac{\partial P_f}{\partial z} \right)_{i,j,1} = 0 \quad (251)$$

§ Condición de límite vertical inferior

$$\left(\frac{\partial P_m}{\partial z} \right)_{i,j,nz} = 0 \quad (252)$$

$$\left(\frac{\partial P_f}{\partial z} \right)_{i,j,nz} = 0 \quad (253)$$

En las ecuaciones 250 a 253, los subíndices 1 y nz indican los nodos superior e inferior en dirección vertical, respectivamente.

En el Apéndice F se presenta la discretización de las condiciones de frontera para el modelo de flujo de fluidos.

4.6.2 Modelo de deformación geomecánica

Para los límites interno y externo, la condición de frontera en dirección radial es que para todo tiempo no hay incremento en los desplazamientos. Matemáticamente:

§ Condición de límite interna radial

$$\Delta U_r(1, j, k) = 0 \quad (254)$$

$$\Delta U_\theta(1, j, k) = 0 \quad (255)$$

$$\Delta U_z(1, j, k) = 0 \quad (256)$$

§ Condición de límite externa radial

$$\Delta U_r(nr, j, k) = 0 \quad (257)$$

$$\Delta U_\theta(nr, j, k) = 0 \quad (258)$$

$$\Delta U_z(nr, j, k) = 0 \quad (259)$$

En dirección tangencial, al igual que en el modelo de flujo de fluidos, se aplican condiciones periódicas, generando las siguientes ecuaciones para los límites en esta dirección:

$$\Delta U_r(i, 0, k) = \Delta U_r(i, n\theta, k) \quad (260)$$

$$\Delta U_r(i, n\theta + 1, k) = \Delta U_r(i, 1, k) \quad (261)$$

$$\Delta U_\theta(i, 0, k) = \Delta U_\theta(i, n\theta, k) \quad (262)$$

$$\Delta U_\theta(i, n\theta + 1, k) = \Delta U_\theta(i, 1, k) \quad (263)$$

$$\Delta U_z(i, 0, k) = \Delta U_z(i, n\theta, k) \quad (264)$$

$$\Delta U_z(i, n\theta + 1, k) = \Delta U_z(i, 1, k) \quad (265)$$

En los límites vertical inferior y vertical superior se asume que los incrementos de los desplazamientos son cero:

Condición de límite vertical superior

$$\Delta U_r(i, j, 1) = 0 \quad (266)$$

$$\Delta U_\theta(i, j, 1) = 0 \quad (267)$$

$$\Delta U_z(i, j, 1) = 0 \quad (268)$$

Condición de límite vertical inferior

$$\Delta U_r(i, j, nz) = 0 \quad (269)$$

$$\Delta U_\theta(i, j, nz) = 0 \quad (270)$$

$$\Delta U_z(i, j, nz) = 0 \quad (271)$$

En el Apéndice F se presenta la discretización de las condiciones de frontera para el modelo de deformación geomecánica.

4.7 MODELO DE COMPUTADOR

El modelo de computador o programa desarrollado para el modelamiento numérico de la estabilidad de pozo en yacimientos naturalmente fracturados fue codificado en el lenguaje de programación C++ Builder. Este programa está constituido por cinco módulos de lectura de datos requeridos para la simulación y un sexto módulo donde se realizan todos los cálculos requeridos en la simulación y la generación de resultados en forma gráfica. Los módulos se describen a continuación:

4.7.1 Módulo Inicialización y Discretización

En esta sección del programa se hace la lectura de datos para la generación de la malla de simulación, los parámetros requeridos por el método de solución numérica usado en el simulador y la información básica del yacimiento. Tales datos son:

- § Nodos en los cuales se desea dividir el yacimiento en dirección radial, tangencial y vertical.
- § Tolerancia para el método de solución numérica.
- § Número máximo de iteraciones para el método de solución numérica
- § Profundidad donde se desea evaluar la estabilidad mecánica.
- § Radios del pozo y del yacimiento
- § Estratos en el yacimiento
- § Presión inicial del yacimiento

4.7.2 Módulo Perforación

En esta sección se hace el registro de la información correspondiente a la perforación del pozo y a los esfuerzos in situ. Está constituida por los siguientes datos:

- § Inclinación y azimut del pozo
- § Densidad del lodo de perforación
- § Tasas de perforación y duración
- § Gradientes esfuerzos máximo horizontal, mínimo horizontal y vertical.
- § Tipo de pared del pozo: Permeable o Impermeable.

4.7.3 Módulo Fluido

En esta sección se realiza la lectura de las siguientes propiedades del fluido del yacimiento:

- § Densidad del fluido

§ Compresibilidad del fluido

4.7.4 Módulo Roca

En esta sección se registra la información de las siguientes propiedades petrofísicas del yacimiento:

§ Porosidades de matriz y de fractura

§ Compresibilidades drenada y sin drenar tomadas en muestras fracturadas y no fracturadas.

4.7.5 Módulo Mecánica

En esta sección se hacen las lecturas correspondientes a las propiedades mecánicas de la roca requeridas por el modelo de deformación geomecánica y por los criterios de falla. Tales datos son:

§ Módulo de Young

§ Módulo de Poisson

§ Resistencia a la tensión

§ Resistencia Compresiva Uniaxial

§ Cohesión

§ Angulo de Fricción

4.7.6 Módulo Visualización

En esta última sección del programa se hacen todos cálculos necesarios para la simulación numérica y posteriormente la generación de resultados en forma gráfica. El procedimiento utilizado por el simulador para la ejecución de los cálculos y presentación de resultados se puede visualizar de forma esquemática en la Figura 82.

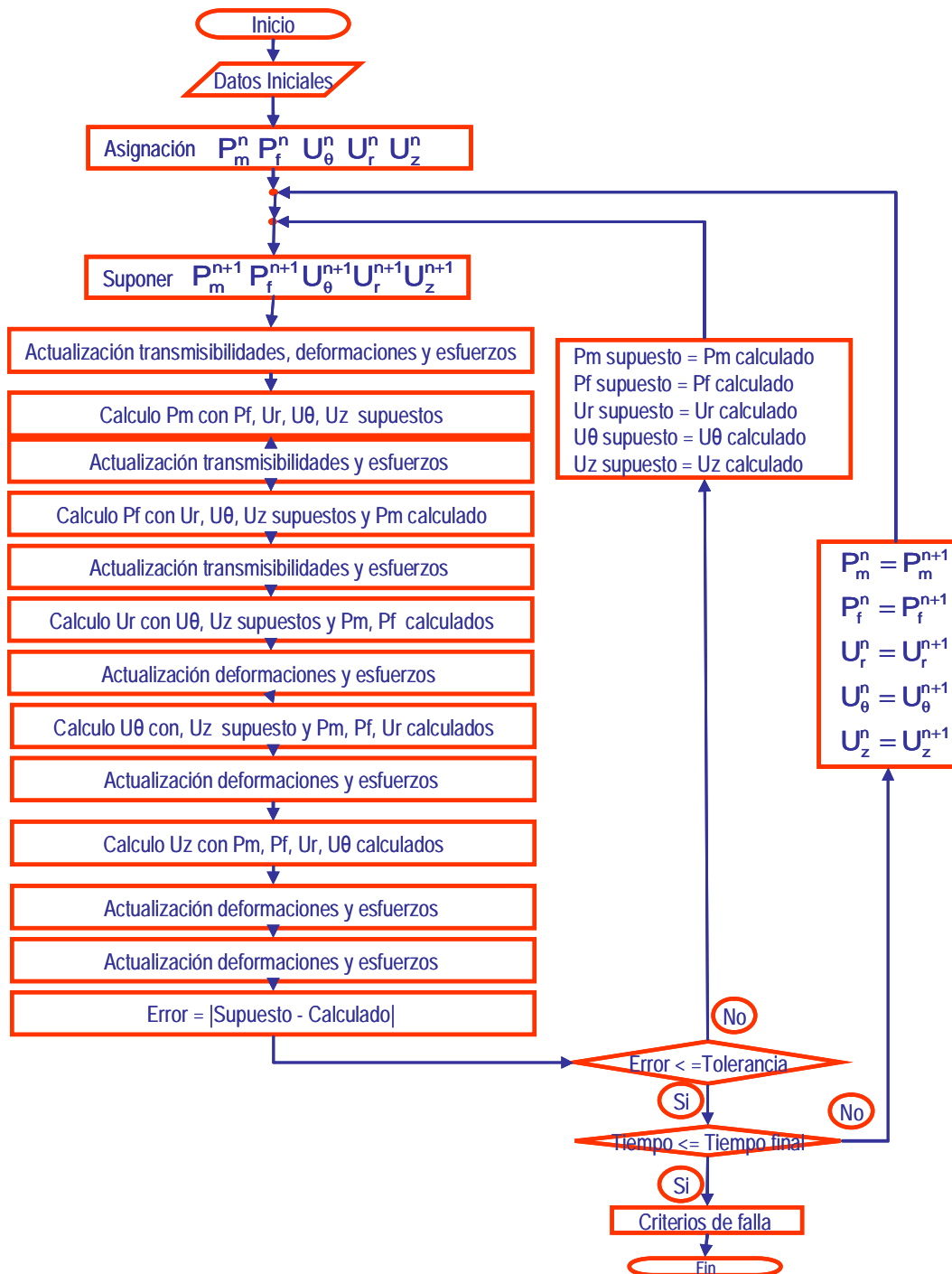


Figura 82. Esquema del proceso general del simulador

5. GENERALIDADES DEL AREA DE ESTUDIO. (CAMPO CUPIAGUA, PIEDEMONTE LLANERO)

5.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

La cuenca de los Llanos se encuentra limitada al occidente por la cordillera Oriental y al oriente por el escudo de Guayana. La cuenca de los Llanos se extiende hasta Venezuela y está separada de la cuenca de Barinas por el Arco de Santa Bárbara, hacia el Sur, esta cuenca está separada de la del Putumayo por el Arco de la Macarena-Guaviare. La cuenca de los Llanos posiblemente hizo parte del sistema de cuencas Andinas que a finales del Cretáceo se extendía desde Venezuela hasta el Perú. Linares y otros, ICP 2002.

El Piedemonte Llanero esta localizado en las estribaciones orientales de la Cordillera Oriental de Colombia. La actividad exploratoria ha conducido al descubrimiento de varios campos con una gran variedad de fluidos (gas condensado muy pobre a petróleo volátil) en cuarzo arenitas muy apretadas. El estilo estructural de este cinturón plegado de cabalgamiento varía a lo largo del tren desde estructuras frontales simples a un imbricado de hasta cuatro escamas apiladas en una zona triangular.

Se orienta en dirección SO-NE y se extiende unos 100 kilómetros al norte y sur del pueblo de Yopal. Esta provincia esta limitada hacia el Oeste por el sistema de fallas de Guaicaramo y al Este por el sistema de fallas de Yopal – Borde Llanero. (Figura 83).

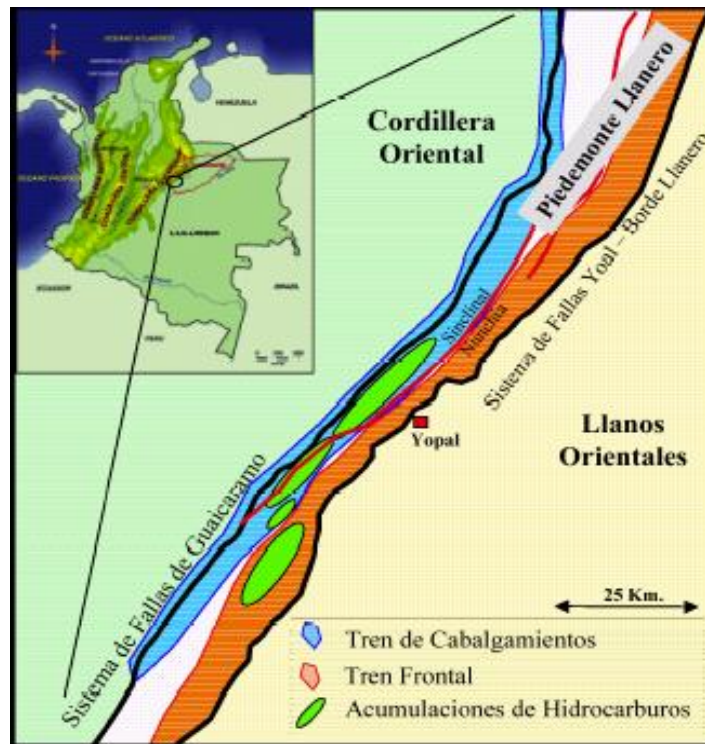


Figura 83. Localización Geográfica del Piedemonte Llanero Colombiano. Tomado de Martínez, 2003.

El campo Cupiagua fue descubierto en 1993 y está ubicado en el sector oriental del Departamento de Casanare y límites con Boyacá, en la parte sur del tren del denominado Piedemonte Llanero Colombiano (Figura 84), allí se llevó a cabo la realización de programas intensos de exploración, evaluación y desarrollo en la cuenca que finalmente se tradujeron en la adquisición y procesamiento de varios programas sísmicos 2D (más de 2000 kilómetros) y alrededor de 840 Km cuadrados de sísmica 3D, la perforación de mas de 100 pozos y mapeo geológico detallado de superficie.

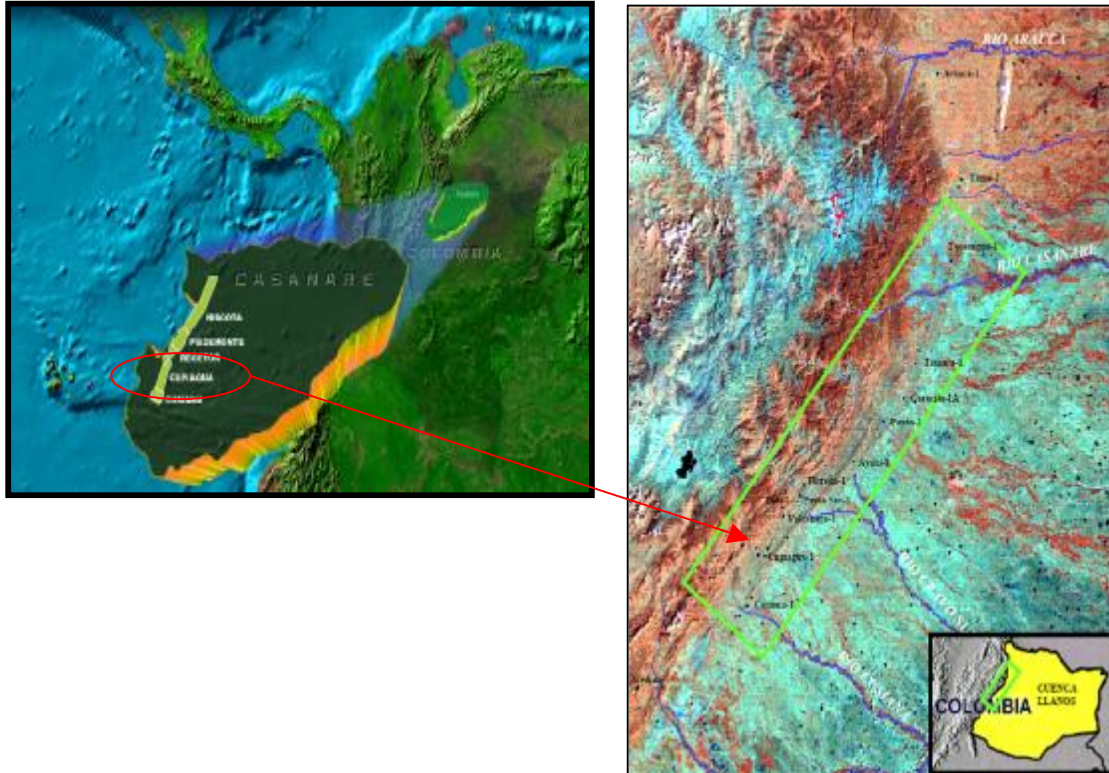


Figura 84. Ubicación del Campo Cupiagua. Tomado de BP, Well Review, 2001 y Rojas, Ecopetrol, 2002.

5.2 ESTRATIGRAFÍA REGIONAL

La secuencia estratigráfica incluye rocas sedimentarias desde el Cretáceo Inferior al Reciente. La columna estratigráfica de la Figura 85, está definida con base en afloramientos de superficie y pozos, y se restringe a las unidades productoras de hidrocarburos.

En el Piedemonte Llanero y los Llanos Orientales, el Cretácico Superior lo constituyen las Formaciones Chipaque (Coniaciano – Santoniano) correlacionable con la Formación Gachetá y el Grupo Guadalupe (Campaniano–Maastrichtiano Temprano), mientras que el Terciario Inferior comprende las formaciones Barco y Los Cuervos (Paleoceno Tardío), Mirador (Eoceno Tardío) y los Miembros basales de la Formación Carbonera, C-10, C-9 y C-8 (Eoceno Tardío – Oligoceno). El Terciario Superior está constituido por los Miembros Superiores de la Formación

Carbonera (Oligoceno Tardío), la Formación León (Mioceno Temprano), La Formación Guayabo (Mioceno Tardío), Necesidad (Plioceno). Para este proyecto se considerará la formación de interés en este caso la Formación Mirador. En Resumen de las formaciones y sus ambientes correspondientes se presenta en el anexo H.

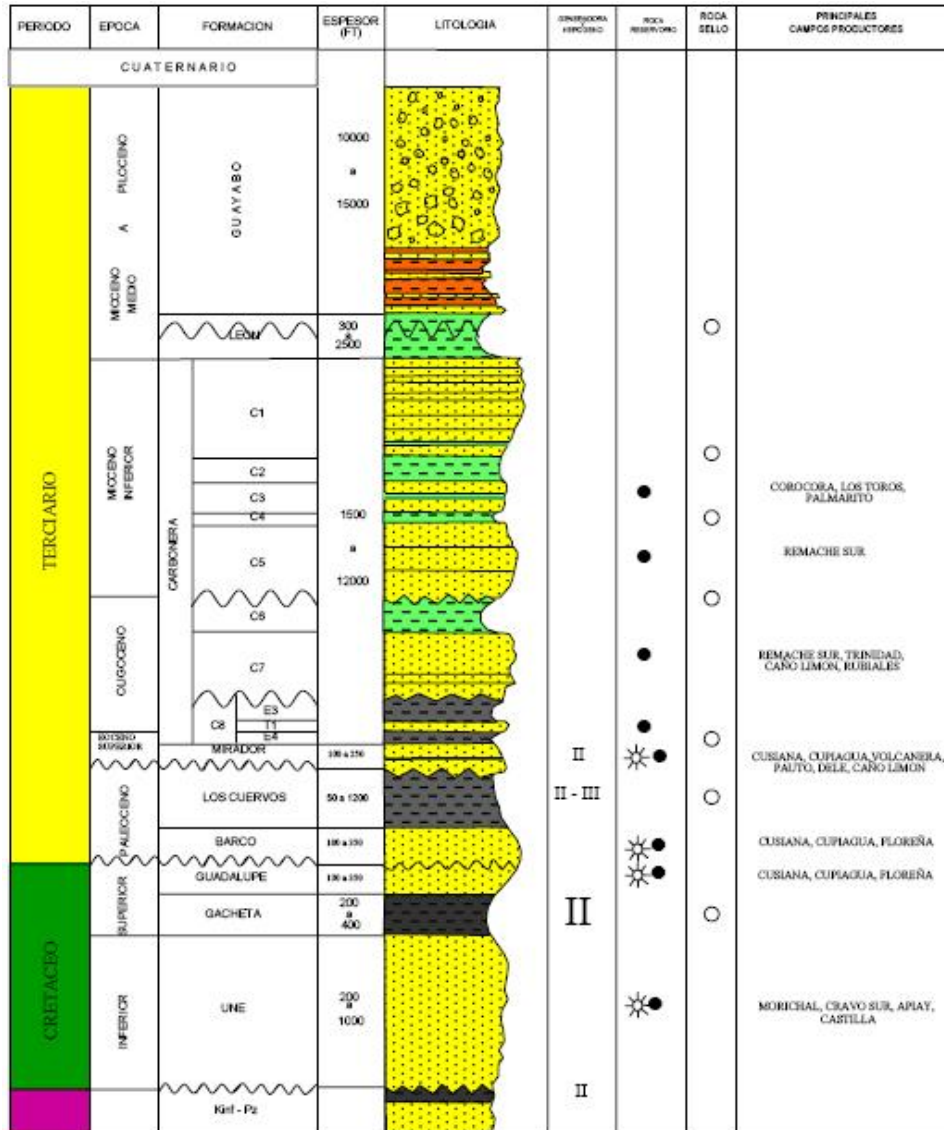


Figura 85. Columna Estratigráfica generalizada. Tomado de Rojas, Ecopetrol 2002.

5.2.1 Formación Necesidad (Plioceno)

Consta de una espesa secuencia de conglomerados poco consolidados en una matriz arcillo-arenosa gruesa, con intercalaciones de shales y arcillas grises, esta Formación reposa discordante sobre la Formación Guayabo. Linares y otros, ICP 2002.

5.2.2. Formación Guayabo (Mioceno-Oligoceno)

Se puede dividir en dos miembros el inferior más arcilloso que el superior, consta de areniscas pardo amarillentas 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, Linares y otros, ICP 2002.

Los ambientes sedimentarios varían, siendo marino hacia la base y fluvio marino a continental al tope (Figura 86).

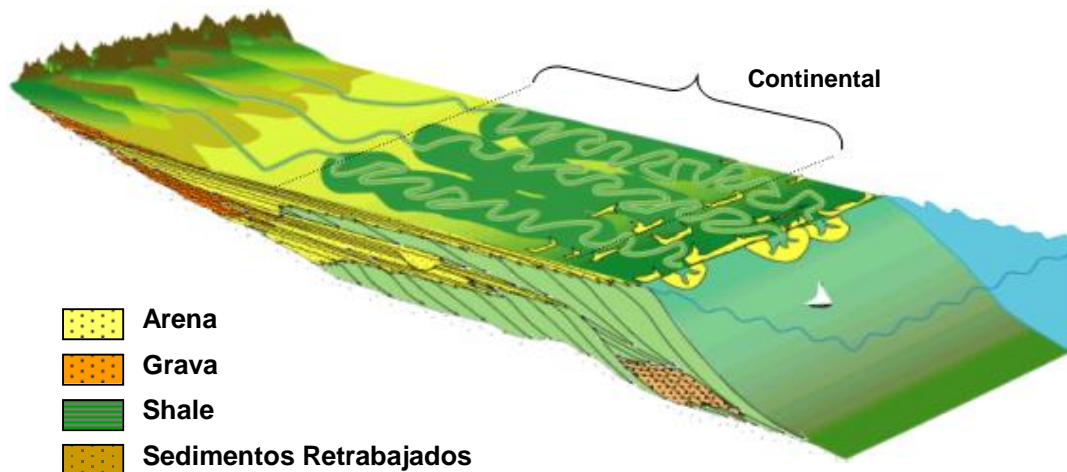


Figura 86. Modelo de ambiente de deposición de la Formación Guayabo. Tomado de Virgilio 2004.

5.2.3. Formación León (Mioceno Inferior- Oligoceno)

Compuesta por shales y arcillas gris oscuras y verdosas, con delgadas ínter estratificaciones, frecuentemente hacia la base areniscas arcillosas de color verde o gris, de grano fino a muy fino poco consolidadas. Ocasionalmente se encuentran intercalados lentes de dolomita oolítica. Con espesores de 200 a 1000 metros aproximadamente. Soto, Sandoval, Gomez, Posada, y Linares, ICP 2002.

La formación León se depositó en ambientes lacustres con predominio de aguas dulces hacia el sureste y este de la cuenca y en ambientes de lagunas costeras, bahías o estuarios con influencia salobre hacia el noroeste y oeste de la cuenca (Figura 87)

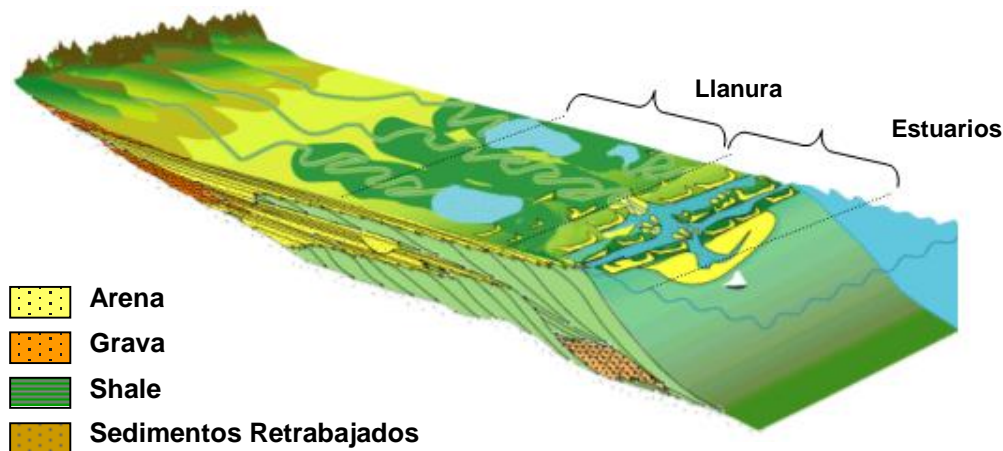


Figura 87. Modelo de ambiente de depositación de la Formación León Base. Tomado de Virgilio 2004.

5.2.4. Formación Carbonera (Oligoceno-Mioceno Inferior)

La Formación Carbonera consiste de arcillolitas y lodolitas físoles, color verde oliva claro y gris con mucha oxidación (óxidos de Manganese) y ferruginización en costras laminares interpuestas de color castaño oscuro, rojizo, amarillento grisáceo

y algo verdosos. Capas más duras de limolitas verdosas se intercalan frecuentemente. Se observan localmente delgados lechos de conchas y fragmentos de conchas de bivalvos usualmente mal preservados.

Esta formación se divide en ocho unidades informales denominados de techo a base C1 a C8; las unidades de número impar son predominantemente arenosas, mientras las unidades pares son en su mayor parte lutíticas. Rojas, ECOPETROL, 2002.

El ambiente de depositación para la formación Carbonera se interpreta como barras de estuarios, lagos o bahías para la base de la Formación Carbonera (Figura 88).

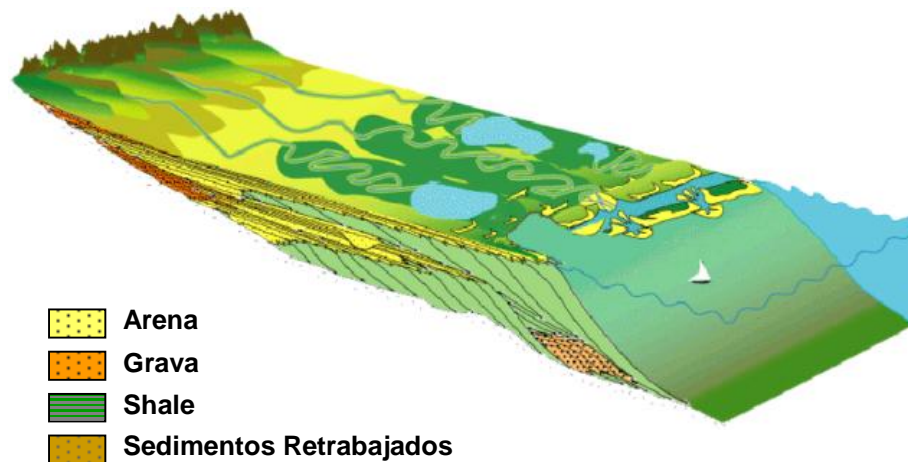


Figura 88. Ambiente de depositación de la Formación Carbonera. Tomado de Virgilio 2004.

5.2.5. Formación Mirador (Eoceno Superior)

La Formación Mirador se presenta como una secuencia predominantemente arenosa de grano grueso con algunas capas delgadas interpuestas de lodolitas masivas de color gris, y niveles de conglomerados arenosos finos. Las arenitas son en su mayor parte conglomeráticas de granulometría variable y forman múltiples sets de estratificación cruzada planar. Las arenitas son cuarzosas, limpias, porosas y como característica distintiva presentan guijos o granos de cuarzo y chert gris oscuro a

negro. En la parte basal usualmente se presentan depósitos de canales fluviales, crevasse splay 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. Rojas, ECOPETROL, 2002.

5.2.5.1 Ambiente de depósito y estratigrafía de la formación Mirador. Con base en información de corazones se divide la Formación Mirador en un intervalo Inferior y Otro Superior. El Mirador inferior se depositó en un ambiente continental donde se identifican depósitos de canales, complejos de crevasse splay o rellenos de lagos y lodolitas de llanura de inundación (Figura 89). El Mirador Superior se depositó en un ambiente estuarino o de bahías y se reconocen depósitos de canales estuarinos, bay-head deltas, areniscas de rellenos de estuarios o bahías y lodolitas de bahías (Figura 89).

El modelo de evolución ambiental y estratigráfica de la Formación Mirador en los campos Cupiagua y Cusiana es muy similar se definen los mismo tipos de depósito y el mismo número de ciclos o eventos estratigráficos.

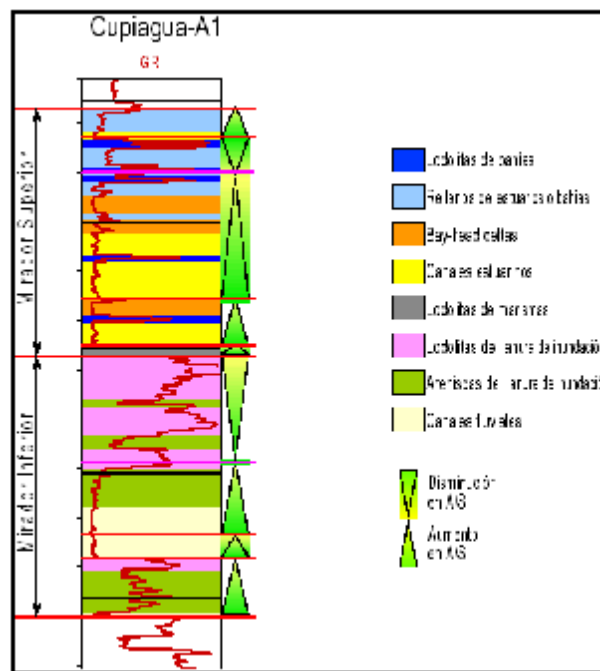


Figura 89. Interpretación Ambiental y Estratigráfica de la Formación Mirador en el pozo Cupiagua-Buca1. Tomado de Linares y Otros 2002.

5.2.5.2 Interpretación Ambiental y Estratigráfica

§ Mirador Inferior

De un análisis detallado de corazones Linares y Otros, ICP 2002 se definió que el Mirador Inferior esta constituido por tres ciclos estratigráficos (Figura 90), que están separados por superficies de inconformidad o de exposición subaérea. Estos ciclos “onlapan” continuamente la superficie de inconformidad a la base del Mirador. Estos ciclos presentan una transición de areniscas de canales a areniscas de complejos de crevasse splay o rellenos de lagos y finalmente a lodolitas de lagos y llanura de inundación; esta sucesión de depósitos puede estar o no completa. De la descripción de corazones y los datos de porosidad y permeabilidad de análisis básicos se concluyó que: 1) Las areniscas de canales corresponden a la roca con las mejores propiedades de reservorio (mas alta porosidad y permeabilidad), 2) Las areniscas de crevasse splay tienen propiedades de reservorio mas bajas y 3) Las lodolitas de lagos y llanuras de inundación conforman barreras verticales al flujo de fluidos.

Los depósitos de canales son relativamente continuos a través del área de estudio; teniendo en cuenta la información de estudios previos, se considera que los ejes de los canales están orientados SE-NW. Los depósitos de complejos de crevasse splay o rellenos de lagos dentro de los diferentes ciclos no son continuos a través del campo Cupiagua; algunas veces están truncados por depósitos de canales y otras veces se pinchan en lodolitas de lagos o de llanura de inundación. Los depósitos lodosos de lagos y llanuras de inundación tampoco son continuos a través del campo; solo en el ámbito local conforman barreras verticales al flujo de fluidos. El espesor del shale medio de la Formación Mirador es muy variable en el campo Cupiagua debido a erosión e incisión de valles ocurrida después de su depositación.

• Mirador Superior

En el área de estudio el Mirador Superior está constituido por tres ciclos estratigráficos en los que se identificaron depósitos de canales, de bay-head deltas y de relleno de bahías. Los datos de porosidad y permeabilidad de análisis básicos de corazones definen que las areniscas de canales y de bay-head deltas corresponden a la roca con mejores características de reservorio; mientras que las areniscas de relleno de bahías o estuarios tienen malas calidades como reservorio. Extrapolando la interpretación de estudios previos se considera que los ejes de los canales tienen una orientación SE-NW.

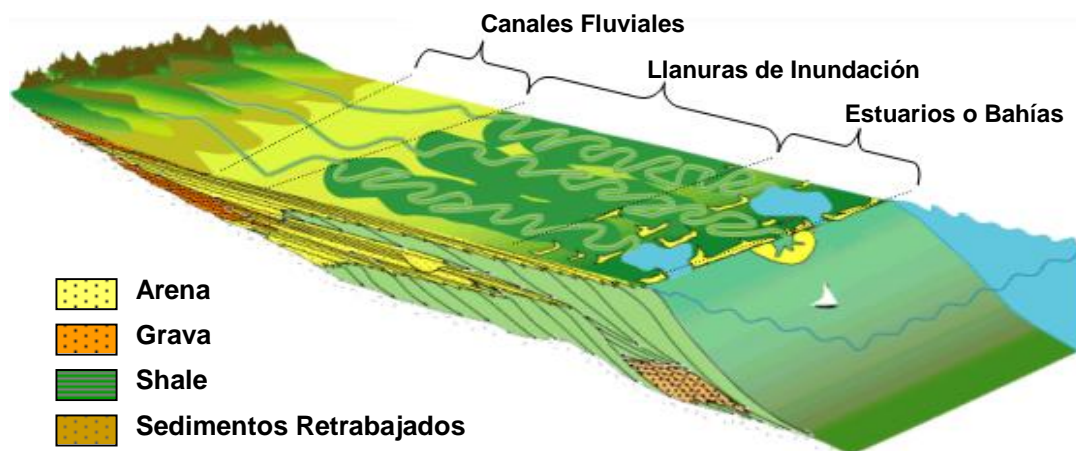


Figura 90. Modelo de ambiente de deposición de la Formación Mirador inferior. Tomado de Virgilio 2004.

5.2.6 Formación Los Cuervos (Paleoceno)

La Formación Cuervos se caracteriza por ser una secuencia siliciclástica de grano más fino constituida por litoarenitas arcillosas a muy arcillosas, color verde a gris verdoso de grano muy fino y fino y lodolitas masivas plásticas, color verde oliva gris verdoso y gris oscuro localmente arenosas o carbonosas. Las arenitas presentan estratificación cruzada y son mineralógicamente inmaduras mientras que texturalmente son más maduras. El contacto inferior con la formación Barco es transicional y el superior con la Formación Mirador es erosivo neto. Rojas, Ecopetrol, 2002.

La sedimentación de estas litologías tuvo lugar en una planicie costera superior, en donde se identifican depósitos de llanura de inundación, rellenos de lagos, crevasse splay y ocasionalmente canales. (Figura 91).

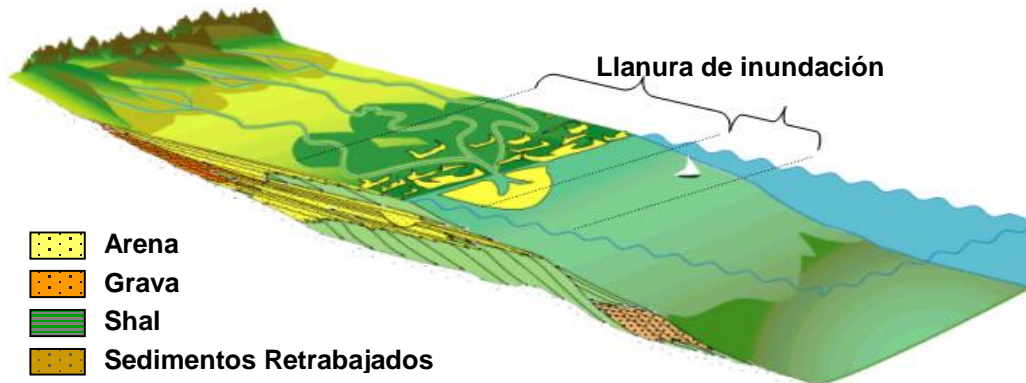


Figura 91. Modelo de deposición de la formación Cuervos. Tomado de Virgilio 2004.

5.2.7. Formación Barco: (Edad Paleoceno)

Ambiente Fluvial a Relleno Estuarino. Intervalo constituido principalmente por arenisca cuarzosa gris, su espesor es de 170 pies. La Formación Barco esta constituida principalmente por areniscas de grano fino a grueso con algunas intercalaciones de lodolitas. Los ambientes de sedimentación corresponden a canales estuarinos y fluviales (Figura 92). Linares y Otros, ICP 2002.

Se definieron cuatro ciclos o eventos estratigráficos que se denominan de base a tope B1, B2, B3 y B4.

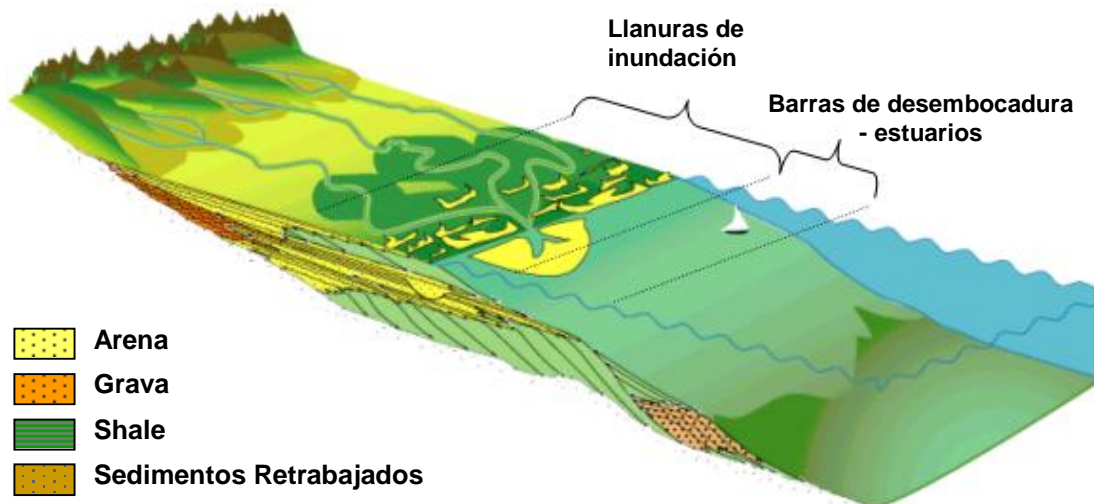


Figura 92. Modelo de ambiente de deposición de la Formación Barco techo. Tomado de Virgilio 2004.

5.2.8. Formación Guadalupe: (Campaniano-Maestrichtiano)

La Formación Guadalupe está constituida por una secuencia de areniscas cuarzosas blanco grisáceo con un espesor de 470 pies. En el sector del Piedemonte Llanero el Grupo 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. En los afloramientos del Piedemonte se reconocen los tres miembros del Grupo Guadalupe, mientras que en los pozos solo se presenta el Miembro Inferior y parte del Medio, los dos, de condiciones más proximales a la antigua línea de costa. Linares y Otros, ICP 2002.

Los cuatro eventos estratigráficos o ciclos de aumento/disminución en la relación espacio de acomodación contra suministro de sedimento - A/S, los cuales se denominan de base a tope G1, G2, G3 y G4. (Figura 93).

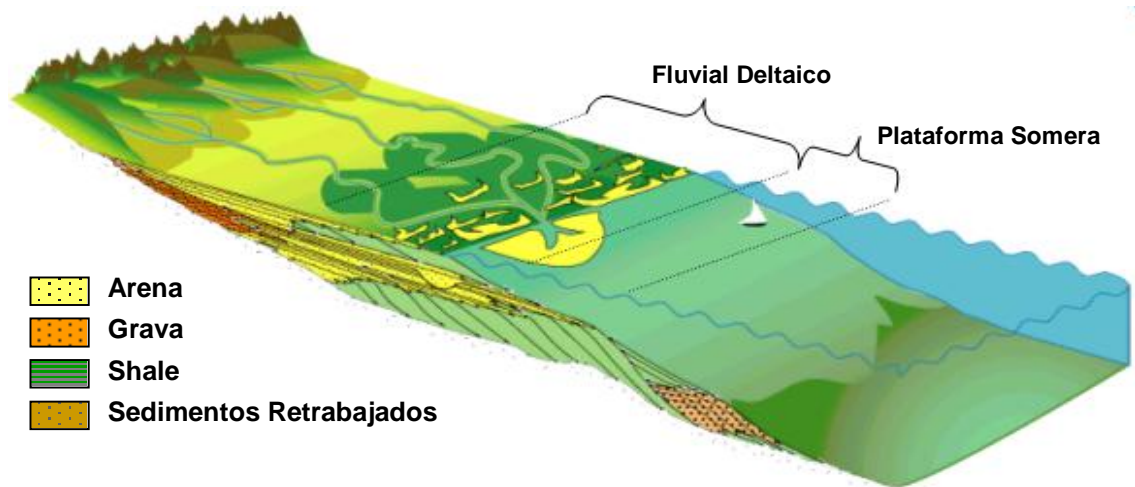


Figura 93. Ambiente de deposición de la formación Guadalupe. Tomado de Virgilio 2004.

5.2.9. Formación Gachetá

Conjunto medio arcillo arenoso donde alternan arcillas claras, con grises oscuras a negras poco seleccionadas, intercaladas con niveles pequeños de calizas finamente arenosas de color blanco. La Formación Gachetá está conformada por lodolitas grises oscuras a negras con intercalaciones de areniscas de grano fino, depositadas en ambientes de plataforma marina, shoreface y en menor proporción, estuarios. Linares y Otros, ICP 2002, (Figura 94).

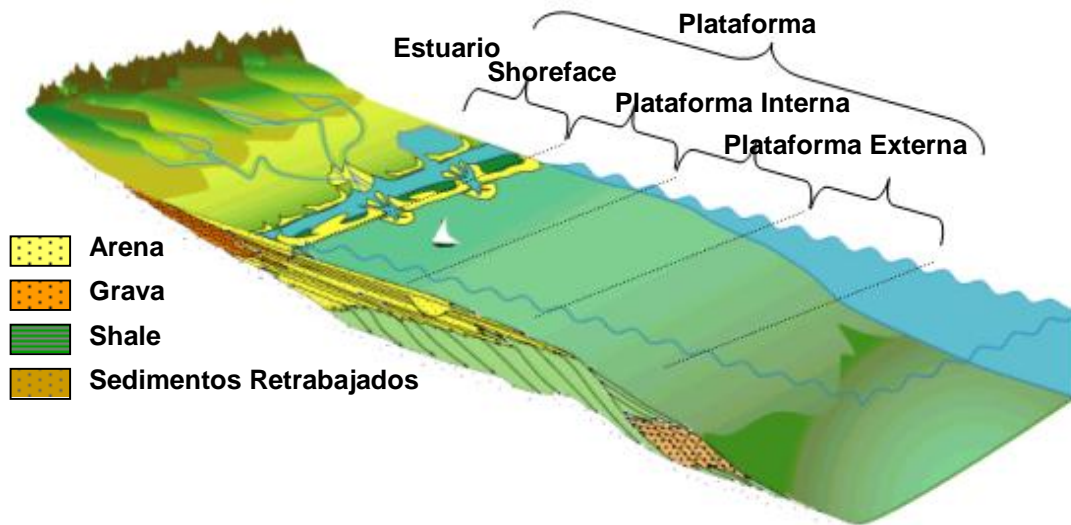


Figura 94. Ambientes de deposición de la F. Gacheta. Tomado de Virgilio 2004.

5.2.10. Formación Une (Albiano)

La Formación Une en esta área se puede considerar compuesta de dos unidades o segmentos bien diferenciables.

El segmento inferior consiste esencialmente de gruesos paquetes de areniscas limpias con estratificación cruzada plana, gruesas secuencias de capas gruesas/medias de areniscas limpias a carbonosas, interestratificaciones de arenitas y lodolitas en proporciones variables y shales gris oscuro a negro ricos en materia orgánica. Este segmento se caracteriza además por la ausencia de bioturbación.

El segmento superior consiste esencialmente de areniscas en capas gruesas, medias y finas separadas por capas delgadas a láminas gruesas de shales ricos en materia orgánica a paquetes delgados de interestratificaciones de arena-lodo. Este segmento se diferencia bien por la abundancia de icnofósiles en las interfaces arena-lodo y litología y granulometría más variables (grano fino, medio grueso y algunas capas de conglomerados de guijos finos).

En general las areniscas de la Formación Une son cuarzoarenitas limpias con estratificación cruzada plana de escala media a pequeña, con láminas interpuestas de materia orgánica carbonosa, no bioturbadas internamente y muy friables y porosas. Rojas, ECOPETROL, 2002.

La Formación Une, en la cuenca de los Llanos, muestra una transición de ambientes fluviales hacia la base a ambientes de bahías o estuarios hacia el tope, de oriente a occidente se observa una transición de ambientes continentales a ambientes marinos (Figura 95).

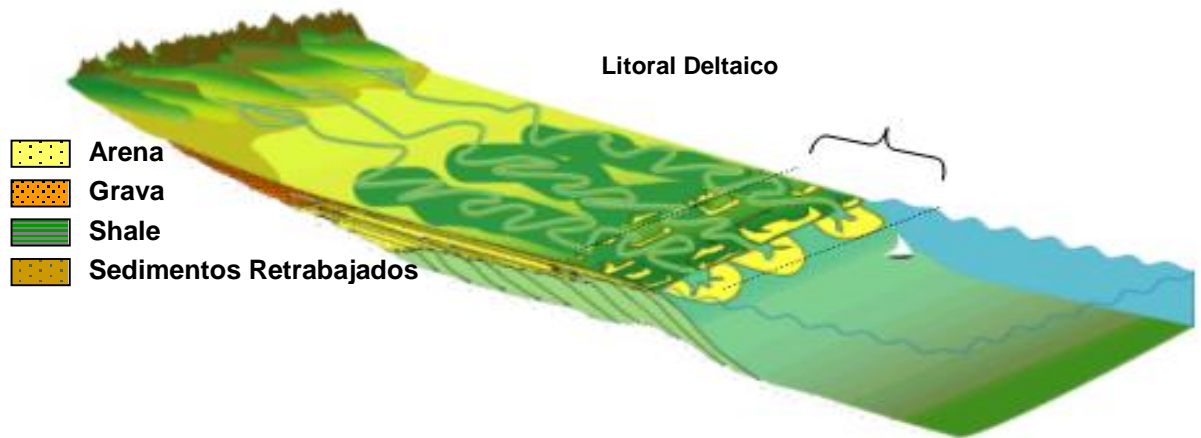


Figura 95. Ambiente de depositación de la Formación Une. Tomado de Virgilio 2004

5.3 TECTONICA DEL PIEDEMONTE LLANERO.

El Piedemonte este de la Cordillera Oriental, esta caracterizado por la presencia de fallas de cabalgamiento con vergencia al SE. Las fallas principales dan indicios de corresponder a estructuras preexistentes en el basamento, y que posiblemente tuvieron control en la sedimentación durante el Cretácico y Terciario. Estas fallas de acuerdo a los modelos evolutivos de la cordillera, fueron posteriormente invertidas durante el levantamiento de la Orogenia Andina. Los perfiles geológicos a través del Piedemonte oriental de la Cordillera, muestran principalmente estructuras relacionadas a eventos compresivos, tales como plegamientos asociados a fallas inversas, imbricaciones, anticlinales y sinclinales y un sistema secundario de fallas de rumbo, oblicuo al tren de la cordillera, que frecuentemente constituyen rampas laterales.

Las estructuras acumuladoras del hidrocarburo están ligadas a la fase del levantamiento orogénico (mioceno-Plioceno), en el cual se da el proceso orogénico que dio como resultado el levantamiento de la Cordillera oriental. Los movimientos orogénicos se ven reflejados en la estructura actual, por grandes fallas de cabalgamiento y pliegues apretados en el flanco occidental de la cuenca o zona de Piedemonte, y por fallas normales de poco desplazamiento y plegamientos suaves al oriente en el foreland.

Los mayores eventos tectónicos que han tenido influencia en el desarrollo de la cuenca de los llanos y del área del Piedemonte (y parte de la Cordillera Oriental), deben enmarcarse regionalmente en el desarrollo de la margen occidental de Sur América. En general se pueden diferenciar ocho eventos principales así: Linares, y Otros, ICP 2002.

§ Triásico – 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 m.a) un prolongado periodo de episodios intermitentes de extensión sobre una serie de fallas extensionales (sistema de fallas de Guicáramo) 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.

§ Eoceno Medio (49-42 ma), un evento temprano de deformación compresional en el valle del Magdalena y en la 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 antepais (“foreland”) de las cordilleras Occidental y

Central. El aumento progresivo hacia el oeste en espesor estratigráfico en ciertas áreas de Piedemonte pueden 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).

A medida que la deformación en la cordillera oriental migraba hacia el oriente del área del Piedemonte se involucró en el cinturón frontal de “pliegue y cabalgamientos”.

5.3.1 Sistemas estructurales

5.3.1.1 Fallas de Cabalgamiento. Son el principal tipo de fallas identificadas en la región; con vergencia Este y dirección de rumbo Suroeste-Noreste. Conforman sistemas que permiten el levantamiento predominantemente del Cretáceo, y en algunos sectores del preCretáceo, sobre la secuencia Terciaria, Rojas, ECOPETROL, 2002.

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

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

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

Entre las fallas de Yopal y la de Borde, se desarrolla un imbricado que repite unidades de la parte superior de la Formación Carbonera y se une al despegue superior de a Formación León.

La mayoría de estas fallas de cabalgamiento corresponden con antiguas fallas normales que han sido reactivadas durante el evento compresivo del Mioceno, causante de la Orogenia Andina.

5.3.1.5 Pliegues. Los sinclinatorios fallados representan las estructuras plegadas más comunes, dentro de las cuales se encuentran los anticlinales que constituyen los reservorios actuales y/o potenciales para los hidrocarburos de la región.

5.3.2 Estructura del campo Cupiagua

En la estructura del campo Cupiagua y hacia el Este de esta, la falla más sobresaliente es la falla de Yopal, esta falla tiene al menos un desplazamiento de 5 kilómetros de vergencia oriental y se interpreta como "en secuencia" con las fallas inversas que conforman las estructuras de Cupiagua, Cupiagua sur y Cusiana. Este sistema de fallas que lucen como de escama delgada parecen tener su raíz más profunda en la falla de Guaicaramo que en este sector involucra rocas del pre-rift y se podría interpretar como de escama gruesa.

La geometría general del campo Cupiagua, (Figura 96), corresponde a un anticlinal asimétrico que se clasifica como un fault propagation fold. ECOPETROL – ICP, 2001.

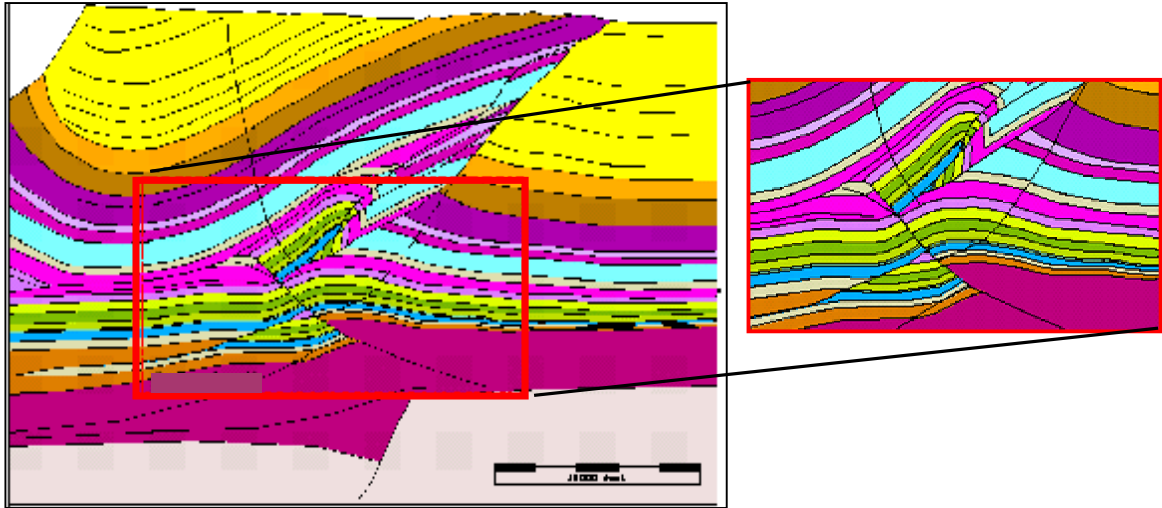


Figura 96. Sección estructural interpretada a lo largo de la estructura de Cupiagua, Zona del tren de estructuras aisladas apretadas. Tomado de MARTINEZ, 2003.

Esta estructura esta asociada al bloque levantado de un sistema de fallas de cabalgamiento denominadas informalmente falla corazón y falla Frontal. Estas fallas tienen vergencia SE con despegue dentro de los niveles arcillosos de la Formación Gacheta. (Figura 97).

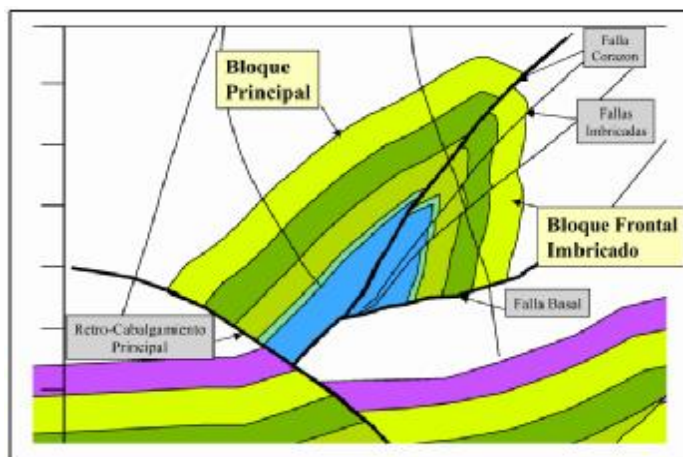


Figura 97. Sección estructural detallada de Cupiagua. Se muestran los diferentes rasgos estructurales. Tomado de Martínez, 2003.

El limbo frontal de esta estructura anticlinal es invertido, la porción invertida se limita hacia el techo por la falla Corazón y hacia la base por la falla Frontal.

El eje axial de la estructura es 45° en azimut, similar a las estructuras interpretadas en superficie, con lo cual se infiere que son estructuras de edades similares. A lo largo del eje tiene una extensión aproximada de 30 kilómetros y un ancho entre 3 y 7 kilómetros. El límite occidental de la estructura lo constituye un retrocabalgamiento asociado probablemente a una falla más profunda que la Falla Frontal y que hacia el sur se convierte en el campo Cupiagua Sur (Figura 98).

La estructura tiene un flanco trasero poco inclinado y elongado limitado en su parte más oeste por un retrocabalgamiento. En la parte norte de la trampa este retrocabalgamiento se interpreta como resultado cinemático de la falla frontal. En la parte más norte del campo, a la altura del bloque Recetor, la estructura de Cupiagua esta conformada por dos altos estructurales asociados a los bloques levantados de la falla Frontal y del retrocabalgamiento separados por una estructura sinclinal; como rasgos secundarios se tiene una serie de pequeños retrocabalgamientos con dirección similar al cabalgamiento principal.

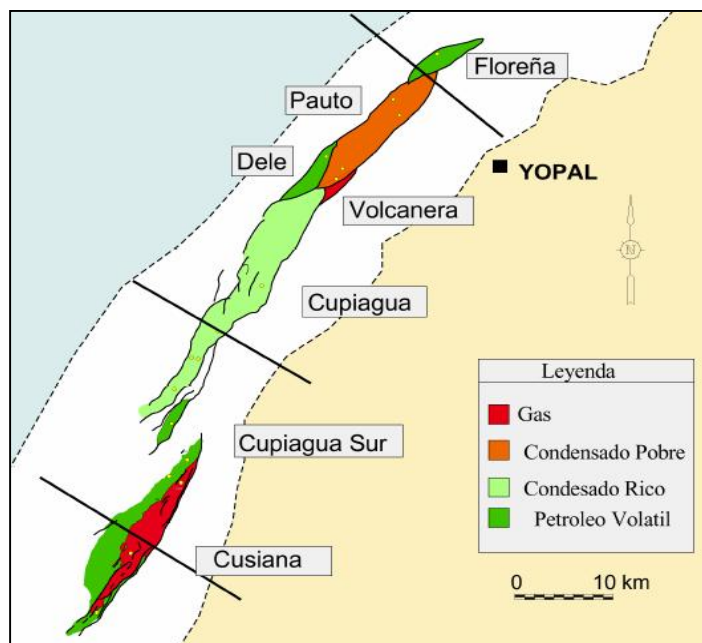


Figura 98. Esquema de Cupiagua, Cupiagua sur y campos adyacentes. Tomado de Martínez, 2003.

6. ANALISIS DE INFORMACIÓN DE NUCLEOS Y REGISTROS DE IMAGEN PARA EL DESARROLLO DEL MODELO DE FRACTURAS.

Para la selección de los diferentes datos necesarios (núcleos-registros) que serán utilizados para el desarrollo del modelo de fracturas, se empleó la información del campo Colombiano Cupiagua, considerado como Yacimiento Naturalmente Fracturado (YNF) y con información suficiente de núcleos y registros de pozo. En el Apéndice G se muestra la información para la comparación de los datos de Corazones y Registro UBI para el pozo Buca1.

6.1 ANALISIS DE INFORMACIÓN

Con base en la búsqueda y análisis de la información obtenida a través de las diferentes bases de datos que posee ECOPETROL, se hizo una recopilación completa de la información del Campo de estudio en formato digital e impreso. Esta información incluyó: Registros de pozos, análisis petrofísicos básicos, datos de núcleos en especial datos de fracturas, definición de topes geológicos y diferentes informes técnicos de estudios previos realizados para el campo. Además se presentan imágenes de los registros UBI corridos por SCHULEMBEGER en los pozos del campo.

Los pozos involucrados se encuentran consignados en la tabla 4, junto con los topes estratigráficos definidos para la Formación Mirador, y la información correspondiente a los núcleos y registros UBI se encuentran consignados en las tablas 5 y 6.

Tabla 4. Pozos de estudio en el Campo Cupiagua, Fuente: WELL Review Cusiana–Cupiagua, Reporte de Perforación, British Petroleum Company, 2001.

POZOS CAMPO CUPIAGUA				
NOMBRE EN EL ESTUDIO	FORMACION	PROFUNDIDAD (Ft)		
		TMD	TVD	TVDSS
POZO BUCA 1	TOPE MIRADOR	12376	12208.8	-10604
	BASE MIRADOR	12950	12734	-11129
POZO BUCA2	TOPE MIRADOR	13755	13560.7	-11746
	BASE MIRADOR	14364	14136	-12322
POZO BUCA3	TOPE MIRADOR	14636	13989.1	-12228
	BASE MIRADOR	15139	14472	-12717
POZO BUCA4	TOPE MIRADOR	14780	14307.7	-12981
	BASE MIRADOR	15385	14824	-13407

Tabla 5. Información de los datos de fracturas naturales de los núcleos para los Pozos de estudio en el Campo Cupiagua. Fuente: Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004.

NOMBRE EN EL ESTUDIO	FORMACIÓN	INTERVALOS CORAZONADOS (PROFUNDIDAD MD)	TIPO DE FRACTURAS PREDOMINANTES	TIPO DE APERTURA Y RELLENO PREDOMINANTE PARA LAS FRACTURAS.	TIPO DE ESFUERZO PREDOMINANTE
BUCA 1	Mirador	12446' - 13081'5"	Naturales e inducidas	Abierta, parcialmente abierta, Rellena y parcialmente rellena	Tensión y Compresión
BUCA 2	Mirador	13860'-13882'6" 14076' -14117'	Naturales e Inducidas	Parcialmente rellena y parcialmente abierta	Tensión y Compresión
BUCA 3	Mirador	14760' - 15064'	Naturales e Inducidas	Abierta, parcialmente abierta, Rellena y parcialmente rellena	Tensión y Compresión

Tabla 6. Información de los datos de fracturas naturales de los registros UBI para los Pozos de estudio en el Campo Cupiagua.

NOMBRE EN EL ESTUDIO	FORMACIÓN	INTERVALOS DE REGISTRO (PROFUNDIDAD MD)	TIPO DE FRACTURAS PREDOMINANTES	TIPO DE CLASIFICACIÓN PARA LAS FRACTURAS NATURALES.	TIPO DE APERTURA PREDOMINANTE PARA LAS FRACTURAS.
BUCA 1	MIRADOR, MIEMBRO M6, M3, M2.	12450' - 13000'	Naturales	Continuas y Discontinuas	Abierta, parcialmente abierta.
BUCA 2	MIRADOR, MIEMBRO M6, M5.	13600' - 14069'	Naturales	Continuas y Discontinuas - High quality Fracture.	Abierta, parcialmente abierta.
BUCA 3	MIRADOR, MIEMBRO M7, M6, M5, M3, M2, M1.	14626' - 15133'	Naturales	Continuas y Discontinuas - High quality Fracture.	Abierta, parcialmente abierta.
BUCA 4	MIRADOR, MIEMBRO M6, M5, M3.	14898' - 15271'	Naturales	Continuas y Discontinuas - High and low quality Fracture.	Abierta, parcialmente abierta.

6.1.2 Análisis de Núcleos

Los análisis de núcleos ayudan y permiten describir características de las fracturas como tipo de fracturas, apertura y relleno, Medida de longitud, medida de apertura, perfil de la fractura, morfología de la pared, densidad, etc. Sin embargo, los núcleos no proporcionan toda la información necesaria sobre el grado de intensidad de fracturamiento del yacimiento.

Con base en la descripción, análisis e interpretación de los núcleos ubicados en la Litoteca Nacional se pudo determinar la distribución de fracturas a lo largo de las 3 principales formaciones de interés en este campo. La formación Mirador, Barco y Guadalupe lo que nos mostró que para la formación Mirador se encontraba un mayor porcentaje de fracturas, lo que nos lleva a mostrar mayor interés y ser la aplicación para este proyecto (Figura 99).

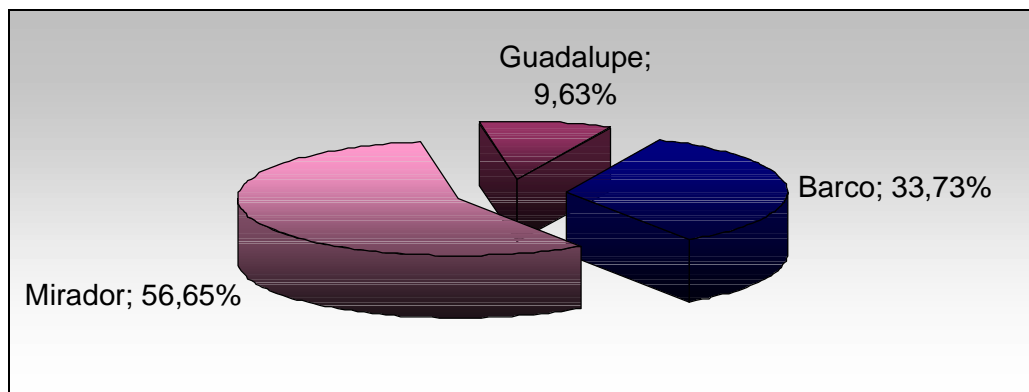


Figura 99. Diagrama en porcentaje de fracturas Naturales para las 3 Formaciones de interés, donde se muestra el mayor porcentaje para la Formación Mirador. Tomado de Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004.

6.1.3 Tipos de fracturas identificadas a partir de análisis de Corazones

Para el desarrollo correspondiente al modelo de fracturas, es necesario identificar el tipo de fractura que se presenta en la formación Mirador en los dominios preestablecido: flanco y cresta, por esto fueron definidos varios tipos de fracturas

que son: las fracturas naturales, las fracturas inducidas, las fracturas naturales inducidas y los estilolitos como se muestra en al gráfica 100. Para el desarrollo de este proyecto se les dio importancia a las caracterizadas como fracturas naturales. Dentro de la clasificación de este tipo de fracturas las cuales se distinguen de acuerdo al esfuerzo que se esta exhibiendo como se muestra en la gráfica 101.

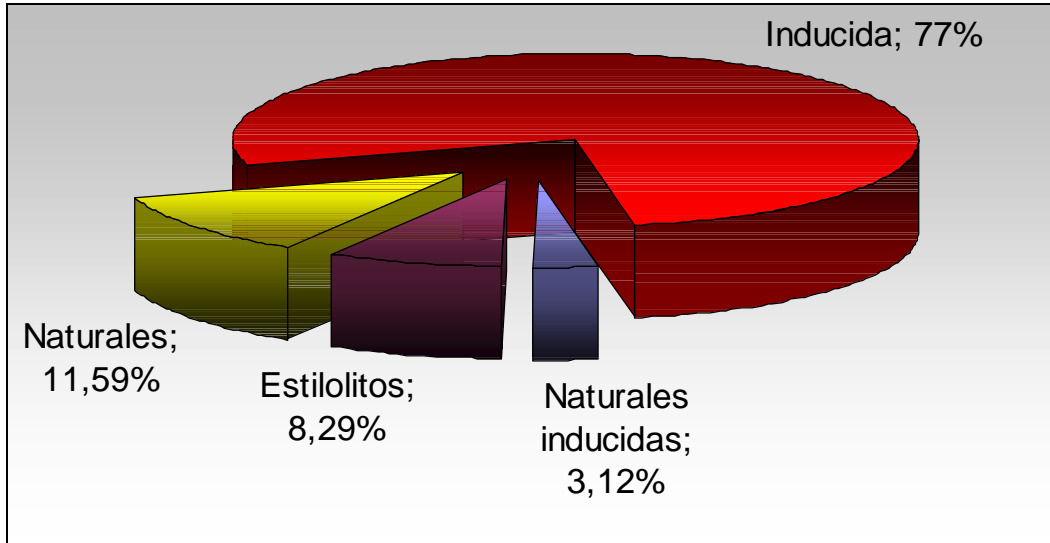


Figura 100. Diagrama en porcentaje de fracturas para los pozos del campo Cupiagua analizados en Núcleos. Tomado de Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004.

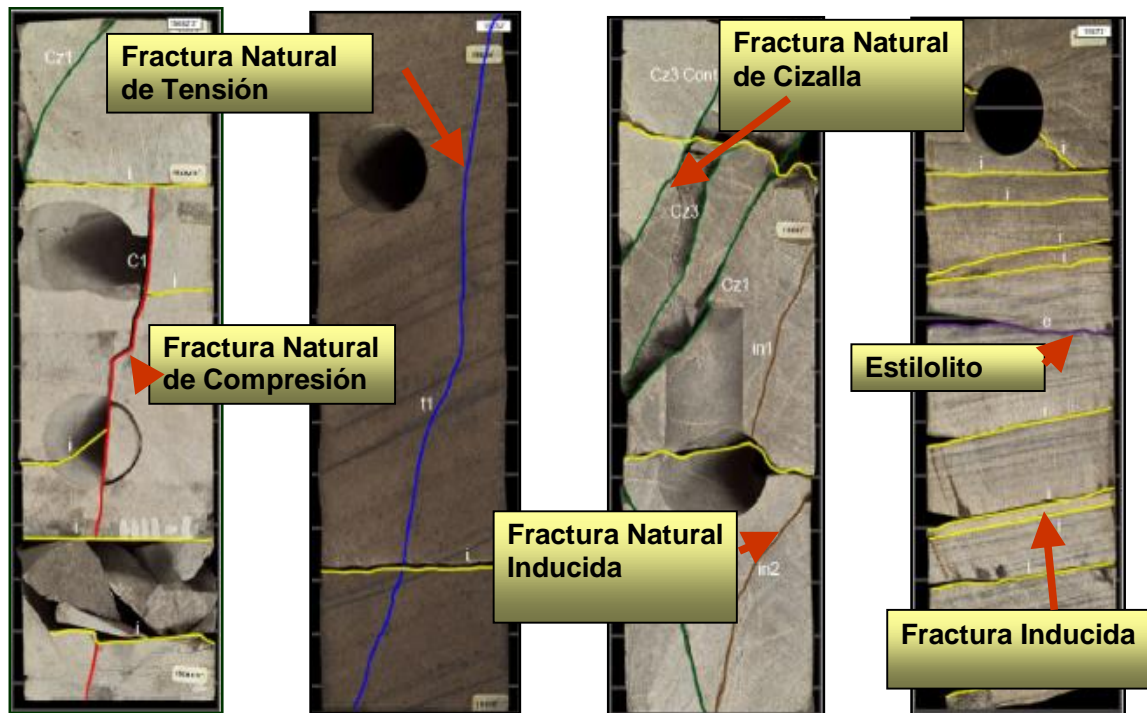


Figura 101. Clasificación de las fracturas presentadas a lo largo de la formación Mirador, de acuerdo al tipo de esfuerzo que se exhibe, nótese que los parámetros definidos mediante el análisis de corazones nos ayuda a distinguir el tipo de esfuerzo que se esta presentando. Tomado de Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004.

6.1.4 Análisis de Facies

Se definieron 6 tipos de facies, los cuales se encuentran consignados en la tabla 7, de los cuales Las Facies de cuarzoarenita bioturbada con estratificación cruzada (Abre, Abl, Ae), son las que presentan mayor intensidad de fracturamiento. Determinar la intensidad de fracturamiento en los núcleos puede constituirse en un trabajo difícil. En muchos casos las zonas altamente fracturadas están muy disgregadas debido a limitaciones operacionales que impiden una mejor adquisición de la muestra lo que deriva en una subestimación de los modelos generados a partir de estos datos.

El método desarrollado para determinar la relación entre intensidad de fracturamiento y facies involucró la descripción y conteo de las fracturas pie a pie en los núcleos y su correspondiente asociación a las facies anteriormente mencionadas.

Tabla 7. Descripción de las Facies encontradas para la Formación Mirador en el Campo Cupiagua. Fuente: Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004.

Nº	Convención	Descripción de facies
1	Abre	Cuarzoarenita Bioturbada con relictos de estratificación cruzada
2	Abrl	Cuarzoarenita Bioturbada con relictos de laminación
3	Acep	Cuarzoarenita conglomeratica con estratificación cruzada con Pebbles
4	Ae	Areniscas con estratificación cruzada
5	Cep	Conglomerado Arenoso con Estratificación cruzada con Pebbles
6	Fbrl	Arcillosita –Limolita Bioturbada con Relictos de Laminación

6.2 DESCRIPCIÓN DE LAS FRACTURAS NATURALES A PARTIR DE CORAZONES.

Entre los diferentes análisis básicos y especiales existentes en la formación Mirador del Campo Cupiagua se presenta un análisis y descripción de las fracturas Naturales las cuales fueron determinadas mediante unos parámetros definidos para el estudio realizado. Dentro de los parámetros que fueron definidos tenemos: Apertura y relleno de la fractura, Medida de longitud de la fractura, Perfil de la fractura, Morfología de la pared de la fractura.

6.2.1 Apertura y relleno de la fractura

Dentro de este parámetro se describe a la fractura natural dependiendo de las características físicas de la fractura.

Para este parámetro se describen las fracturas naturales de la siguiente forma: Fracturas que se encuentran abiertas, cerradas, rellenas, parcialmente rellenas, parcialmente abiertas y fracturas con puentes cristalinos.

Definir la intensidad de fracturamiento de acuerdo a la apertura y relleno se realizó definiendo pie a pie de núcleo las fracturas naturales según este parámetro, presentándose en su mayoría fracturas abiertas y parcialmente abiertas. Como se muestra en las figuras 102,103 y 104, donde se observa la cantidad de fracturas naturales por parámetro definido para los pozos analizados en el proyecto.

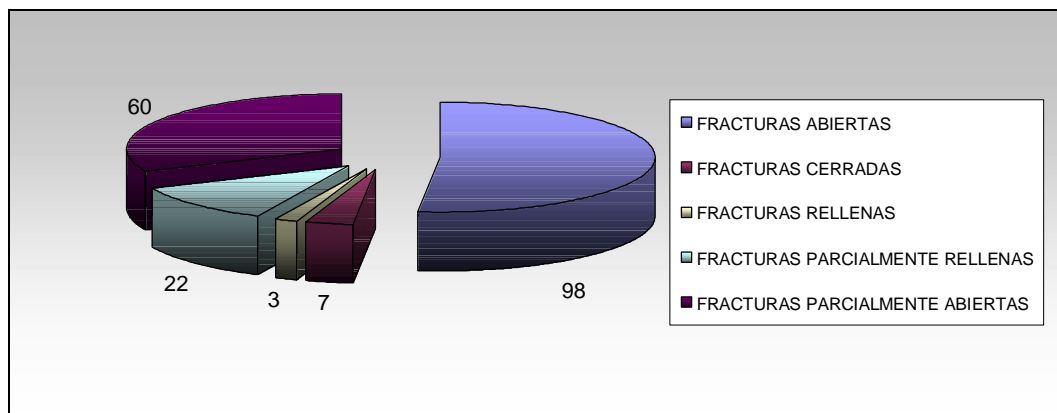


Figura 102. Cantidad de fracturas naturales a partir del parámetro de Apertura. Nótese que en su mayoría se tiene fracturas abiertas y parcialmente abiertas descritas en la Formación Mirador pozo Buca1. Tomado de Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004.

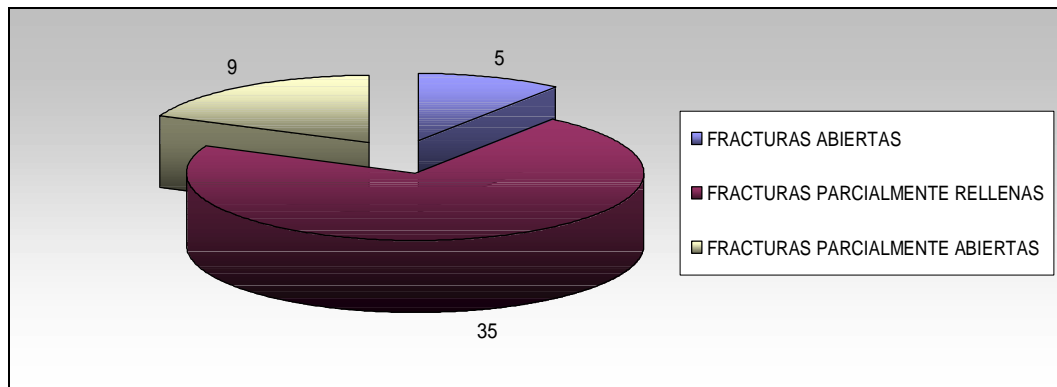


Figura 103. Cantidad de fracturas naturales a partir del parámetro de Apertura. Nótese que en su mayoría se tiene fracturas parcialmente abiertas y rellenas en la Formación Mirador pozo Buca2. Tomado de Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004.

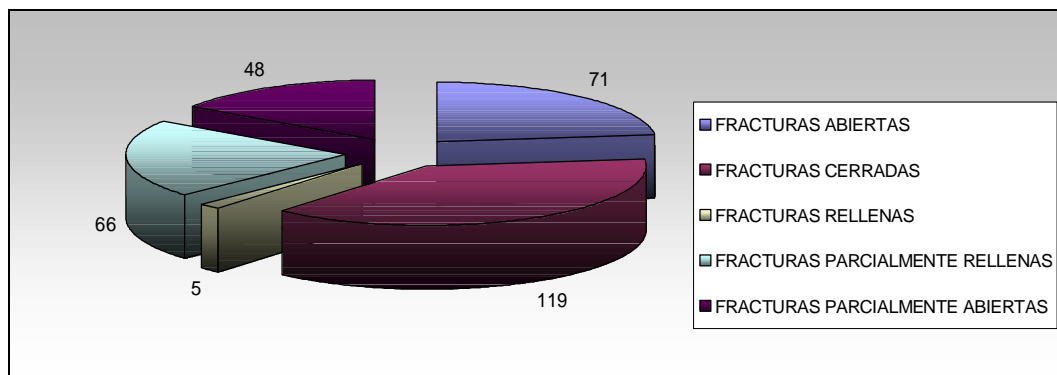


Figura 104. Cantidad de fracturas naturales a partir del parámetro de Apertura. Nótese que en su mayoría se tiene fracturas abiertas y cerradas en la Formación Mirador pozo Buca3. Tomado de Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004.

Otro criterio para evaluar la apertura de la fractura en profundidad fue mediante el uso de un criterio de reactivación de fracturas naturales. La reactivación de las fracturas naturales se define como el cambio en el estado inicial de las fracturas debido a un cambio en el estado de esfuerzos in-situ. Hay tres tipos de reactivación de las fracturas naturales: (1) reactivación de cizalla de la fractura, (2) compactación

de la fractura y (3) falla por cizalla de la matriz; estos tres tipos de reactivaciones se visualizan en la Figura 105.

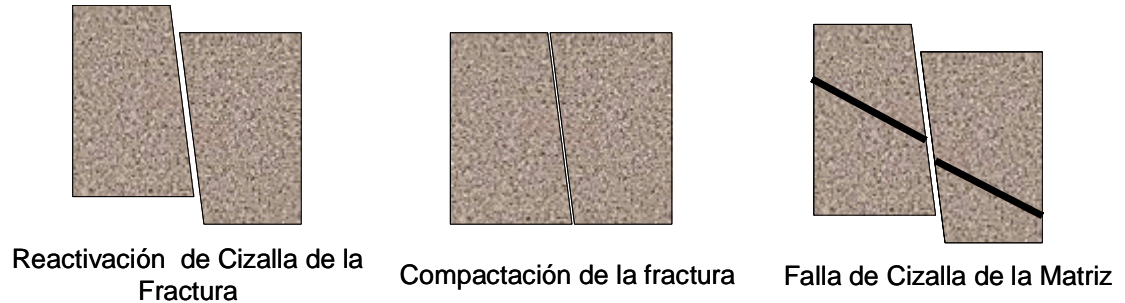


Figura 105. Tipos de reactivaciones de las fracturas naturales.

La reactivación de cizalla de la fractura y la falla por cizalla de la matriz están asociadas con las pérdidas de lodo debido a que las fracturas se vuelven más permeables, permitiendo una mayor facilidad de flujo al lodo de perforación. La compactación de la fractura es un tipo de reactivación muy importante asociado con la disminución de la producción de hidrocarburos en yacimientos naturalmente fracturados y no con las pérdidas de lodo, que es nuestro interés. Con base a lo anterior se dice que una fractura con orientación θ_f está estable cuando la fractura o el círculo de Mohr no toca ninguno de los criterios de reactivación, ya sea reactivación de cizalla de la fractura o falla por cizalla de la matriz (Ver Figura 106). Inversamente, se tiene una fractura inestable (Ver Figuras 107 y 108) cuando la fractura toca el criterio de reactivación de cizalla o cuando el círculo de Mohr toca el criterio de falla por cizalla de la matriz.

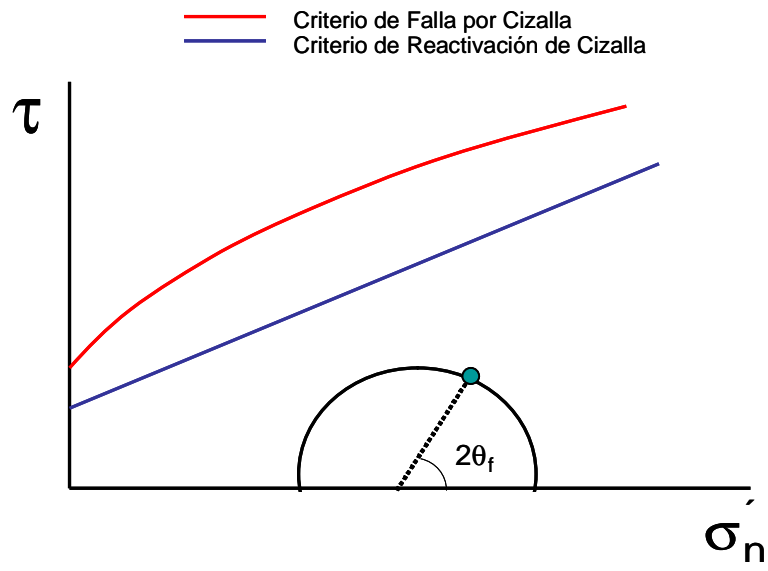


Figura 106. Fractura Estable. La fractura con inclinación θ_f , indicada por el punto verde o el círculo de Mohr no toca ninguno de los criterios de reactivación.

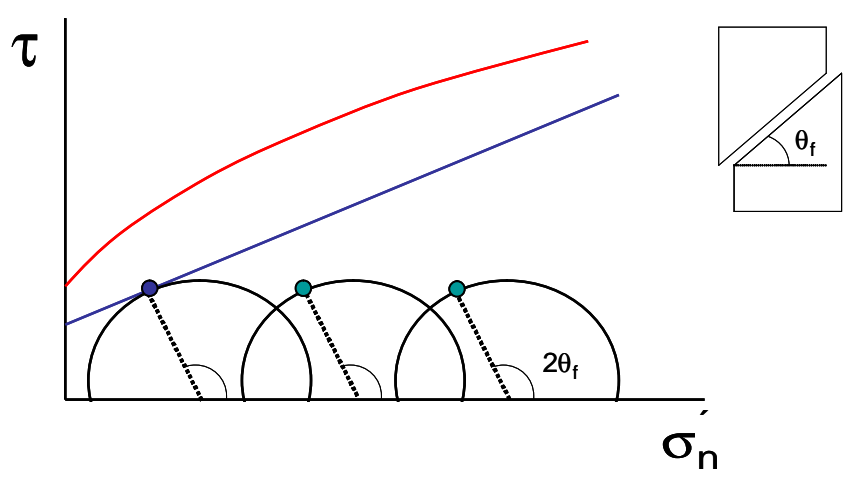


Figura 107. Fractura Inestable. El cambio en el estado de esfuerzos ocasiona reactivación de cizalla de la fractura.

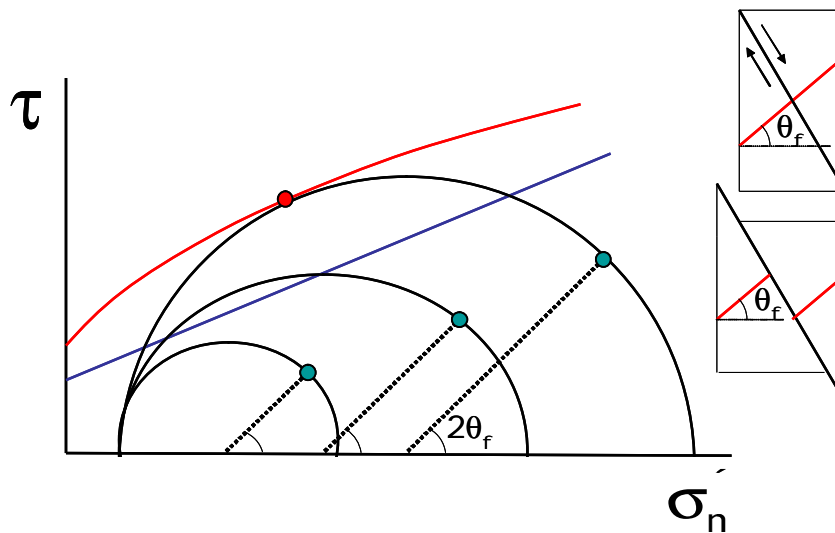


Figura 108. Fractura Inestable. El cambio en el estado de esfuerzos ocasiona falla de cizalla de la matriz.

Las fracturas naturales caracterizadas en los pozos BUCA 2, BUCA 3 y BUCA4 de esta área, encontradas a las profundidades donde se habían registrado numerosas pérdidas de lodo, se les evaluó la reactivación de cizalla mediante el siguiente criterio:

$$\tau_s = \mu(\sigma_n - P_p) \quad (272)$$

Donde:

τ_s = esfuerzo de cizalla

σ'_n = esfuerzo normal efectivo

μ = coeficiente de fricción, experimentalmente $0.6 < \mu < 1$.

P_p = presión de poro

Este criterio fue programado en el lenguaje de programación VISUAL BASIC y los resultados de esta aplicación se muestran en las Figuras 109 a 117, de los pozos Buca2, Buca3, Buca4.

The screenshot shows a software window titled "Reactivación de Fracturas". It contains several input fields for data entry:

- Pozo:** Buca4
- Formación:** Mirador
- Profundidad de la pérdida (ft):** 14466
- Volumen de lodo perdido (barriles):** 180
- Gradiente de esfuerzo máximo horizontal:** 1,54
- Gradiente de esfuerzo mínimo horizontal:** 0,7411
- Gradiente de presión de poro:** 0,5
- Coefficiente de reactivación:** 0,6

At the bottom right, there are two buttons: "Cancelar" and "Siguiente >>".

Figura 109. Ventana de entrada de datos al criterio de reactivación, el cual fue aplicado para las fracturas a la profundidad de 14466 (ft), en el pozo Buca4. Los datos de profundidad se encuentran en TVD correspondiente a 14963 (ft) en MD equivalente a la Formación Mirador.

The screenshot shows the "Reactivación de fracturas" window with a different set of controls:

- Fracturas:** A list box containing "Fractura 1", "Fractura 2", "Fractura 3", "Fractura 4", and "Fractura 5". "Fractura 1" is selected.
- Profundidad:** 14466
- Buttons:** "Agregar fractura" and "Eliminar".
- Orientación de fracturas:**
 - Azimut:** Selected radio button. **Ángulo:** 187
 - Rumbo:** Unselected radio button. **Plano:** NS (dropdown menu)

At the bottom, there are three buttons: "Cancelar", "<< Anterior", and "Graficar >>".

Figura 110. Ventana de entrada de datos de fracturas al criterio de reactivación, el cual fue aplicado para las fracturas a la profundidad de 14466 (ft), en el pozo Buca4.

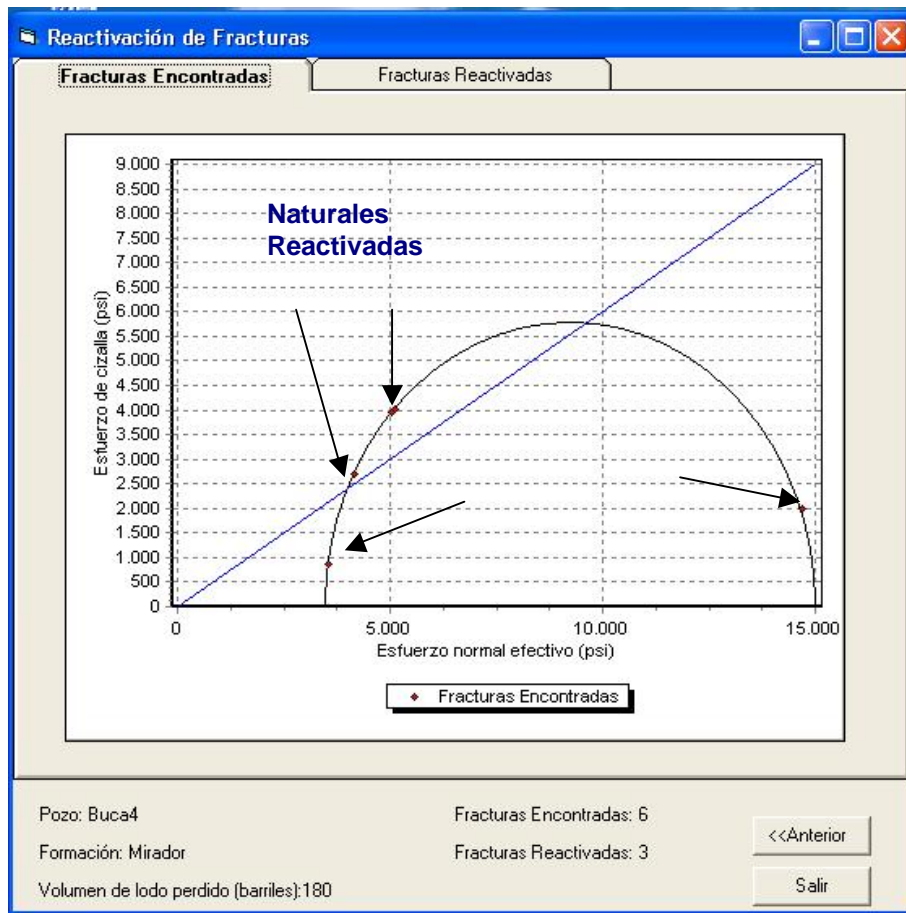


Figura 111. Ventana de resultados de fracturas encontradas a profundidad de 14466 (ft), en el pozo Buca4. Nótese que se encuentran 3 fracturas reactivadas de las 6 fracturas encontradas. Los datos de profundidad se encuentran en TVD correspondiente a 14963 (ft) en MD equivalente a la Formación Mirador.

Reactivación de Fracturas

Pozo: Buca3 Formación: Mirador

Profundidad de la pérdida (ft): 14404 Volumen de lodo perdido (barriles): 20

Gradiente de esfuerzo máximo horizontal: 1,25 Gradiente de esfuerzo mínimo horizontal: 0,8

Gradiente de presión de poro: 0,5 Coeficiente de reactivación: 0,6

Cancelar Siguiente >>

Figura 112. Ventana de entrada de datos al criterio de reactivación, el cual fue aplicado para las fracturas a la profundidad de 14404 (ft), en el pozo Buca3.

Reactivación de fracturas

Fracturas

Fractura 1 (seleccionada)
 Fractura 2
 Fractura 3
 Fractura 4
 Fractura 5

Profundidad: 14404

Agregar fractura
 Eliminar

Orientación de fracturas

Azimut Ángulo: 185
 Rumbo Plano: NS

Cancelar << Anterior Graficar >>

Figura 113. Ventana de entrada de datos de fracturas al criterio de reactivación, el cual fue aplicado para las fracturas a la profundidad de 14404 (ft), en el pozo Buca3.

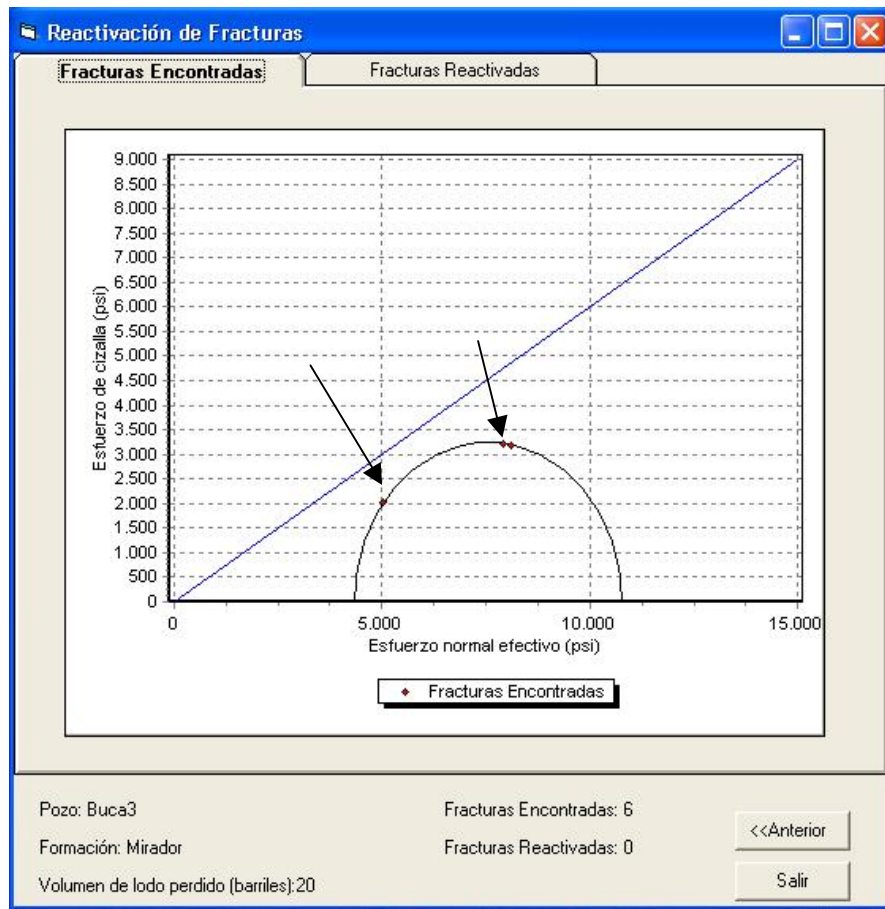


Figura 114. Ventana de resultados de fracturas encontradas a profundidad de 14404 (ft), en el pozo Buca3. Nótese que no se encuentran fracturas reactivadas de las 6 fracturas encontradas. Los datos de profundidad se encuentran en TVD correspondiente a 15062(ft) en MD equivalente a la Formación Mirador.

Figura 115. Ventana de entrada de datos al criterio de reactivación, el cual fue aplicado para las fracturas a la profundidad de 14080 (ft), en el pozo Buca4. Los datos de profundidad se encuentran en TVD correspondiente a 14306 (ft) en MD equivalente a la Formación Mirador.

Figura 116. Ventana de entrada de datos de fracturas al criterio de reactivación, el cual fue aplicado para las fracturas a la profundidad de 14080 (ft), en el pozo Buca2

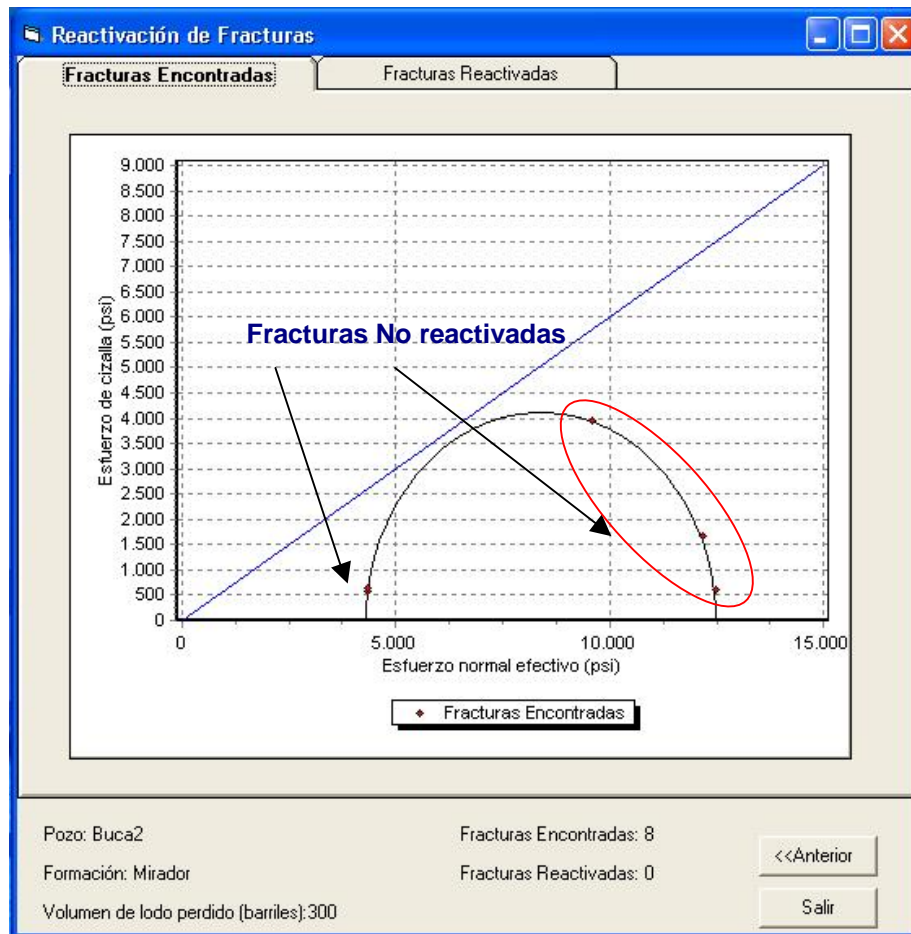


Figura 117. Ventana de resultados de fracturas encontradas a profundidad de 14080 (ft), en el pozo Buca2 correspondiente a la Formación Mirador. Nótese que no se encuentran fracturas reactivadas de las 8 fracturas encontradas. Los datos de profundidad se encuentran en TVD correspondiente a 14306 (ft) en MD.

6.2.2 Medida de longitud de las fracturas

En este parámetro se evalúan las fracturas según la longitud que están presentando, dentro de esta clasificación se tienen fracturas mayores de 5cm y menores de 50cm.

6.2.3 Perfil de las fracturas

En este parámetro se evalúa que perfil esta presentando las fracturas, esta característica es muy importante en el momento de definir el tipo de esfuerzo que generó la fractura. Dentro de los perfiles que fueron identificados en la Formación Mirador del Campo Cupiagua se tienen las fracturas con perfil recto, perfil sinuoso y dentado. En la mayoría de las fracturas identificadas se encuentran que presentan un perfil sinuoso.

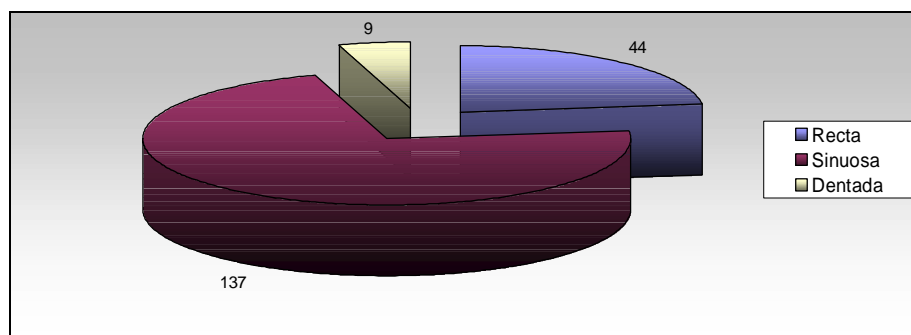


Figura 118. Cantidad de fracturas naturales a partir del parámetro de Perfil de fracturas. Nótese que en su mayoría se tiene fracturas con perfil sinuoso lo que ocurre para todas las fracturas de la Formación Mirador en todos los pozos. Pozo Buca1. Tomado de Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004.

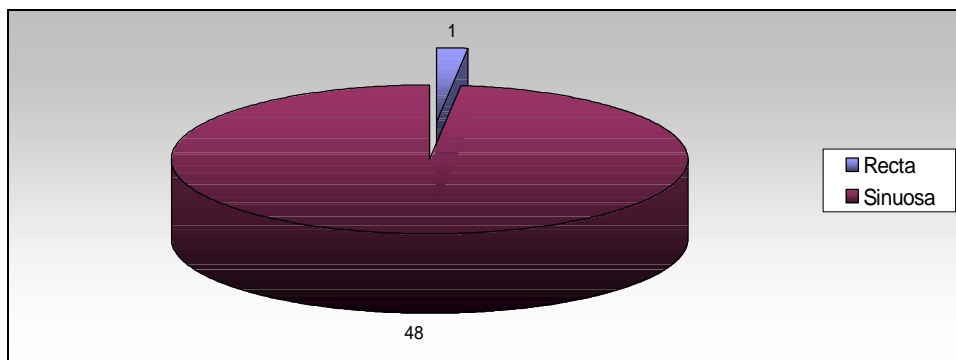


Figura 119. Cantidad de fracturas naturales a partir del parámetro de Perfil de fracturas. Nótese que en su mayoría se tiene fracturas con perfil sinuoso lo que

ocurre para todas las fracturas de la Formación Mirador en todos los pozos. Pozo Buca2. Tomado de Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004.

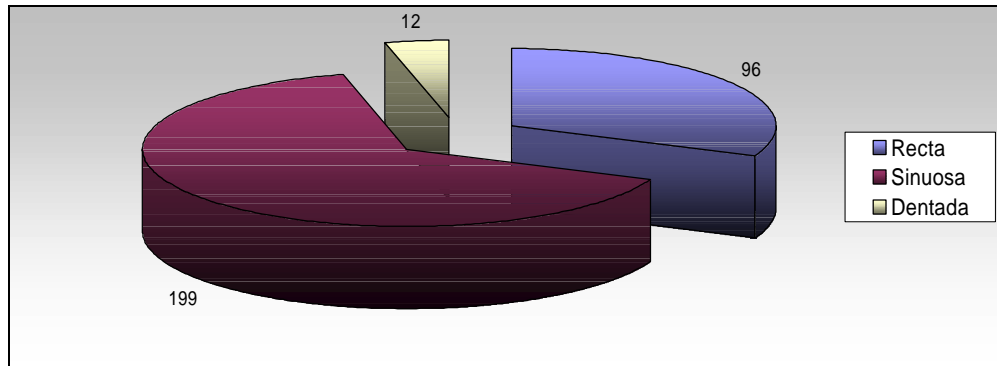


Figura 120. Cantidad de fracturas naturales a partir del parámetro de Perfil de fracturas. Nótese que en su mayoría se tiene fracturas con perfil sinuoso lo que ocurre para todas las fracturas de la Formación Mirador en todos los pozos. Pozo Buca3. Tomado de Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004.

6.2.4 Morfología de la pared de las fracturas

Este parámetro define como se encuentra la pared de las fracturas definiendo así su morfología, en algunas ocasiones no es observable la pared de la fractura, este parámetro es definido como pared uniforme, estriada y rugosa.

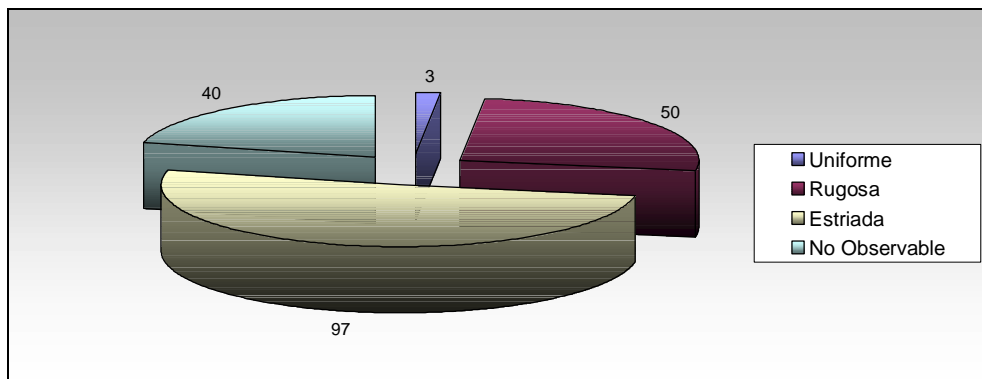


Figura 121. Cantidad de fracturas naturales a partir del parámetro de Morfología de la pared de la fractura. Nótese que en su mayoría se tiene una pared de fractura o rugosa o estriada. Pozo Buca1. Tomado de Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004

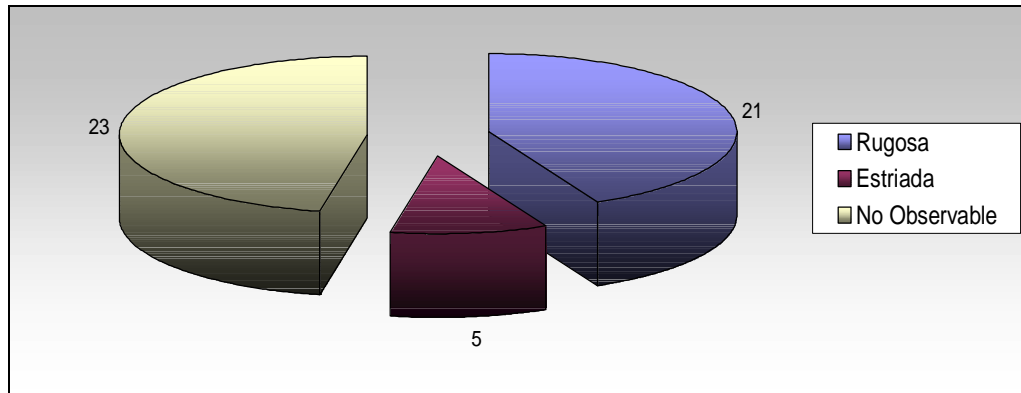


Figura 122. Cantidad de fracturas naturales a partir del parámetro de Morfología de la pared de la fractura. Nótese que en su mayoría se tiene una pared de fractura o rugosa o estriada. Pozo Buca2. Tomado de Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004.

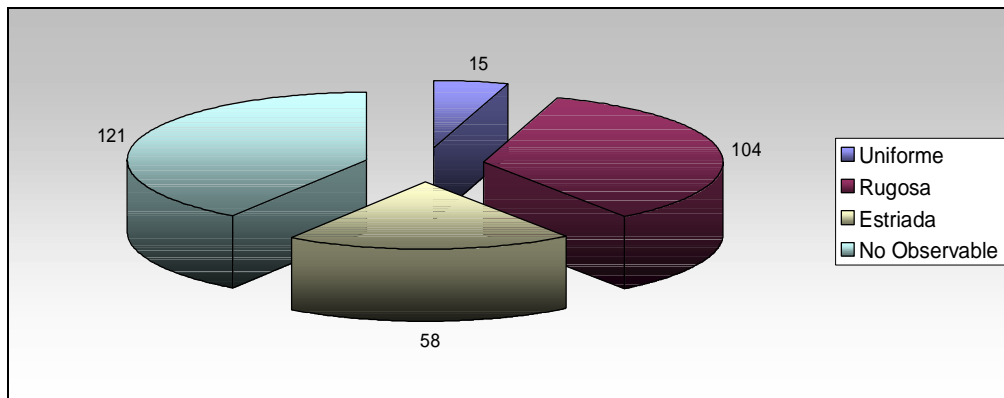


Figura 123. Cantidad de fracturas naturales a partir del parámetro de Morfología de la pared de la fractura. Nótese que en su mayoría se tiene una pared de fractura o rugosa o estriada, Pozo Buca3. Tomado de Ortiz A. Proyecto en Yacimientos Naturalmente fracturados ICP, 2004.

6.3 INTENSIDAD DE FRACTURAMIENTO – POSICIÓN ESTRUCTURAL

Distintas fuentes de esfuerzo pueden provocar distintos tipos y distribuciones de fracturas. Las relacionadas con plegamientos son diferentes de las fracturas relacionadas con fallas, en lo que se refiere a su relación con la conformación estructural, con la orientación y con la distribución original. Por esto es importante mostrar la intensidad de fracturas que se presenta dependiendo de la posición estructural en la que se haya perforado el pozo ya que esto difiere en los tipos de fracturas que se presenten y en la cantidad de fracturas encontradas. En las figuras 124, 125 y 126 se muestra la correlación de la intensidad de fracturas con respecto a la posición estructural en la que se ha perforado el pozo.

Las fracturas naturales presentes en el dominio cresta, analizadas en los intervalos corazonados del pozo Buca1 y Buca3 están representadas por un dominio principal de fracturas. Lo mismo ocurre para las fracturas naturales presentes en el dominio flanco, analizadas en los intervalos corazonados del pozo Buca2 y están representadas por un dominio principal de fracturas. Además la intensidad de fracturas presente en los pozos a nivel de flanco es menor que los pozos de dominio cresta como el Buca1 que se encuentra siguiendo el plano axial del anticlinal Cupiagua o en el punto de inflexión entre el forelimb y el Buca3 que se encuentra en el dominio cresta propiamente dicho.

La intensidad de fracturas que se muestra en las figuras 124, 125 y 126 se ha tenido en cuenta de acuerdo al número de fracturas que se encontraron y cuantificaron por medio del análisis de corazones por profundidad. El número máximo de fracturas encontradas por profundidad es de 16 como se observa en las gráficas de a continuación.

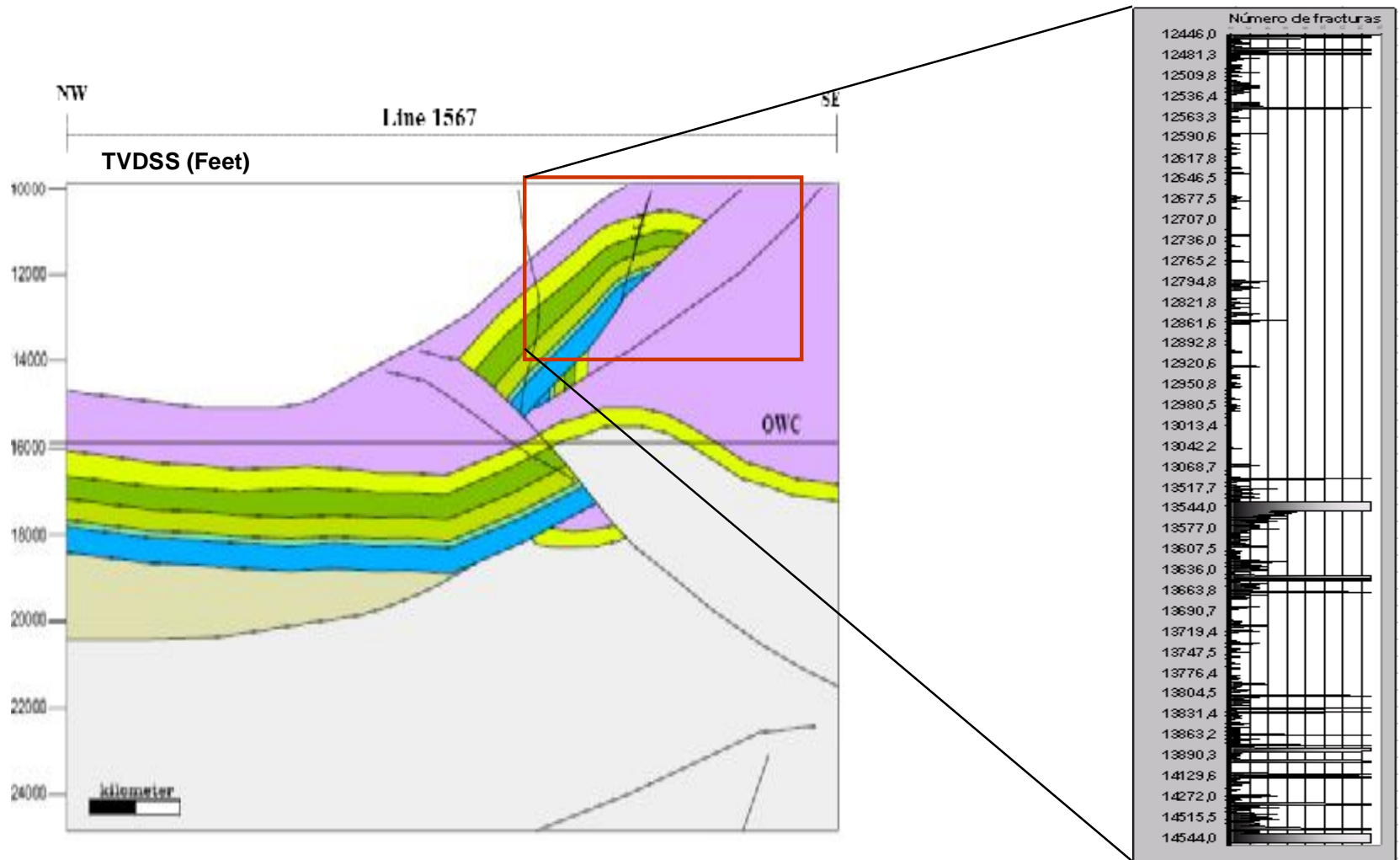


Figura 124. Intensidad de fracturas naturales, este parámetro fue evaluado teniendo en cuenta el número de fracturas por profundidad. La intensidad de fracturas que se observa corresponde a un pozo con dominio cresta. Pozo Buca1, Formación Mirador.

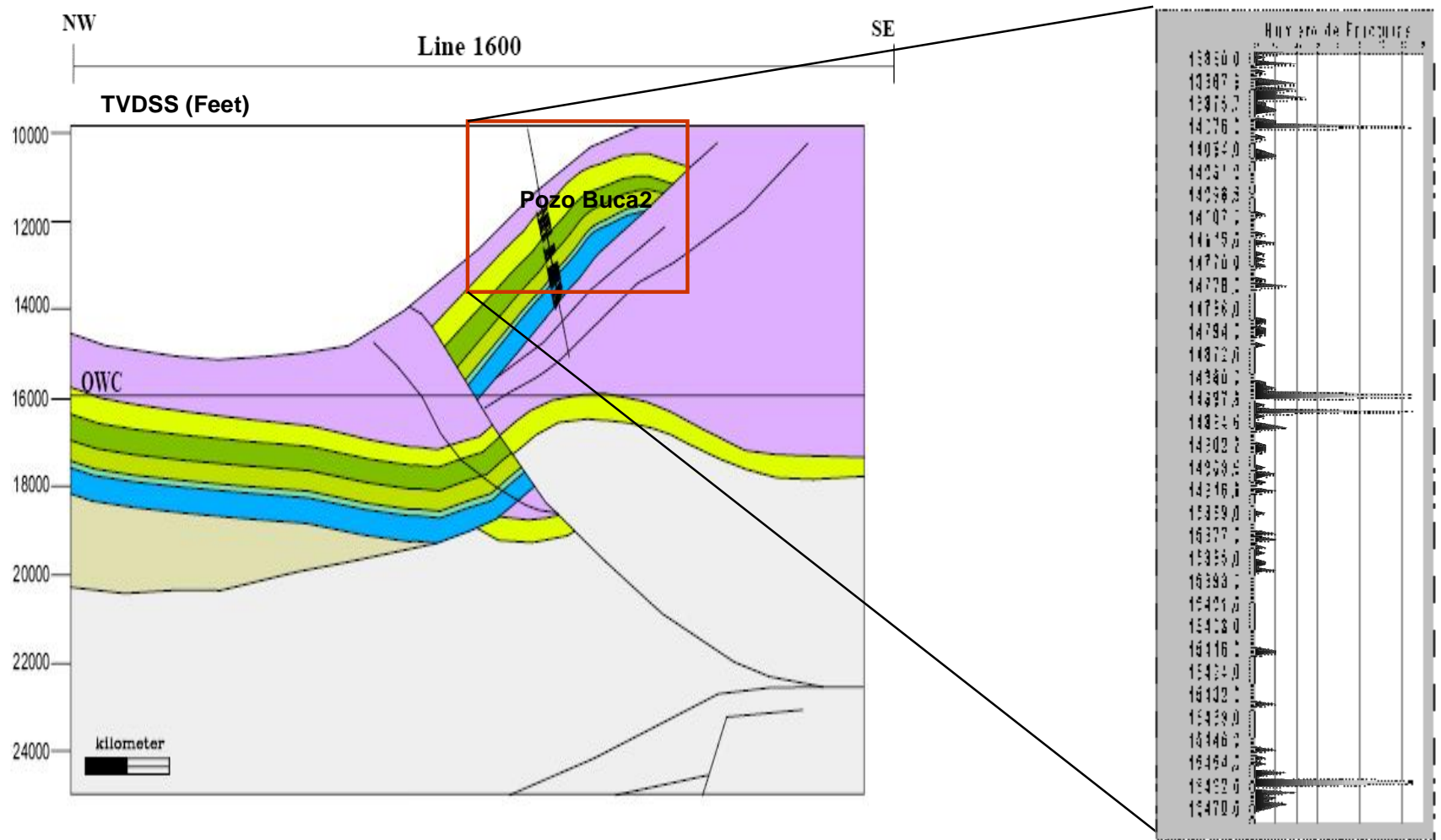


Figura 125. Intensidad de fracturas naturales, este parámetro fue evaluado teniendo en cuenta el número de fracturas por profundidad. La intensidad de fracturas que se observa corresponde a un pozo con dominio Flanco. Pozo Buca2, Formación Mirador.

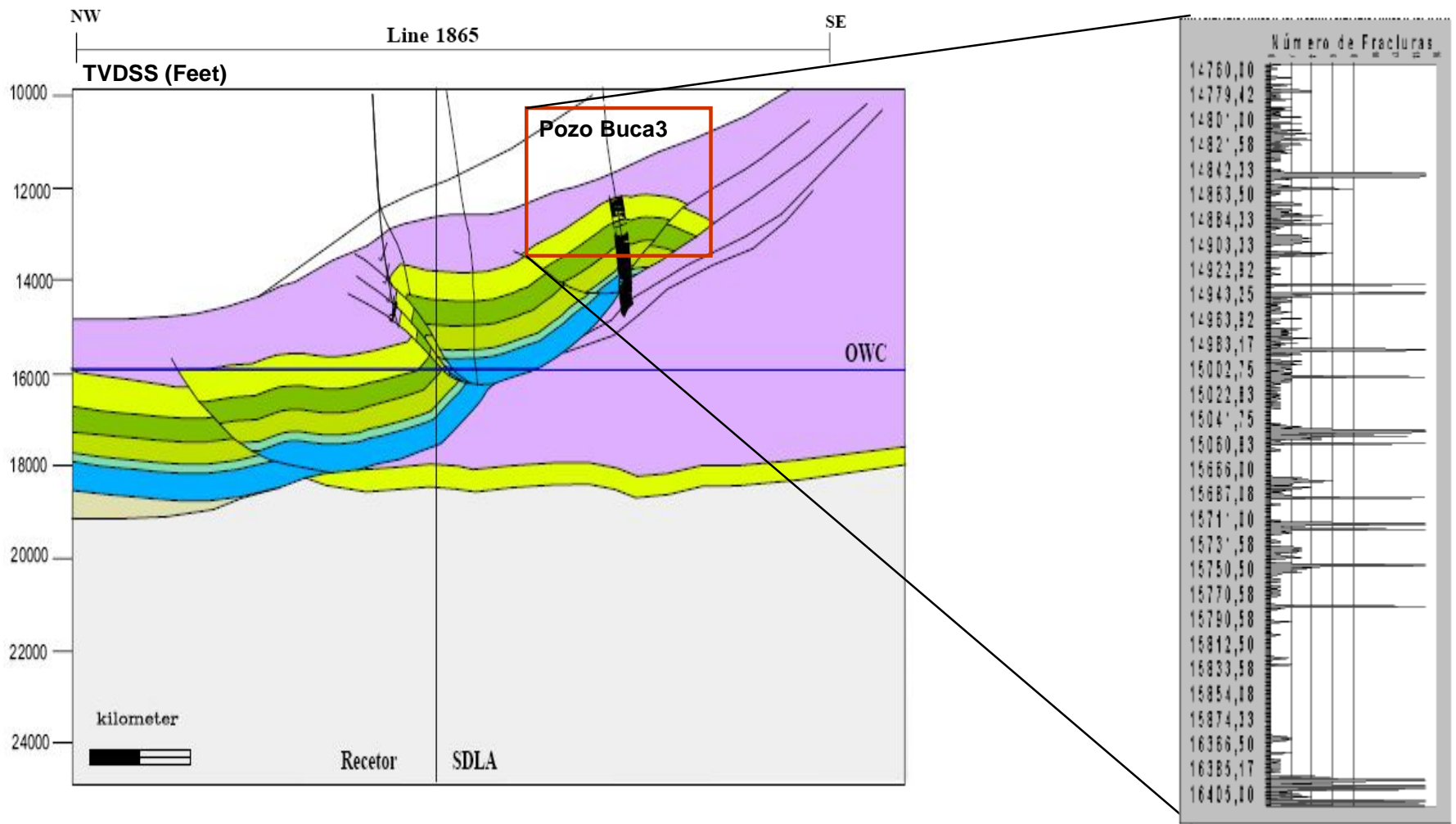


Figura 126. Intensidad de fracturas naturales, este parámetro fue evaluado teniendo en cuenta el número de fracturas por profundidad. La intensidad de fracturas que se observa corresponde a un pozo con dominio cresta. Pozo Buca3, Formación Mirador

6.4 INTERPRETACION DE FRACTURAS NATURALES A PARTIR DE REGISTROS UBI.

6.4.1 Definición de los Ultrasonic Borehole Imager (UBI)

El UBI permite el análisis de fracturas y estudios de estabilidad de pozo, la herramienta derivada de tecnología basada en imágenes ultrasónicas que no son influenciadas por el tipo de lodo.

La herramienta incluye un montaje de un transductor rotando, el cual está disponible en diferentes tamaños para diferentes tipos de broca, (Figura127), el transductor trabaja en una frecuencia (250 o 500 kHz). La herramienta mide acertadamente la amplitud y el tiempo de tránsito, el procesamiento suministra exactitud y produce una imagen de alta resolución. La presentación consiste de una imagen de la amplitud y otra del radio del hueco, los colores oscuros representan amplitudes bajas y radios largos indicando rugosidades del hueco. Las imágenes son orientadas con respecto al Norte o con respecto al lado alto del hueco en el caso de un pozo desviado. Entre las aplicaciones de la herramienta se encuentra la determinación de deformaciones del hueco por medio de cortes específicos de profundidad o de las características observadas en la imagen, como *keyhole*, *breakout* o *shear sliding*. Otra de las aplicaciones es la determinación del rumbo y buzamiento de las capas estratificadas y la identificación de fracturas naturales e inducidas que permiten determinar junto con las deformaciones del hueco el estado de esfuerzos en el pozo. (Schlumberger, 2002).

Estas aplicaciones son ampliamente utilizadas en los campos del mundo, en Colombia ya ha sido utilizado la herramienta sobre algunos intervalos del campo Cupiagua, de la información obtenida de las imágenes ha sido posible determinar la presencia de fallas, el estado de esfuerzos en el pozo de estudio, así como la existencia de fracturas naturales para el pozo Buca 2. (Figura 128).

6.4.1.1 Descripción de la herramienta

La herramienta está basada en el registro del reflejo de un pulso ultrasónico sobre la pared del pozo. Consiste en la rotación de un transductor ultrasónico inmerso en el fluido del pozo, que emite pequeños pulsos ultrasónicos en la detección de los ecos reproducidos por la pared de la formación. La herramienta toma dos medidas el tiempo de tránsito convertido al radio del pozo usando la medida de la velocidad acústica en el fluido del pozo y la amplitud, ambas medidas son desplegadas como imágenes del pozo de 360°. La herramienta consiste de una sonda con un transductor ultrasónico que rota a 7.5 rev/s en la base, y un cartucho electrónico encima y cuatro subensamblajes reemplazables que permiten optimizar la distancia desde el transductor a la pared del pozo, el transductor es enfocado y posee un centralizador.

El tiempo de tránsito es utilizado para apreciar las condiciones de las fracturas, los tonos claros indican tiempos de tránsito cortos y los tonos oscuros pueden representar pérdidas de la señal relacionadas a derrumbes o fracturas abiertas. Las imágenes son orientadas utilizando datos de un inclinómetro, que utiliza el principio magnético para su funcionamiento y se ve afectado por la presencia de minerales magnéticos.

6.4.1.2 Procesamiento de la imagen. En superficie el computador convierte el tiempo de tránsito en radios usando los perfiles de velocidad acústica previamente medidos a través de todo el hueco. Las medidas son orientadas con respecto al Norte o con respecto al tope del hueco. Los efectos de centralización, la amplitud y el radio son corregidos usando un algoritmo que no es afectado por la presencia de fracturas y breakouts verticales.

6.4.1.3 Principales aplicaciones de la herramienta.

1. Caracterización de Sistemas Fracturados.
2. Orientación de Esfuerzos.

La determinación de las fracturas es el primer paso para el análisis de los perfiles acústicos donde las fracturas abiertas aparecen en forma sinusoidal con tonos oscuros (Figura 128), generalmente se observan en conjuntos paralelas, siempre y cuando el pozo corte las fracturas, las fracturas inducidas frecuentemente se extienden a lo largo del eje del pozo. La orientación de las fracturas es un factor importante en la estrategia de desarrollo del yacimiento, donde la permeabilidad está definida por la presencia de fracturas naturales, donde se utiliza diagramas de rosetas que expresan la tendencia y orientación de las fracturas. Las fracturas abiertas crean canales de permeabilidad preferencial y los pozos se pueden orientar para interceptar el mayor número de fracturas e incrementar la producción y el conocimiento de la orientación de fracturas cerradas establece las zonas por donde el movimiento de petróleo puede ser obstaculizado.

La formación de los breakouts es observada en estos perfiles, en la dirección de menor esfuerzo horizontal el hueco tiende a derrumbarse, mientras que en la del máximo esfuerzo la pared del hueco es estable. Este derrumbe se visualiza como una banda oscura vertical cuya orientación indica la dirección de los esfuerzos horizontales mínimos.

Otra de las deformaciones que frecuentemente se observa en las imágenes de pozos es la cizalla a lo largo de fracturas preexistentes, fallas o planos de estratificación, al incrementar el peso del lodo se puede prevenir la formación de breakout pero puede tener un efecto opuesto como reabrir las fracturas o crear un desplazamiento por cizalla, esta deformación es observada en los registros ultrasónicos por directa observación, se visualiza en los cortes transversales que son utilizados para analizar la dirección de los breakouts.



Figura 127. La herramienta UBI, incluye un montaje de un transductor que esta rotando, el cual está disponible en diferentes tamaños para diferentes tipos de broca. Tomado de Elliott 1996.

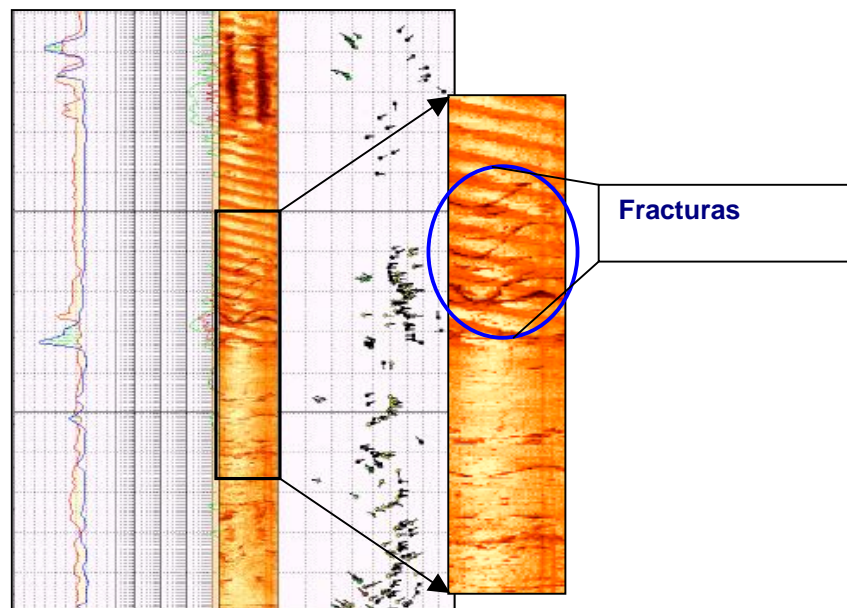


Figura 128. Registro de imagen UBI del pozo BUCA2 para la formación Mirador (13850-13900 ft), donde se puede apreciar las fracturas abiertas que aparecen en

forma sinusoidal con tonos oscuros, en la cual se registraron para este intervalo un volumen de pérdida de 832 bbl. Fuente: SCHLUMBERGER, 2002.

6.4.2 Caracterización de fracturas Naturales a partir del Registro de Imagen (UBI).

Los parámetros tenidos en cuenta para llevar a cabo la caracterización de fracturas naturales a partir de registros UBI se centraron en la profundidad específica de la imagen normalizada dinámica y/o estática, con buena calidad de resolución y manual dip data, en formatos pdf, para los pozos Buca1, Buca2, Buca3 y Buca4 como se muestra en la tabla 8.

Tabla 8. Intervalos mostrados para los pozos Buca1, Buca2, Buca3, Buca4 analizados para realizar la caracterización de fracturas naturales. Datos en profundidades MD.

Parámetros	POZOS			
	Buca1	Buca2	Buca3	Buca4
Imágenes UBI Generales	12450' - 13000'	13780' -14360' 14880' -15250'	14620' -16510'	14950' -15400'
Formaciones	Mirador Los Cuervos	Mirador Superior Barco	Mirador Los Cuervos Barco Guadalupe	Mirador
Imágenes UBI Detalladas	12505' -12552' 12608' -12634' 12833' -12891'	13945' -14085' 15065' -15085'	15067' -15100'	14980' -15000' 15010' -15050'
Formaciones	Mirador Superior Mirador Inferior	Mirador Superior Barco	Mirador	Mirador Superior Mirador Inferior
Zonas de Flujo	12510' -12547' 12613' -12629' 12638' -12886'	13950' -14080' 15070' -15080'	14640' -15140' 15665' -16121' 16260' -16485'	14945' -15030' 15035' -15085' 15245' -15280'

Formaciones	Mirador Superior Mirador Inferior	Mirador Superior Barco	Mirador Barco Guadalupe	Mirador Superior Mirador Inferior
Rasgos deformativos	13790' -13820' 14500' -14547	13860' -13880' 14076' -14090'	14770' -15060' 15670' -15790' 16360' -16419'	14950' -15000' 15030' -15050'

6.4.3 Modelo geométrico de fracturas a partir de registros UBI.

Se realiza un análisis detallado de las imágenes UBI y herramientas adjuntas a estas (Manual Dip Data), con el fin de obtener datos de orientación precisos de los sistemas de fracturas presentes en la Formación Mirador del Campo Cupiagua, se debe tener en cuenta, que frecuentemente no es posible contar con buena resolución de imagen para un intervalo en el registro UBI. Por lo tanto se debe tener a la mano la información de fracturas analizadas a partir de corazones.

Aparte de los núcleos orientados y las imágenes eléctricas, la mayoría de los registro de imagen logran indicar la presencia de una fractura teniendo la capacidad de realizar un análisis geométrico. Esto implica obtener la actitud de pozo.

En realidad, la detección de las fracturas depende de la resolución vertical del registro de imagen (UBI). Asimismo, el reconocimiento de fracturas por la pérdida o el aumento del volumen de lodo están relacionada con la diferencia entre la presión hidrostática del lodo y la presión de la formación.

Un buen estudio de las Formaciones con influencia de fracturas naturales comienza con un análisis exhaustivo de las fracturas en términos de su geometría, origen, morfología, densidad, ancho y porosidad.

Dentro de la geometría que presenta las fracturas naturales que se ha definido a partir de los registros de imagen se ha realizado mediante el manual dip que se muestra junto al registro UBI y se describe según la Figura 129.

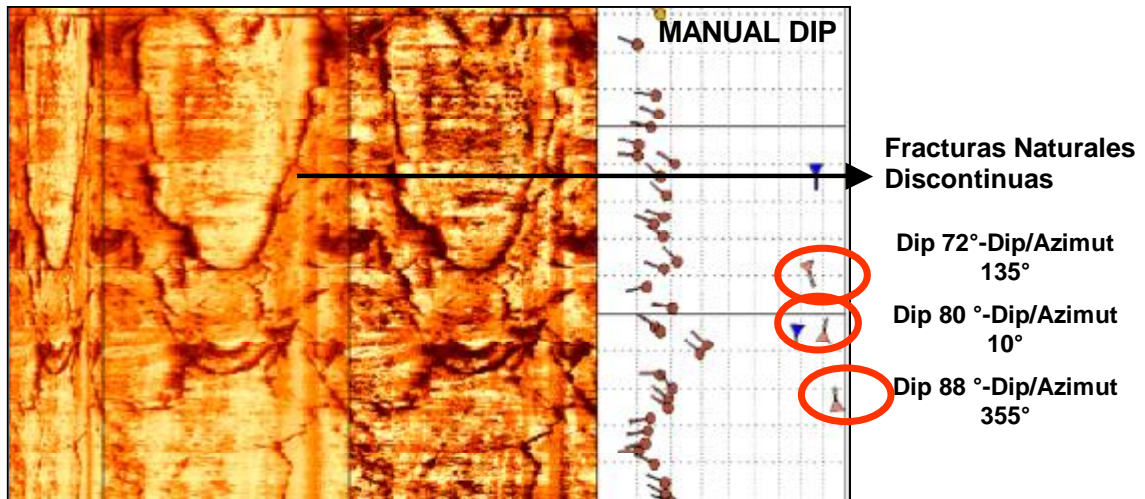


Figura 129. Definición geométrica de las fracturas naturales a partir del registro UBI. Nótese que las líneas discontinuas del manual Dip muestra el dip de la fractura y el simbolo muestra el azimut de la fractura. Análisis desarrollado al pozo Buca3.Tomado de Registros, Schulemberger, 2002.

6.5 REGISTRO DE PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN MOSTRADAS EN LA FORMACIÓN MIRADOR, DEL CAMPO CUIPAGUA.

La mayoría de las rocas en los medios porosos en operaciones petroleras contienen fluido en los poros. La presencia del fluido en los poros en masas rocosas fracturadas puede substancialmente alterar la respuesta a las cargas aplicadas o inducidas y las condiciones para la fractura.

Como ya se había nombrado uno de los principales mecanismos de daño en YNF es: La invasión del fluido de perforación, ocurriendo que el fluido de perforación, a una mayor presión que la presión de poro de la formación, invada de manera casi inmediata las fracturas. Este fenómeno se manifiesta en superficie como una pérdida de circulación; es decir que no hay retorno del lodo a superficie.

Esto sugiere que los problemas de pérdida de circulación están necesariamente asociados con las formaciones altamente fracturadas o zonas cavernosas aunque

estas también se pueden presentar en las Superficies sin defectos donde la pared del pozo está lisa, en pozos con una fractura cerrada, y en pozos irregulares, esto quiere decir que la pared del pozo tiene irregularidades tales como una fractura pequeña abierta, carvenas, o generadas por perforación.

A continuación se presentan los registros de pérdidas de circulación ocurridas en las Formaciones Mirador, Barco y Guadalupe arrojando como resultado las mayores pérdidas en la formación Mirador en los 4 pozos analizados. (En las Figuras de la 130 a la 133).

De acuerdo a las profundidades en las que se han registrado las perdidas de circulación ocurren en su mayoría para los 4 pozos hacia el tope de la formación. Las perdidas de circulación de lodo registradas en profundidad se registran en las tablas (9, 10, 11,12).

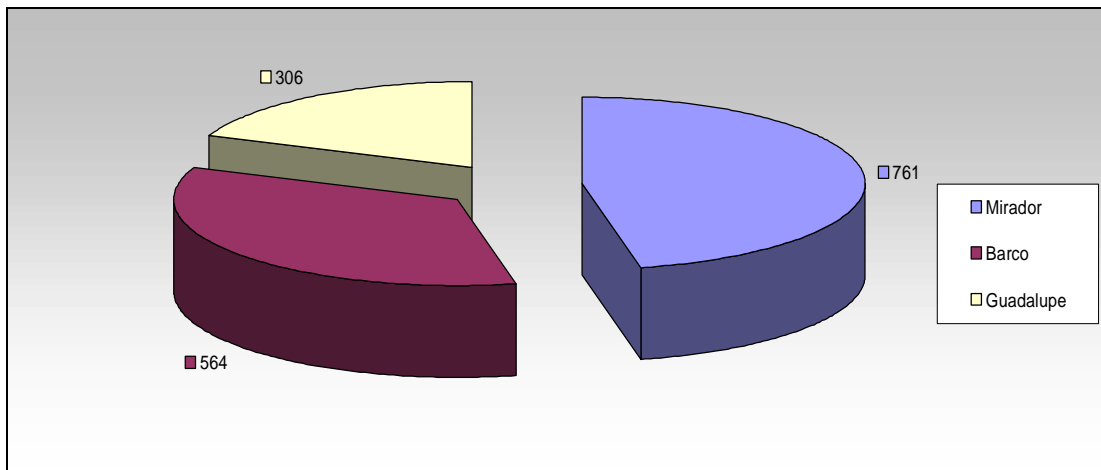


Figura 130. Registro del total de pérdidas de lodo reportadas en formación para el pozo Buca1. Well Review Cusiana–Cupiagua, Reporte de Perforación, British Petroleum Company, 2001.

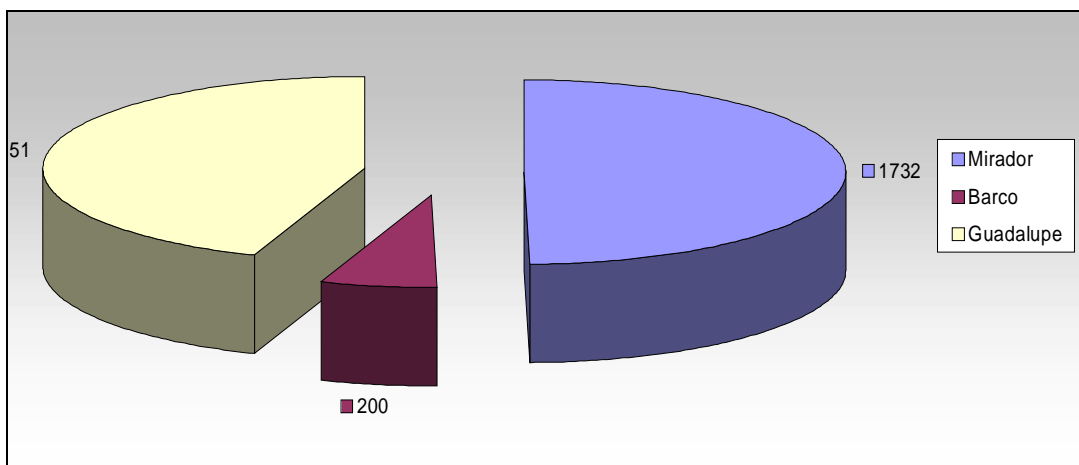


Figura 131. Registro del total de pérdidas de lodo reportadas en formación para el pozo Buca2. Well Review Cusiana–Cupiagua, Reporte de Perforación, British Petroleum Company, 2001.

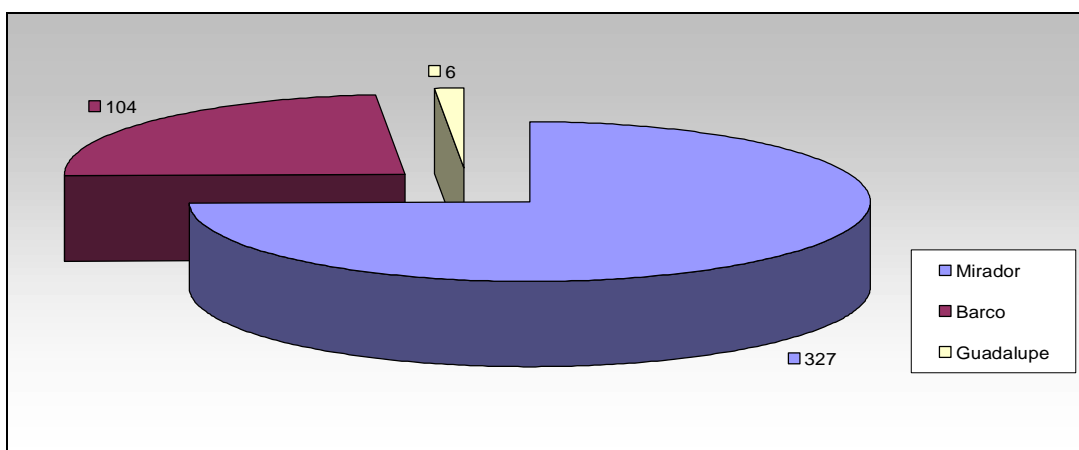


Figura 132. Registro del total de pérdidas de lodo reportadas en formación para el pozo Buca3. Well Review Cusiana–Cupiagua, Reporte de Perforación, British Petroleum Company, 2001.

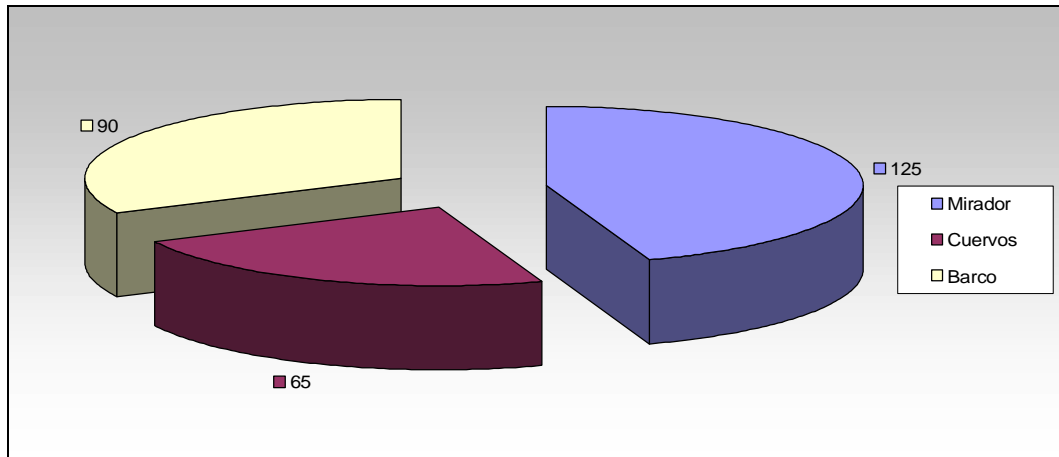


Figura 133. Registro del total de pérdidas de lodo reportadas en formación para el pozo Buca4. Well Review Cusiana–Cupiagua, Reporte de Perforación, British Petroleum Company, 2001.

7. MODELO DE FRACTURAS DESARROLLADO A PARTIR DE REGISTROS DE IMAGEN Y ANALISIS DE CORAZONES

Después de analizar y estudiar los métodos que nos proporciona el conocimiento del comportamiento de las fracturas naturales en profundidad en los pozos corazonados del campo Cupiagua, (Buca 1, 2 y 3) y comparando con las descripciones realizadas a los núcleos de perforación, es posible deducir una metodología que nos conlleva a conocer las fracturas cualitativa y cuantitativamente, permitiendo identificar y conocer las características geométricas de las fracturas en los diferentes pozos no corazonados, (Buca4) que existen y en otros que se puedan perforar en un futuro.

Teniendo en cuenta los análisis geométricos evaluados para las fracturas a partir de registros UBI ya conocidos, donde se visualizan tendencias de fracturamiento, se define un modelo de fracturas, el cual será estudiado de acuerdo a las trayectorias de pozo presentadas para los pozos de análisis.

7.1 MODELO GENERADO PARA EL ANALISIS DE FRACTURAS NATURALES A NIVEL DE REGISTROS UBI-ANALISIS DE CORAZONES.

Para el caso de los pozos corazonados, los intervalos fracturados se identificaron, con base en la información de intensidad de fracturamiento proporcionada por el análisis de núcleos realizada por el proyecto de Yacimientos naturalmente Fracturados de la Unidad de Investigación del ICP, en convenio con la UIS, 2004.

A continuación se describen los criterios seleccionados para el desarrollo del modelo de fracturas en la formación Mirador del Campo Cupiagua. Para este análisis se determinaron varios factores tanto cualitativos como cuantitativos claves para conocer y determinar el índice de fracturamiento en la formación. (Ver curva de Fracturamiento, Apéndice G, pozo Buca1).

Los factores cualitativos que se muestran involucran el análisis de las fracturas llevado a cabo por núcleos de perforación, ya que el análisis de fracturas a partir de

la herramienta UBI, no permite reconocer parámetros físicos de las fracturas naturales. (Ver anexo F Y G).

Los factores Cuantitativos involucra el análisis de los datos que son arrojados a partir de la herramienta UBI. En la actualidad existen otras herramientas que permiten hacer una medición más exacta de las zonas fracturadas mas no permite conocer la geometría que ellas exhiben, se encuentran el Registro de Potencial Espontáneo (PEF), Curva de densidad (RHOB) y corrección de la Curva de Densidad (DRHO).

7.1.1 Datos geométricos de las fracturas naturales identificados en los Registros UBI (Actitud de la fractura)

De acuerdo a Cunningam, 1999 las fracturas pueden ser descritas por la “actitud” que exhiben. La actitud se define geoméricamente por la orientación (Azimut) y dirección (Buzamiento) de una fractura con respecto a la horizontal. La Actitud de las fracturas Naturales identificadas a profundidad mediante el registro UBI se tuvo en cuenta para los pozos Buca1, Buca2, Buca3, Buca4, las cuales fueron descritas de acuerdo a su Dip y su Dip Azimut, los datos generados se muestran en las tablas 9,10,11,12. Los datos arrojados nos muestra un patrón de dip de fracturas marcados con ángulos entre 60 y 87 grados en su mayoría para las fracturas naturales descritas en el pozo Buca1, mostradas en la figura 134. Dentro de las fracturas naturales que se observan para el pozo Buca2 se presentan en su mayoría con ángulos entre 45 y 70 grados mostrados en la figura 135. Para las fracturas naturales descritas en el pozo Buca3 se presenta una mayor distribución de orientación de fracturas presentes en la Formación, ya que muestran ángulos desde 45 grados a 87 grados mostrados en la figura 136. Para el pozo Buca4 se exhiben fracturas con dip de 45 a 80 grados en su mayoría mostrados en la figura 137. Además de mostrar las gráficas de Dip contra Profundidad de las fracturas para los 4 pozos analizados, se completa la descripción geométrica de estas con las gráficas de Dip/Azimut contra profundidad de las fracturas caracterizadas. En las graficas (138,140) donde se muestran los datos de dip/azimut contra profundidad para los pozos Buca1 y Buca 3 perforados a nivel de cresta se observa que los ángulos de

Dip/ Azimut son en su mayoría mayores de 150 grados y menores de 350 grados, mientras que las fracturas Naturales mostradas en los pozos de dominio flanco Buca2, Buca4 presentan ángulos de Dip /Azimut en su mayoría con valores mayores de 50° y menores de 200 grados como lo muestra las graficas (139,141). Así mismo para definir el modelo de fracturas es necesario conocer la actitud del pozo (wellbore). La actitud de los pozos analizados de igual forma se muestra en las tablas 9,10,11,12 que fueron adquiridos del survey y la trayectoria de pozo trazada. Well Review Cusiana–Cupiagua, Reporte de Perforación, British Petroleum Company, 2001.

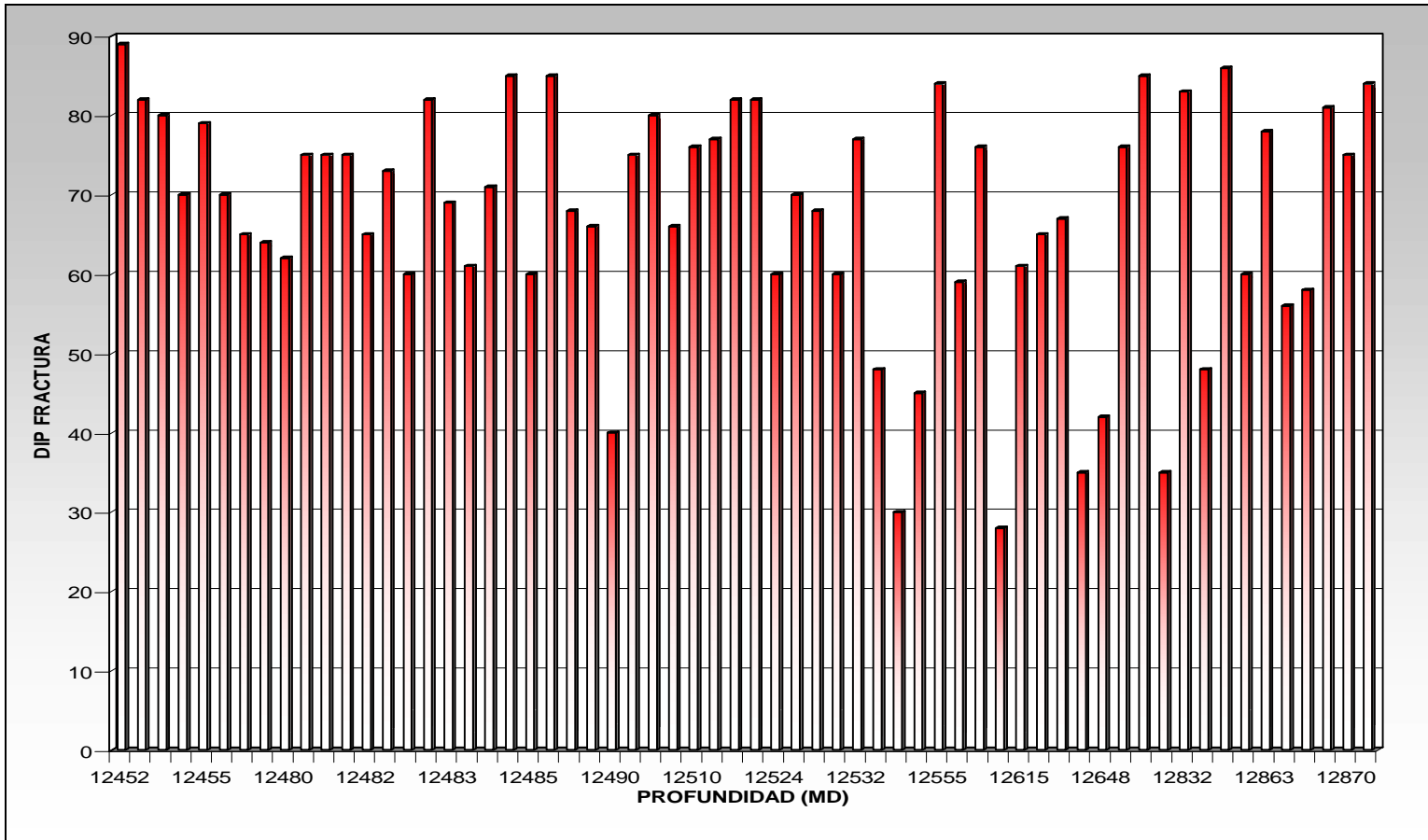


Figura 134. Orientación de fracturas de acuerdo al Dip de las fracturas contra profundidad. Para el pozo Buca1. Datos mostrados en profundidades (MD).

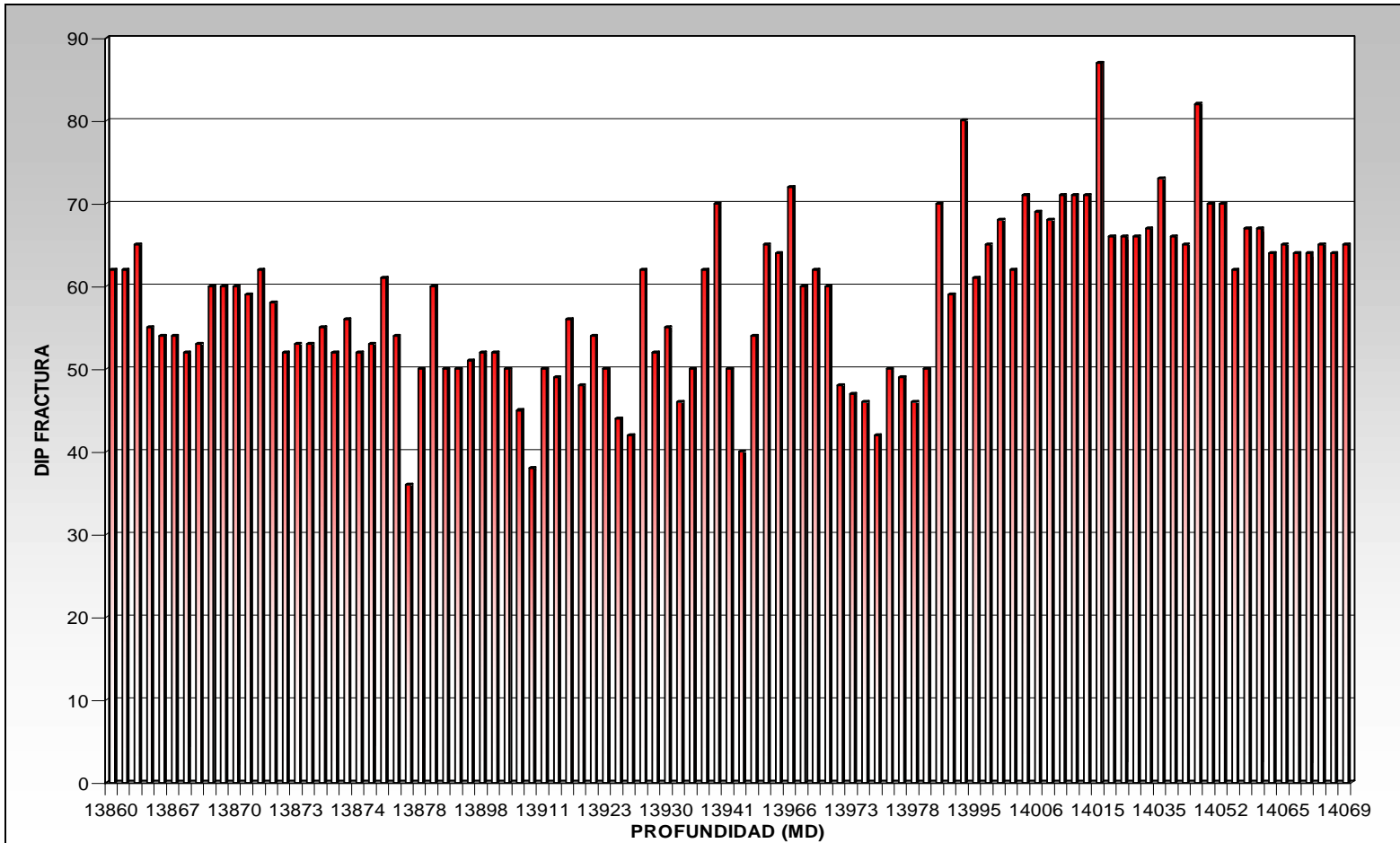


Figura 135. Orientación de fracturas de acuerdo al Dip de las fracturas contra profundidad. Para el pozo Buca2. Datos mostrados en profundidades (MD).

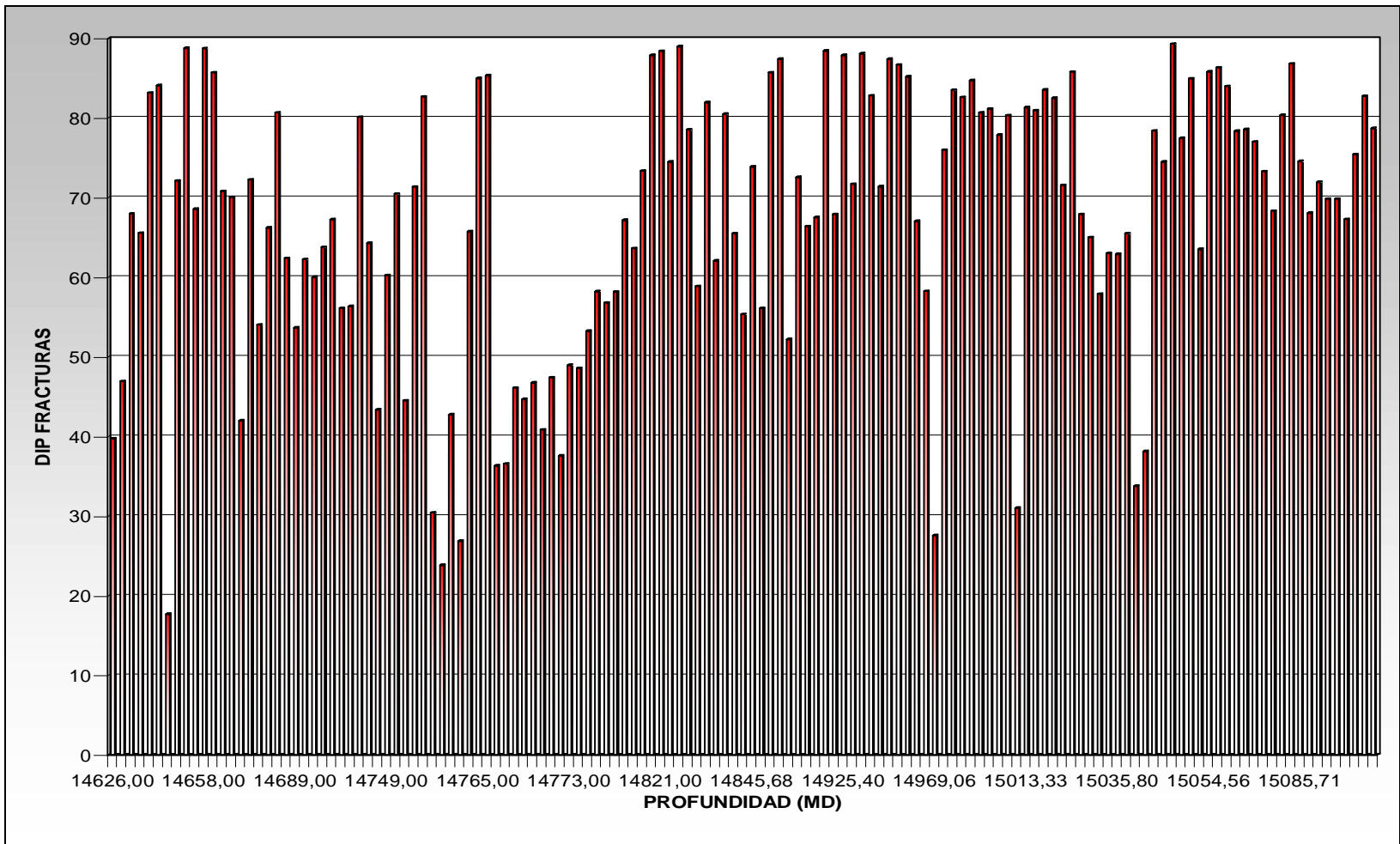


Figura 136. Orientación de fracturas de acuerdo al Dip de las fracturas contra profundidad. Para el pozo Buca3. Datos mostrados en profundidades (MD).

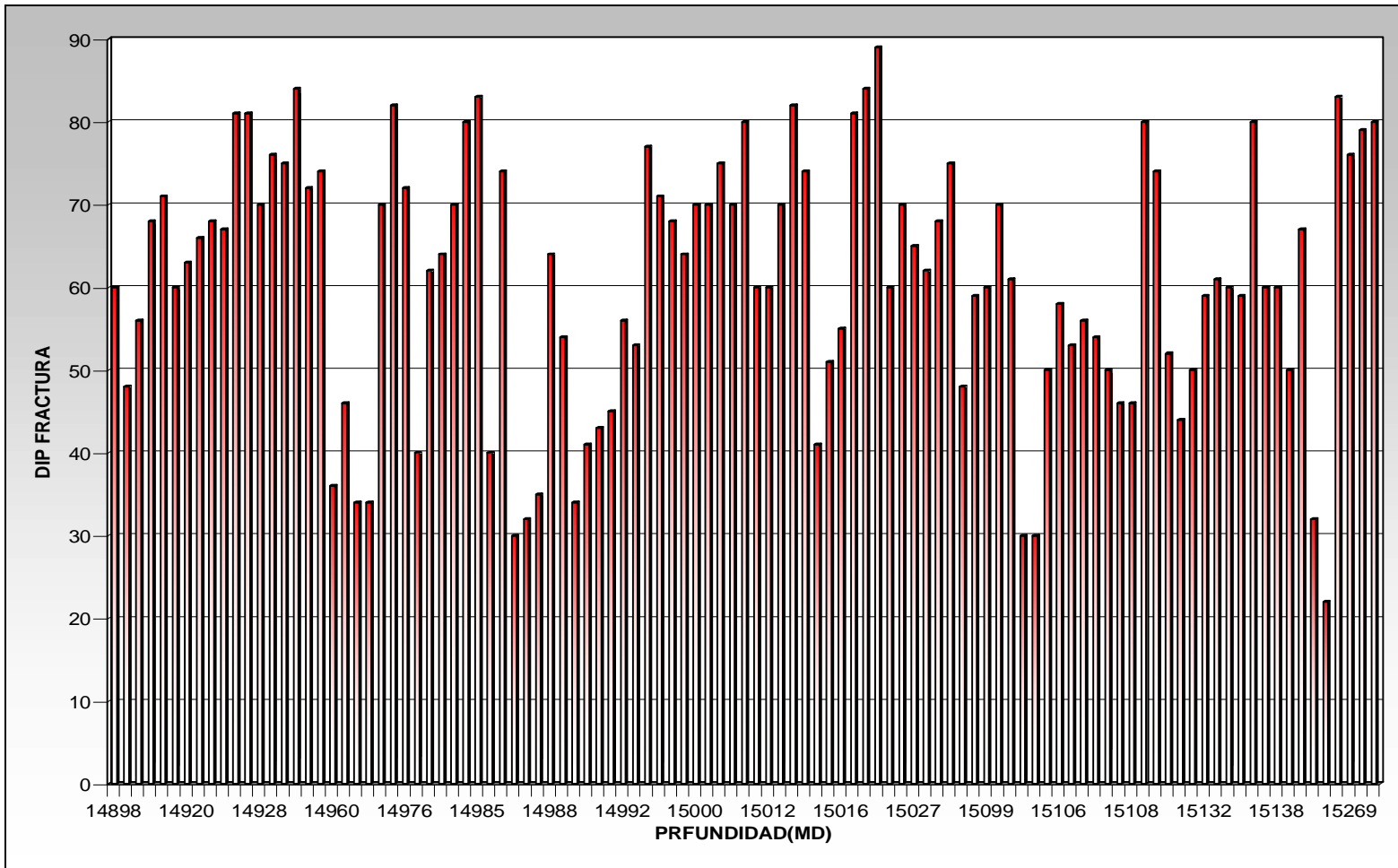


Figura 137. Orientación de fracturas de acuerdo al Dip de las fracturas contra profundidad. Para el pozo Buca4. Datos mostrados en profundidades (MD).

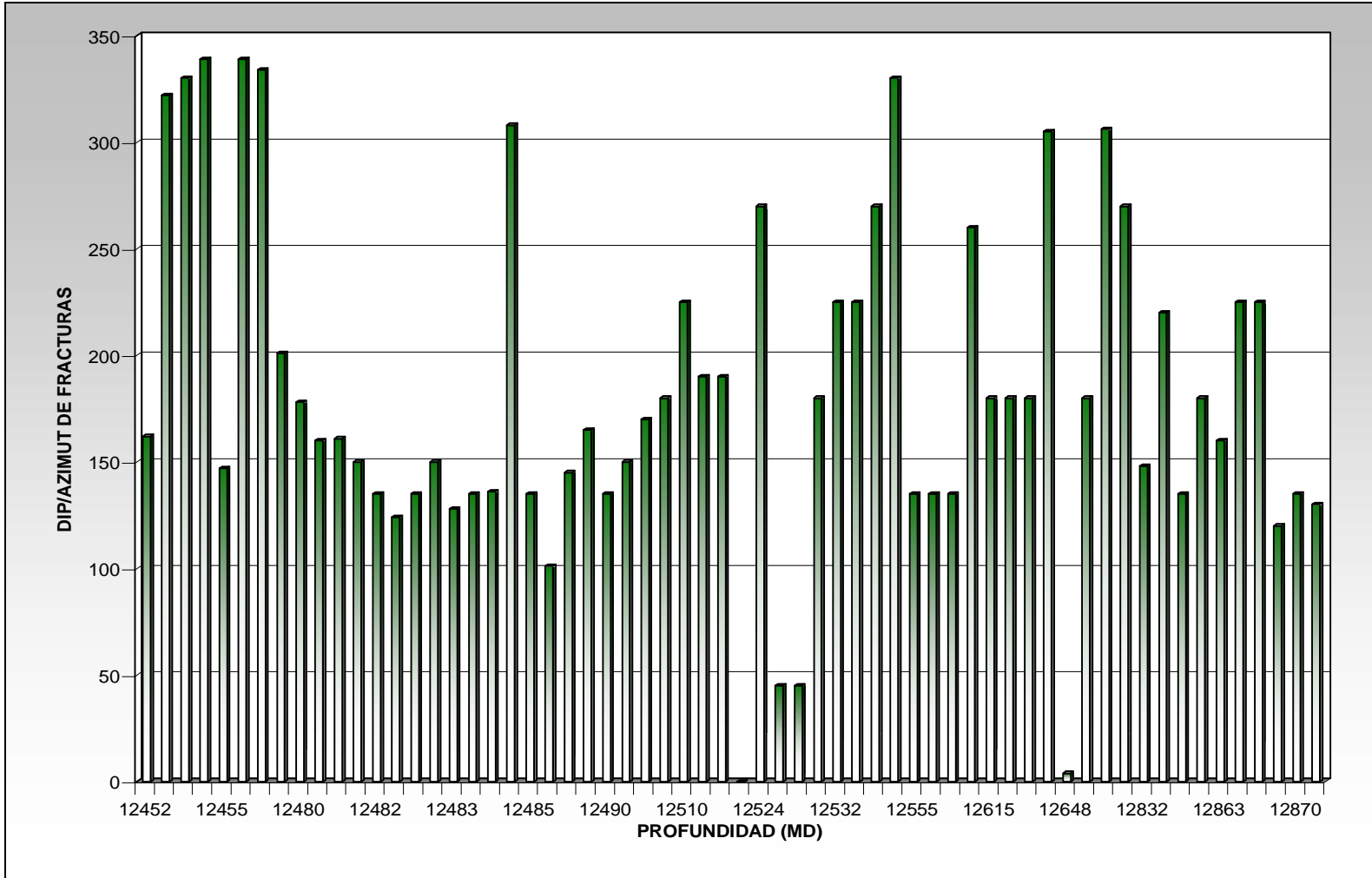


Figura 138. Orientación de fracturas de acuerdo al Dip/Azimuth de las fracturas contra profundidad. Para el pozo Buca1. Datos mostrados en profundidades (MD)

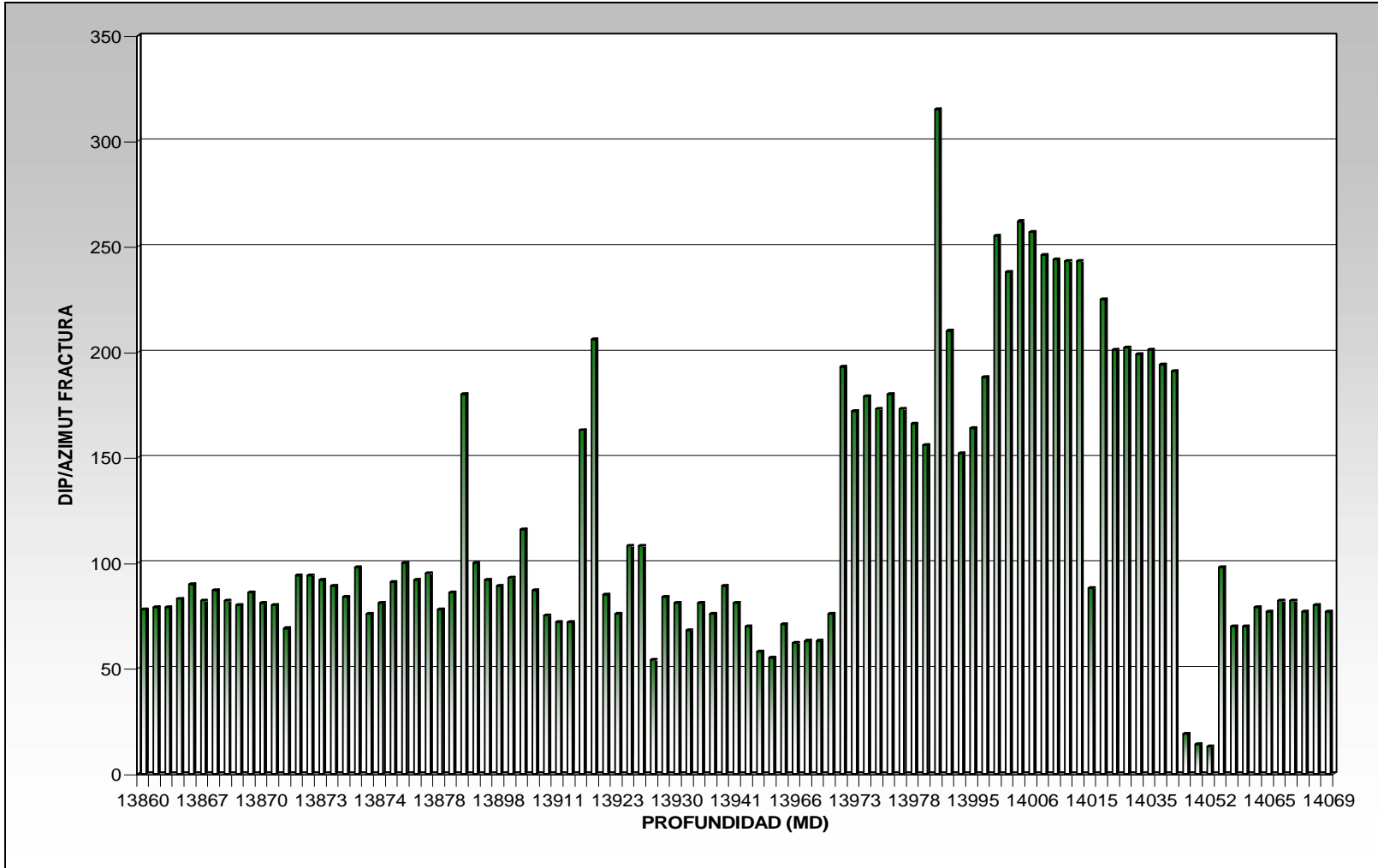


Figura 139. Orientación de fracturas de acuerdo al Dip/Azimut de las fracturas contra profundidad. Para el pozo Buca2. Datos mostrados en profundidades (MD)

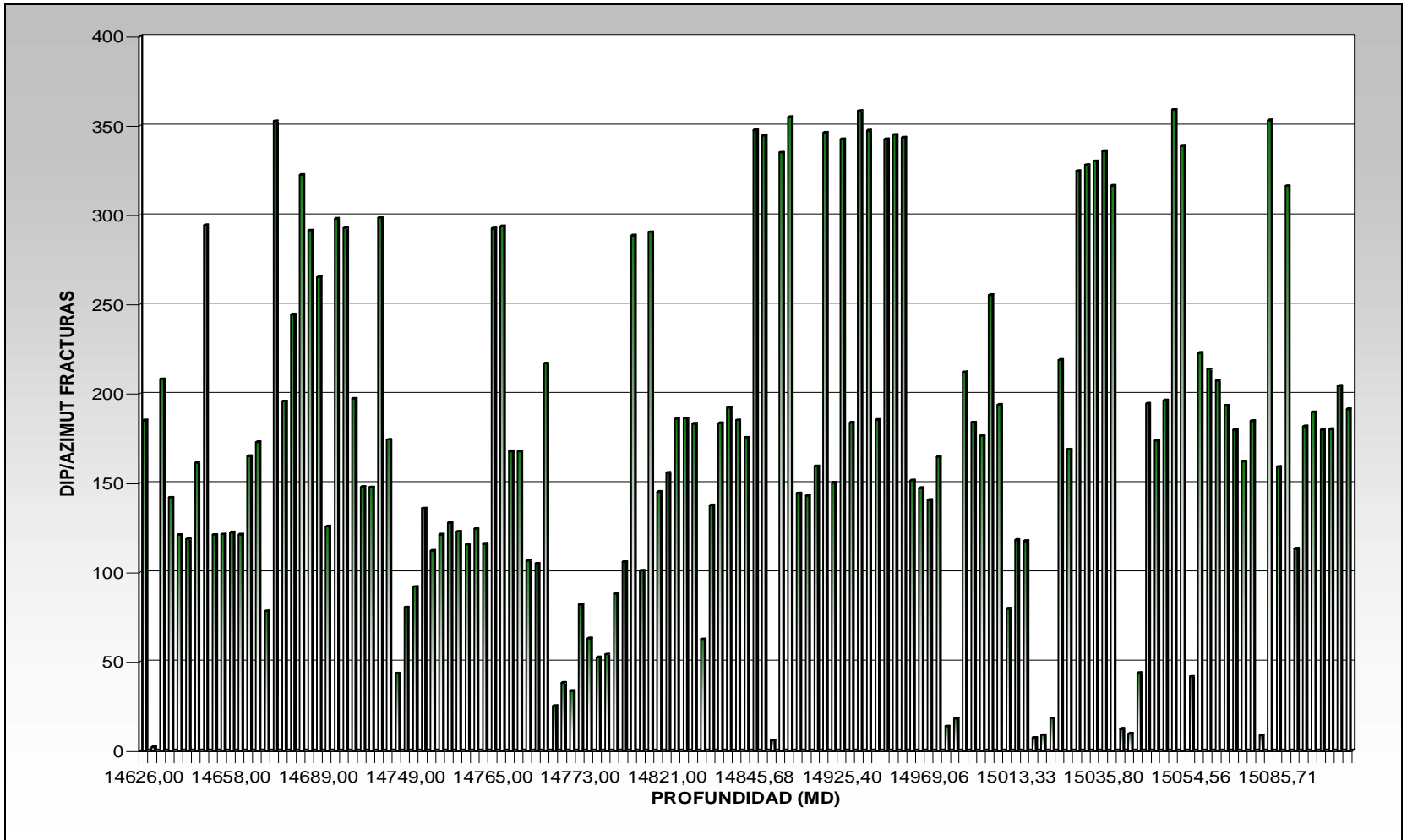


Figura 140. Orientación de fracturas de acuerdo al Dip/Azimut de las fracturas contra profundidad. Para el pozo Buca3. Datos mostrados en profundidades (MD).

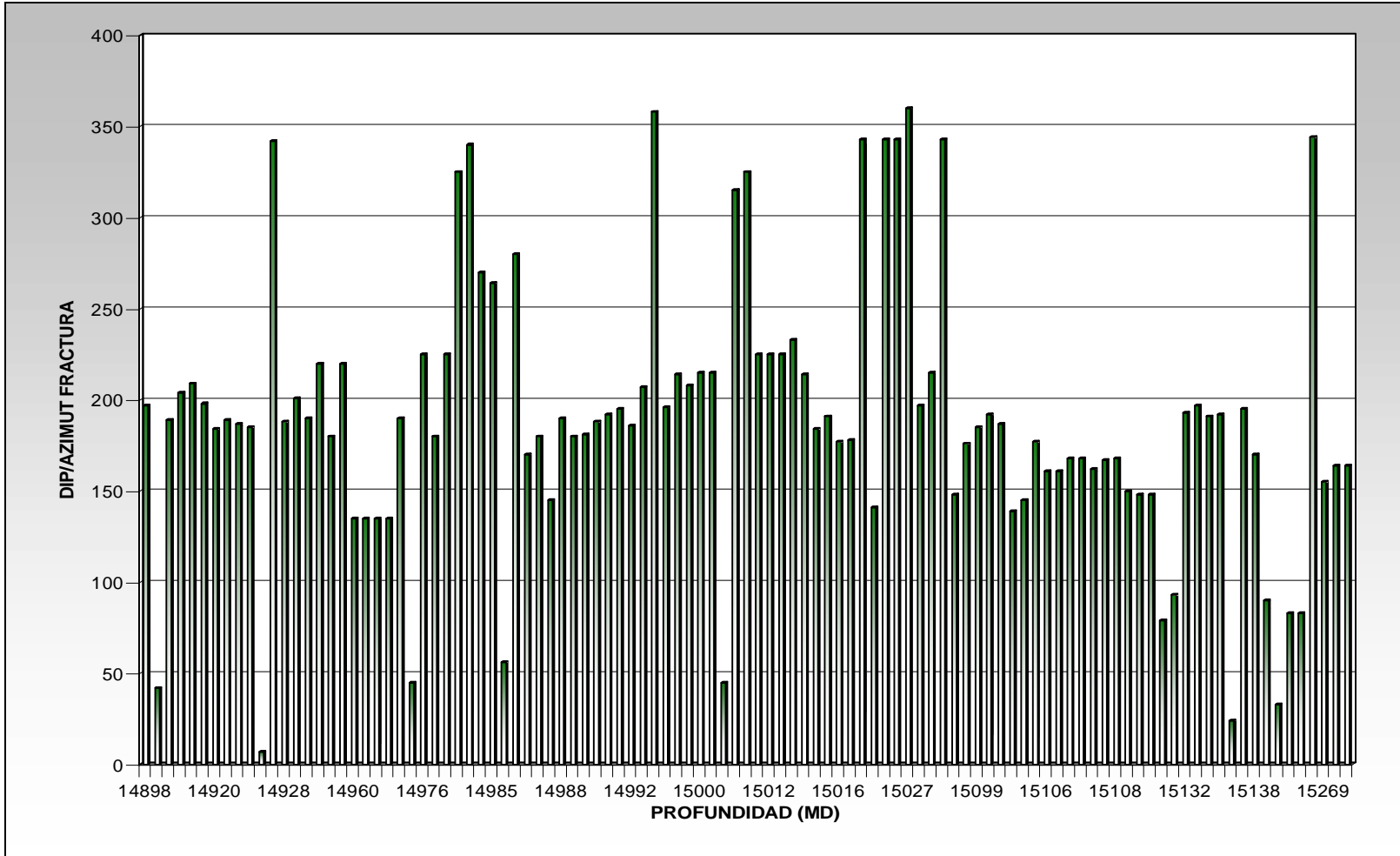


Figura 141. Orientación de fracturas de acuerdo al Dip/Azimut de las fracturas contra profundidad. Para el pozo Buca4. Datos mostrados en profundidades (MD).

Al definir la actitud de la fractura y la actitud de pozo se define el ángulo entre la orientación de la fractura (dip/Azimut) y la orientación del pozo (Azimut), con el fin de determinar el factor de rumbo según la tabla (2) mostrada en el capítulo 1. Los datos de factor de rumbo de los 4 pozos de análisis fueron graficados contra profundidad (Figuras 142, 143, 144,145), donde se muestran valores muy bajos ó poco cercanos a su máximo valor 10.

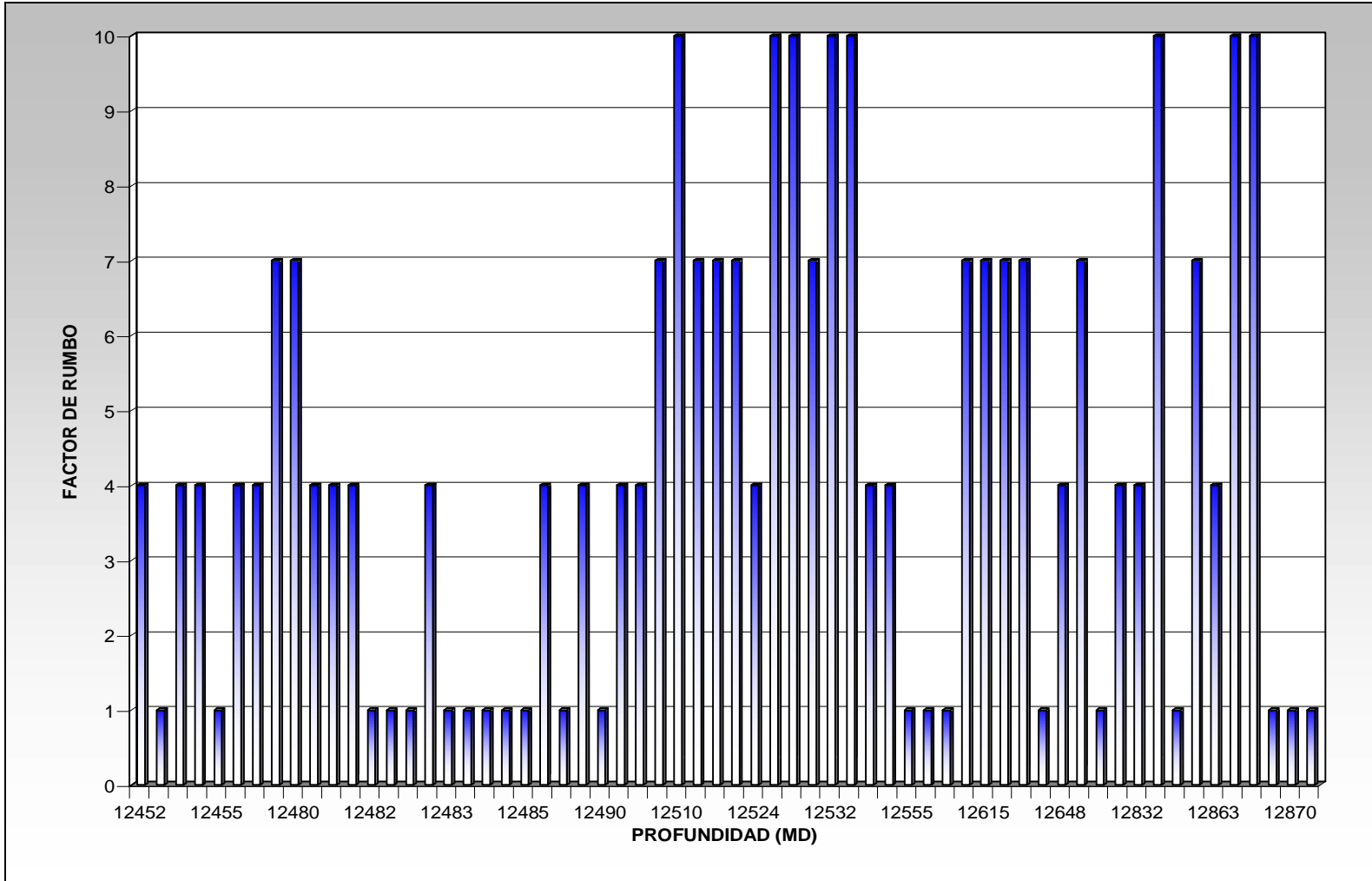


Figura 142. Factor de Rumbo de las fracturas naturales caracterizadas contra profundidad para el pozo Buca1. Datos presentados en profundidades (MD).

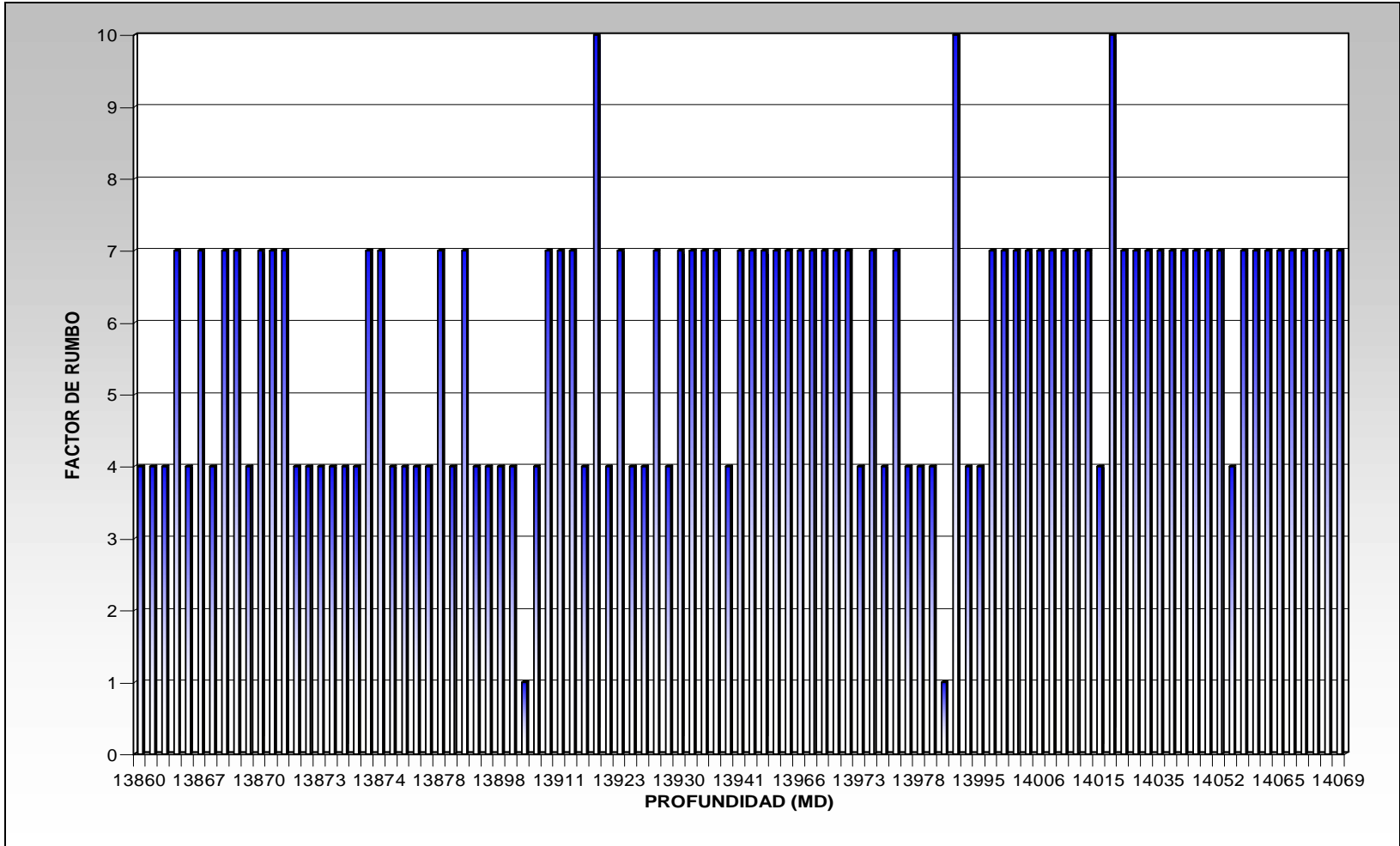


Figura 143. Factor de Rumbo de las fracturas naturales caracterizadas contra profundidad para el pozo Buca2. Datos presentados en profundidades (MD).

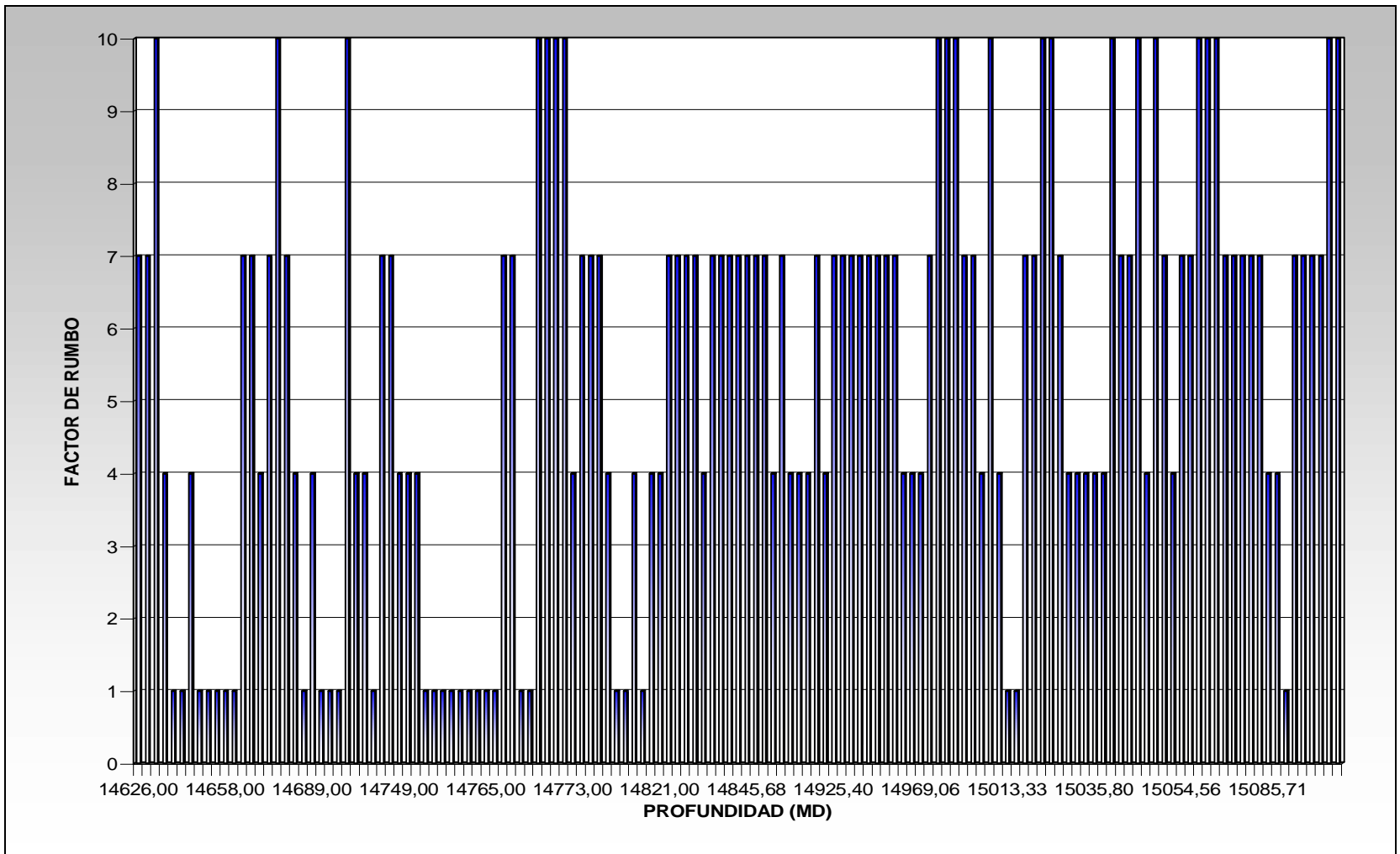


Figura 144. Factor de Rumbo de las fracturas naturales caracterizadas contra profundidad para el pozo Buca3. Datos presentados en profundidades (MD).

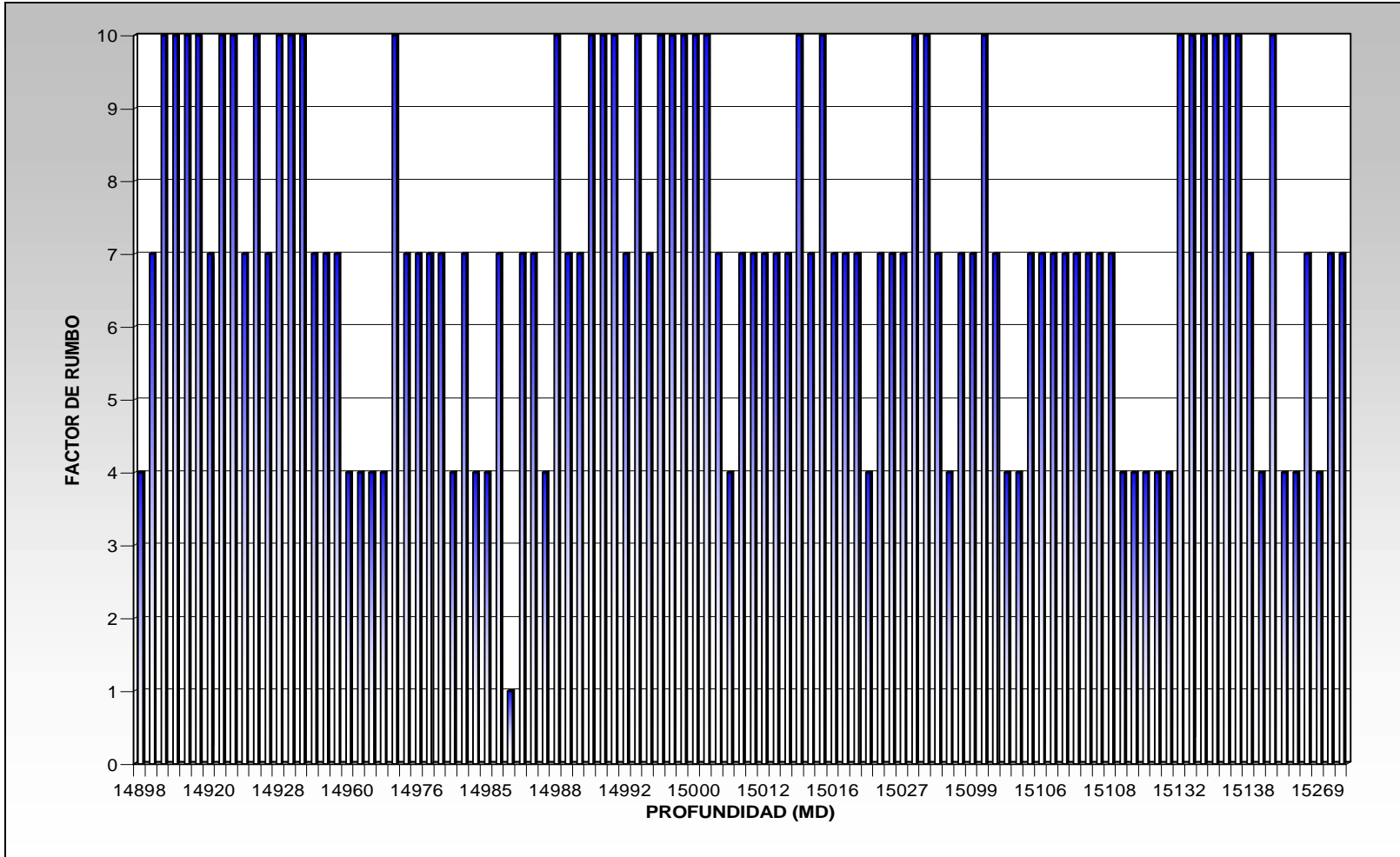


Figura 145. Factor de Rumbo de las fracturas naturales caracterizadas contra profundidad para el pozo Buca4. Datos presentados en profundidades (MD).

Los datos del factor de inclinación definido por el ángulo entre la inclinación del pozo y la dirección de la fractura (dip), definido según la tabla (1) mostrada en el capítulo 1, para los 4 pozos de análisis, son graficados contra profundidad (Figuras 146,147,148,149), mostrando al igual que el factor de rumbo valores muy bajos, lo que nos producirá un valor de intersección de fractura mínimo o poco cercano a su valor máximo 100 (figura 150,151,152,153), lo que mostraría un comportamiento subparalelo de las fracturas con respecto a la trayectoria de pozo, (Figura 154). Los datos de factor de Rumbo, factor de inclinación e índice de intersección se presentan en la tabla (9, 10,11, 12).

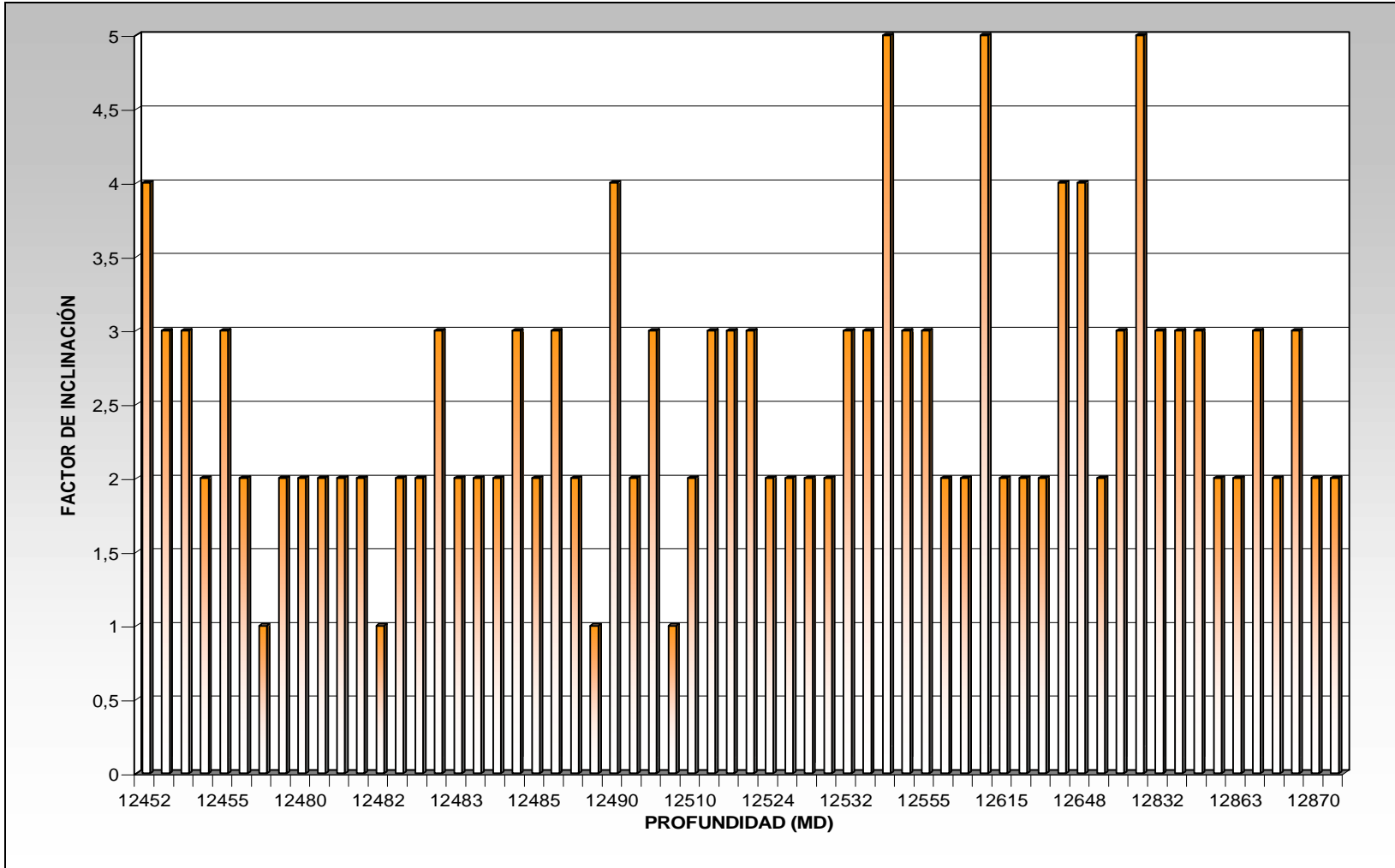


Figura 146. Factor de Inclinación de las fracturas naturales caracterizadas contra profundidad para el pozo Buca1. Datos presentados en profundidades (MD).

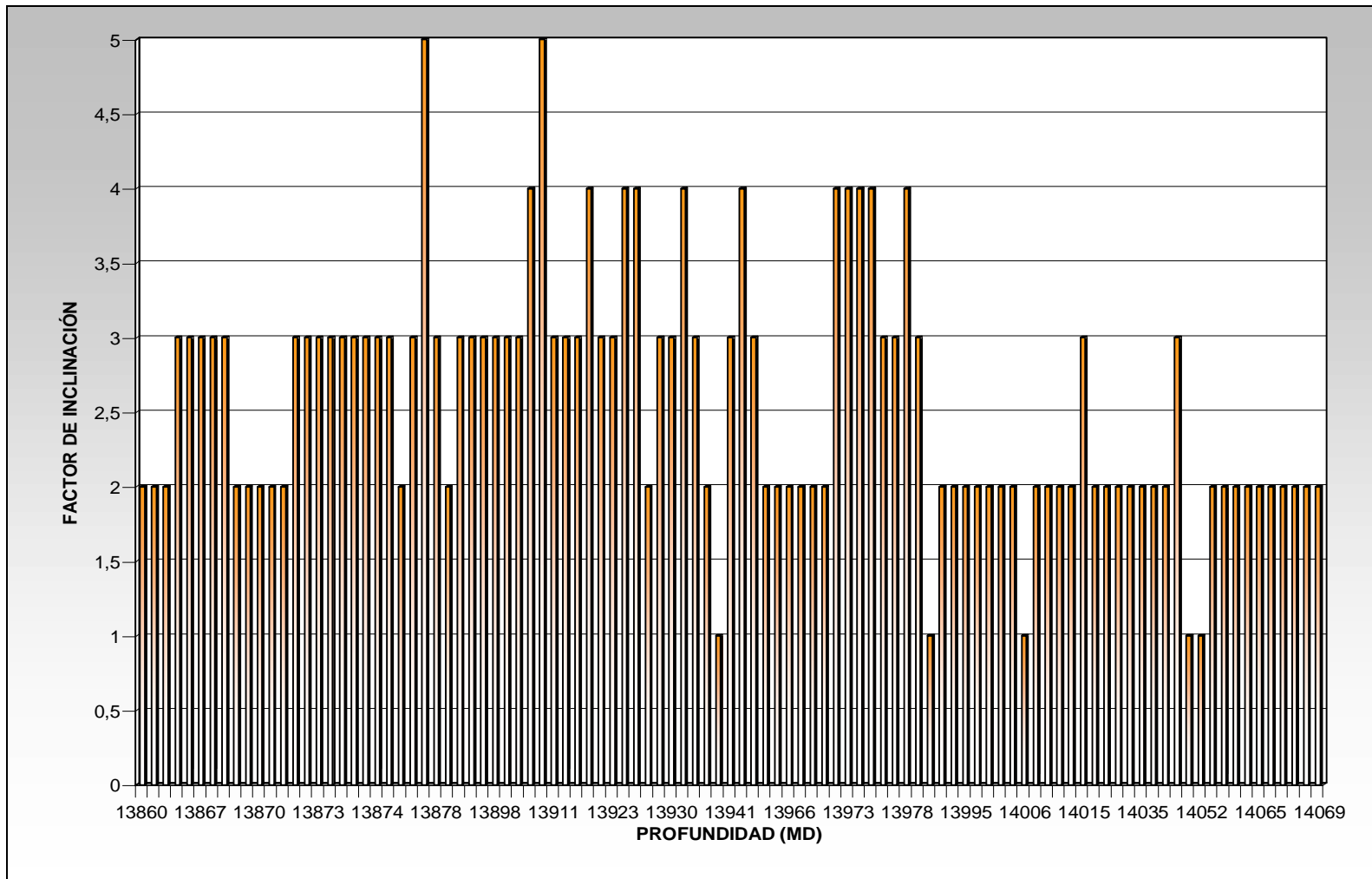


Figura 147. Factor de Inclinación de las fracturas naturales caracterizadas contra profundidad para el pozo Buca2. Datos presentados en profundidades (MD).

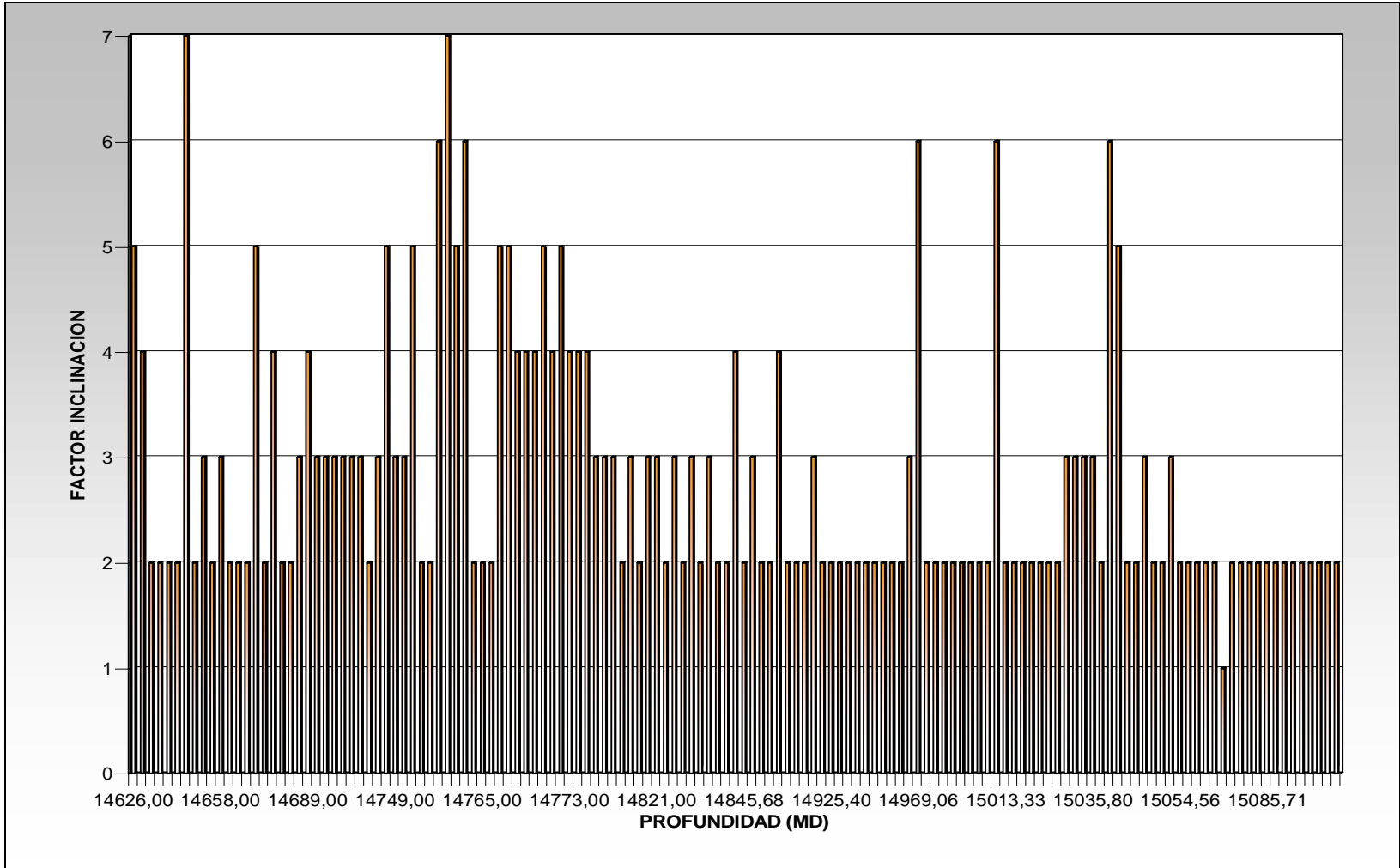


Figura 148. Factor de Inclinción de las fracturas naturales caracterizadas contra profundidad para el pozo Buca3. Datos presentados en profundidades (MD).

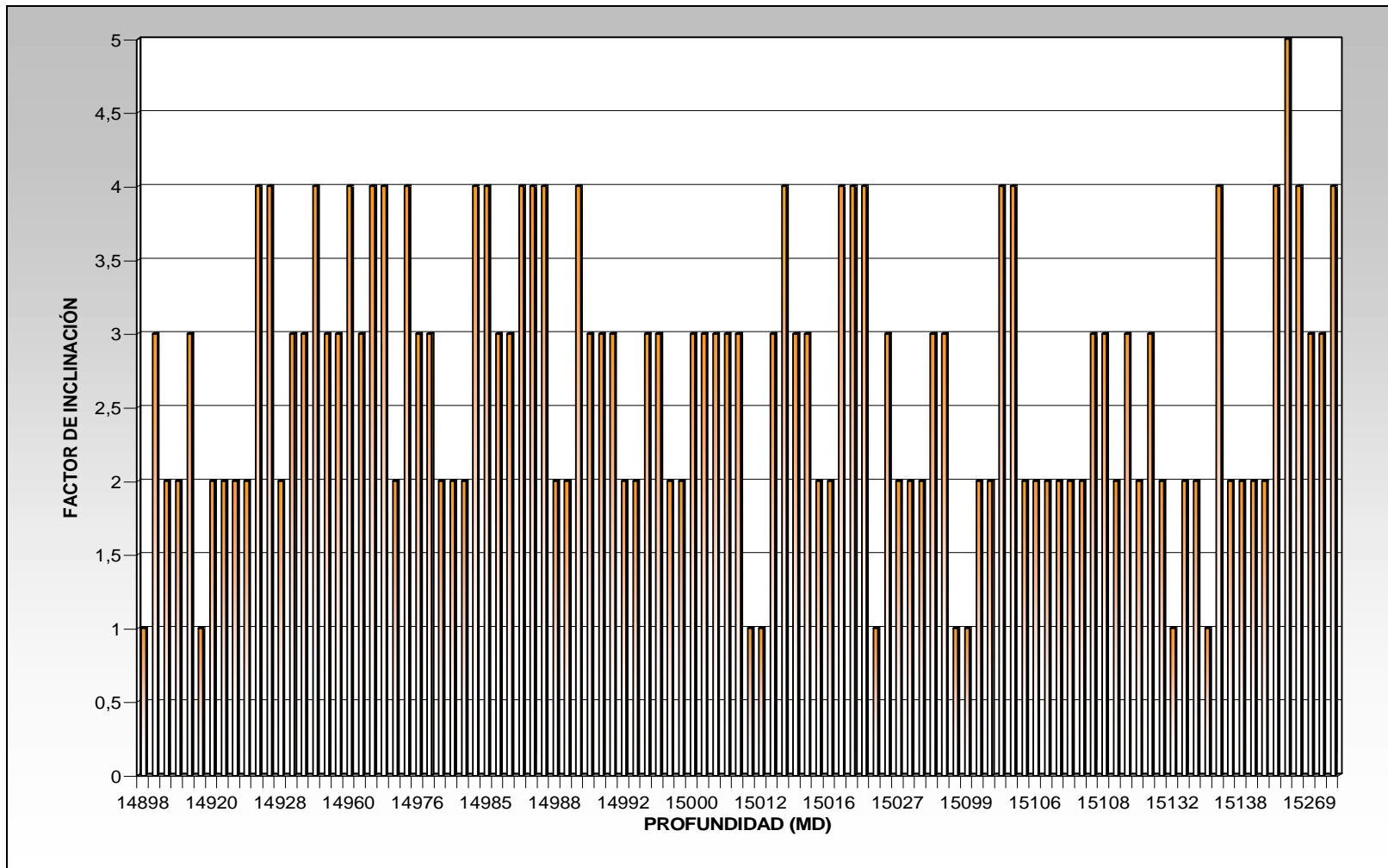


Figura 149. Factor de Inclinación de las fracturas naturales caracterizadas contra profundidad para el pozo Buca4. Datos presentados en profundidades (MD).

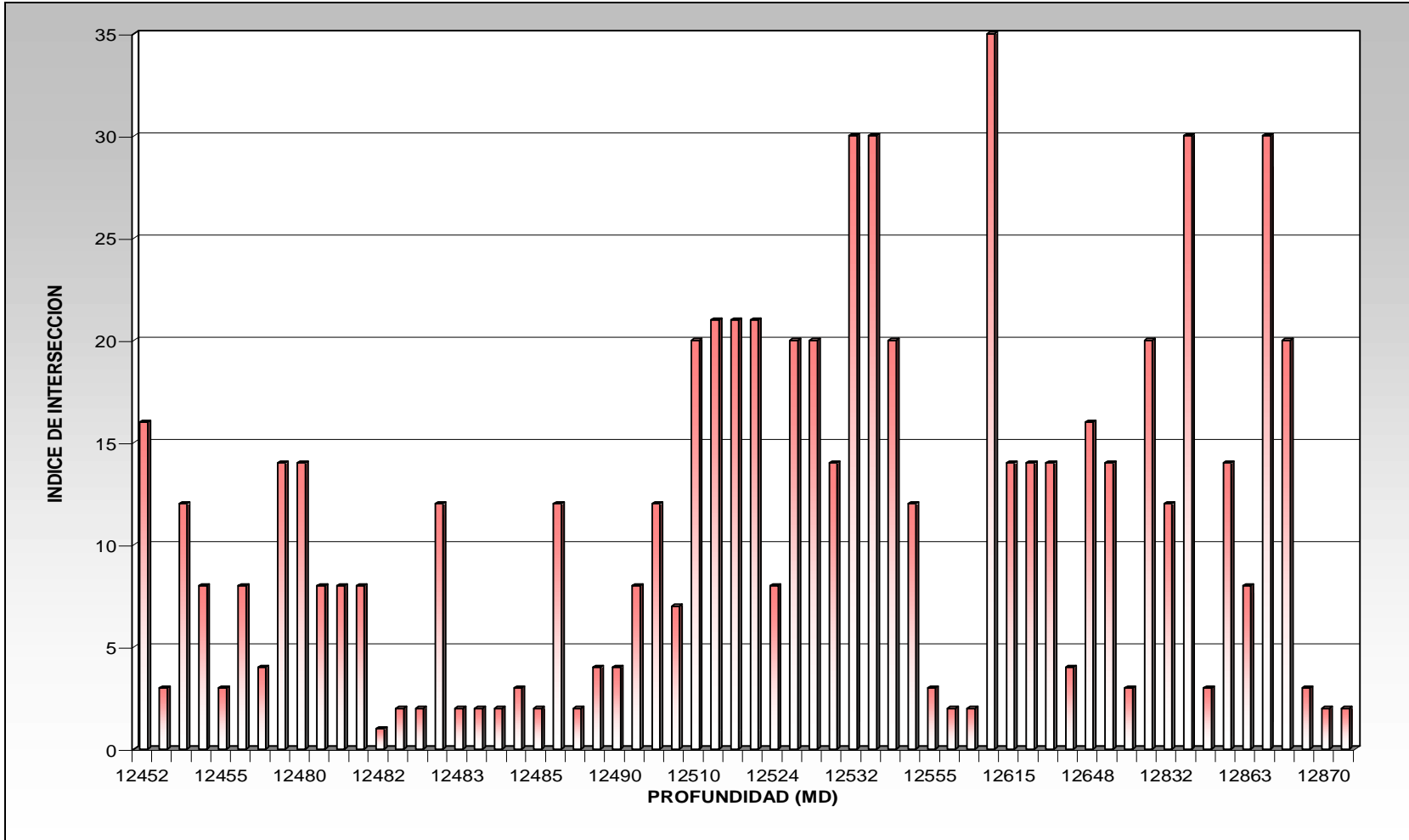


Figura 150. Datos del Índice de intersección entre las fracturas y el pozo respecto a la profundidad para el pozo Buca1. Datos presentados en profundidades (MD).

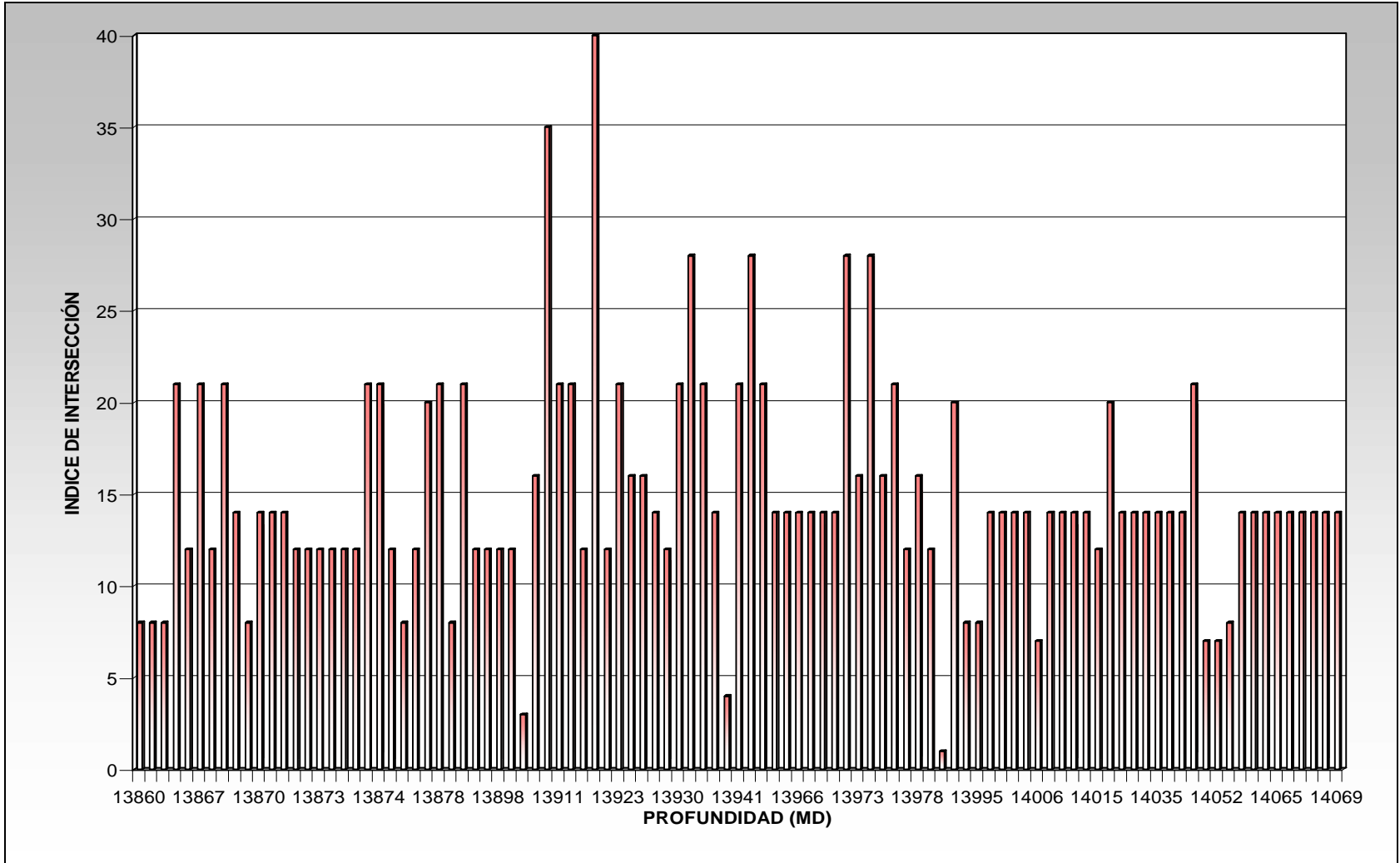


Figura 151. Datos del Índice de intersección entre las fracturas y el pozo respecto a la profundidad para el pozo Buca2. Datos presentados en profundidades (MD).

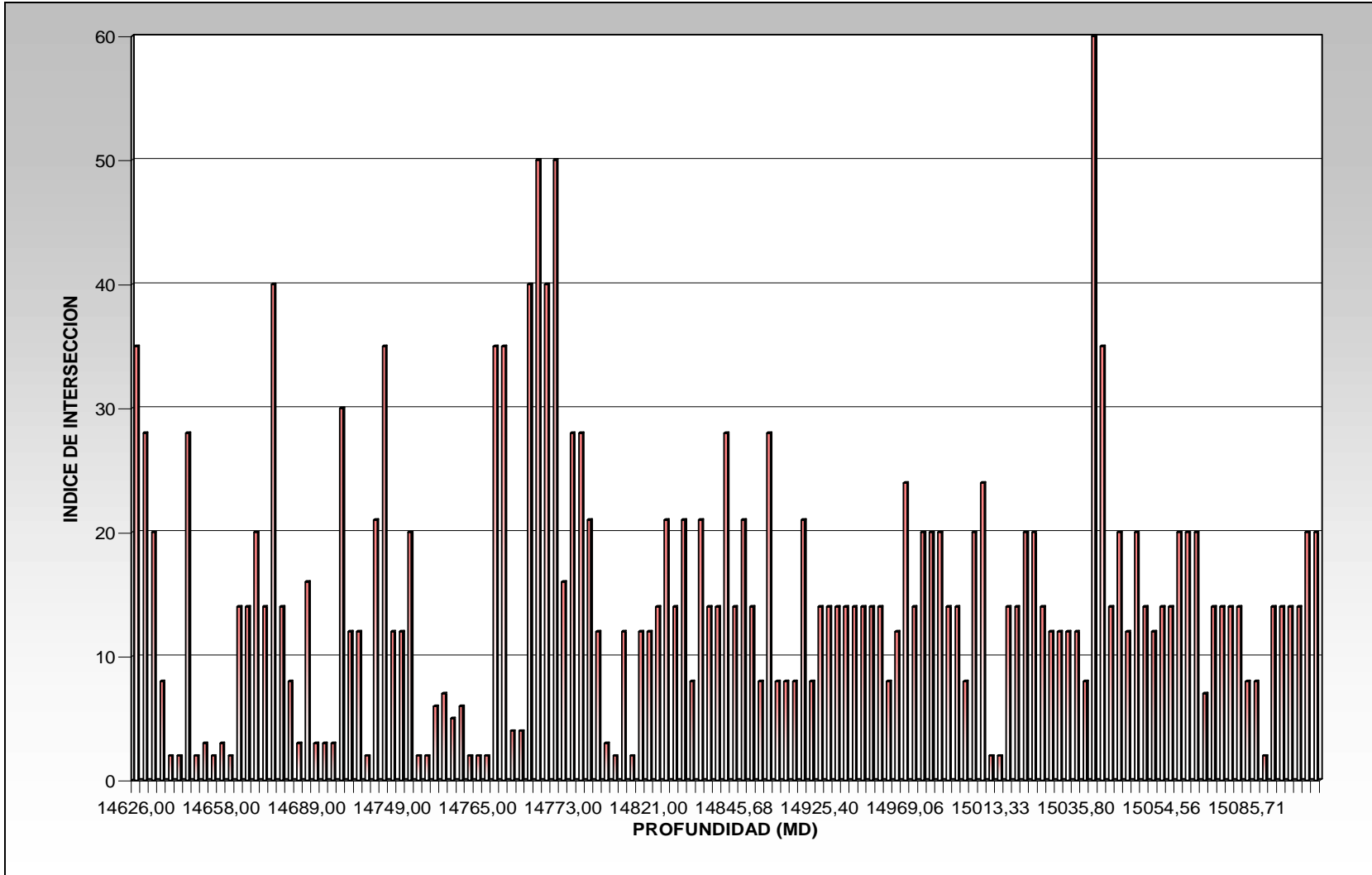


Figura 152. Datos del Índice de intersección entre las fracturas y el pozo respecto a la profundidad para el pozo Buca3. Datos presentados en profundidades (MD).

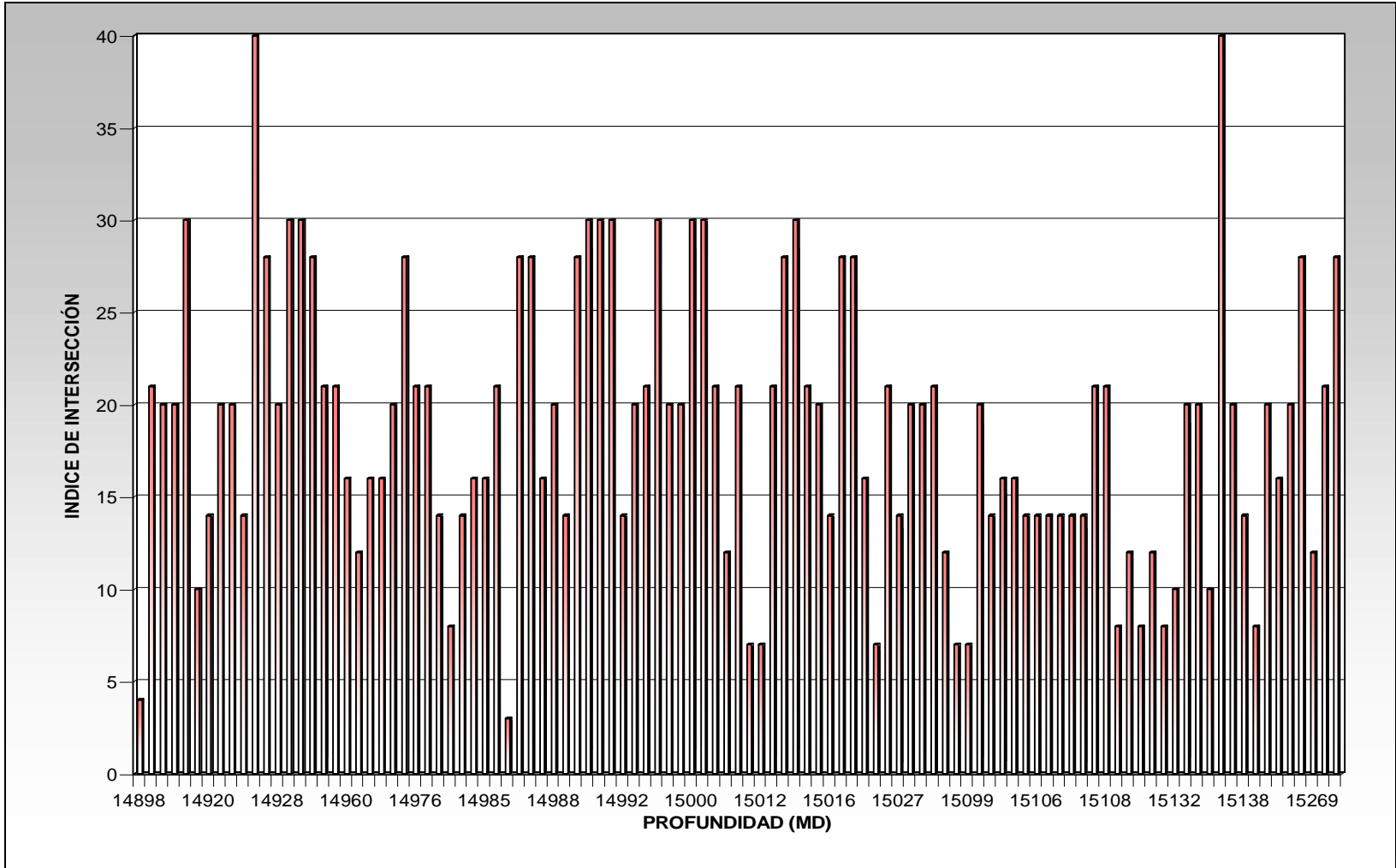


Figura 153. Datos del Índice de intersección entre las fracturas y el pozo respecto a la profundidad para el pozo Buca4. Datos presentados en profundidades (MD).

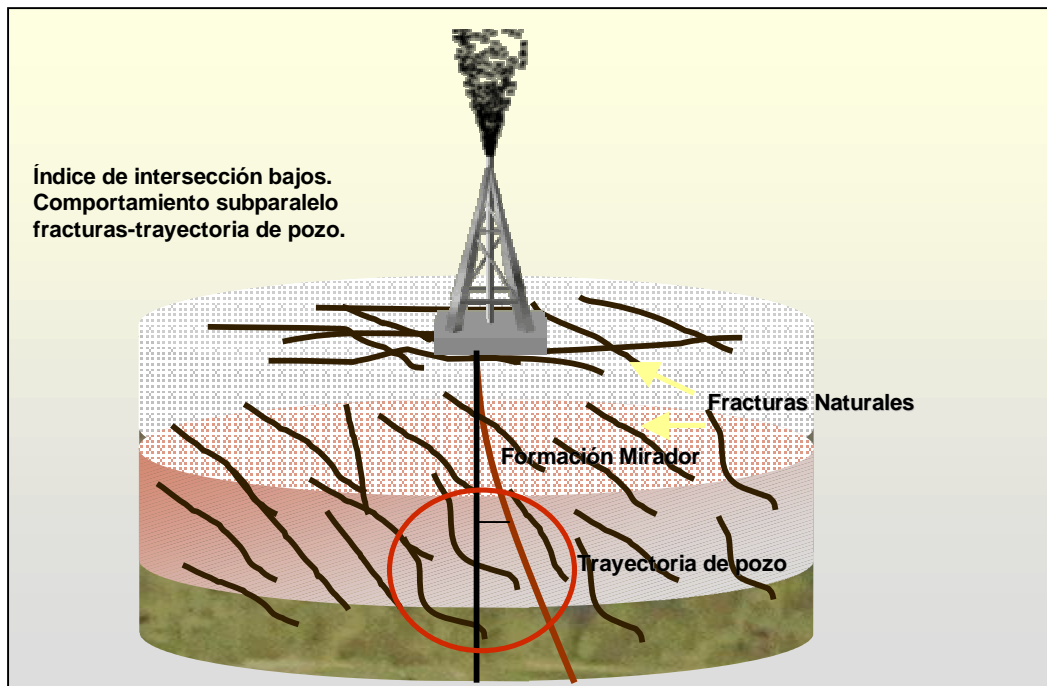


Figura 154. Ilustración que permite concluir como se encuentra la intersección de fracturas con respecto a la trayectoria de pozo observada de acuerdo a los resultados mostrados anteriormente para los pozos analizados.

7.1.2 Definición de familias de fracturas encontradas en la formación Mirador del Campo.

En general la mayoría de las fracturas que se encuentran distribuidas a través de la Formación Mirador son fracturas que son descritas físicamente como fracturas abiertas las cuales incrementará la permeabilidad del yacimiento paralela al plano de la fractura. Sin embargo debido a que la fractura puede ser solamente un poro de la matriz o varios, la permeabilidad del yacimiento a través de la fractura abierta será idéntica a la permeabilidad normal de la matriz en esa dirección.

Dentro de la definición de la cantidad de familias de fracturas que se muestran para la formación Mirador del Campo Cupiagua se distinguieron 4 sets los cuales fueron observados mediante diagramas de rosetas en el software 3D Move el cual nos permite conocer la distribución de las fracturas naturales a lo largo del campo. En la

Figura 155 se muestra la localización de los 4 pozos de análisis con sus respectivos datos de fracturas graficados en diagramas de rosetas, las cuales se encuentran interceptando la superficie de la Formación Mirador.

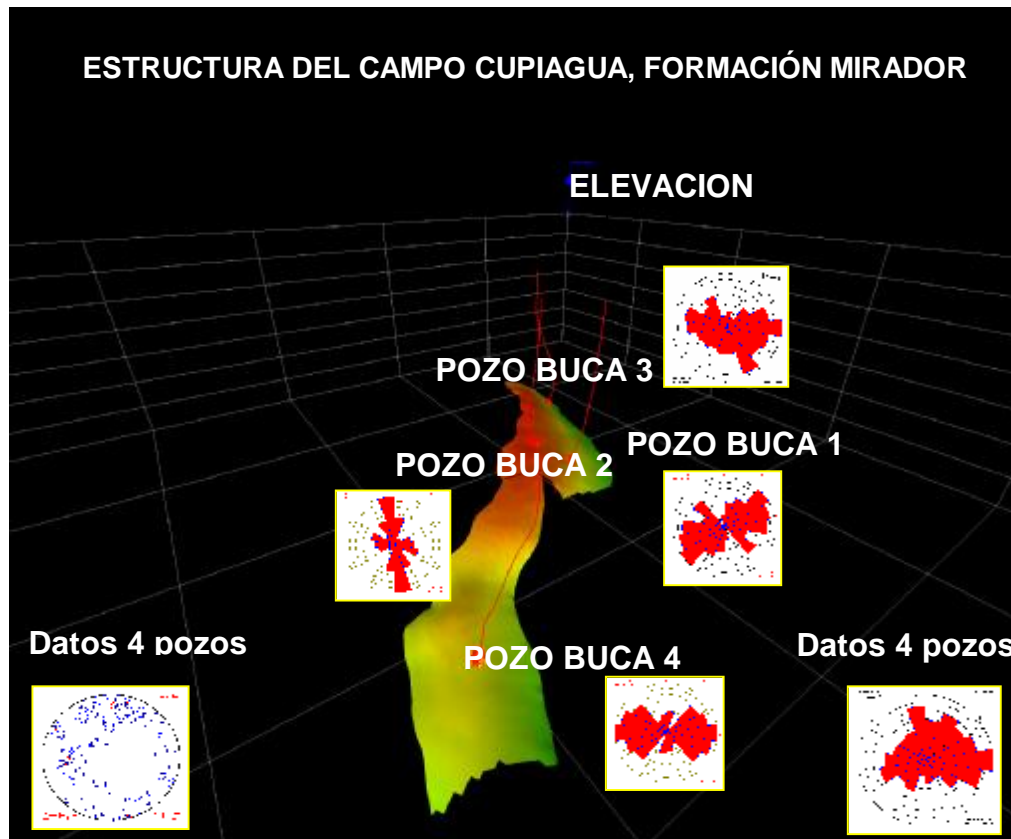


Figura 155. Ubicación de los 4 pozos de análisis cargados en el software 3D move, donde se muestra las diferentes direcciones de fracturas existentes en cada zona del campo Cupiagua.

Para el pozo Buca1 (Ubicación en la cresta del campo, parte central), tenemos principalmente fracturas del set de familias 1 y 4 encontrándose algunas del set de familias 2 esto quiere decir que presentan fracturas en su mayoría distribuidas hacia la cresta, los datos en su mayoría arrojan con un buzamiento o un plunge (denominado en el software 3D move) de 80 a 87° (Figura 156).

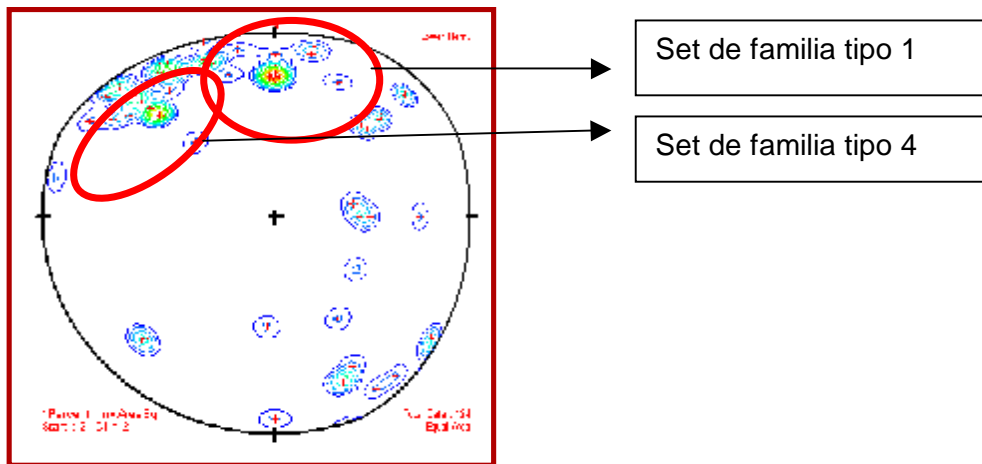


Figura 156. Diagrama de rosetas para el pozo Buca 1, donde se muestran set de fracturas tanto de la familia 1 y 4. Se puede apreciar la dirección de buzamiento de 80 a 87°. Pozo ubicado a la cresta de la estructura.

Para el pozo Buca2 (Ubicación en el flanco del campo, parte central), tenemos principalmente fracturas del set de familias 3 y 1, esto quiere decir que presentan fracturas en su mayoría distribuidas hacia el flanco, presentando datos de buzamiento o un plunge (denominado en el software 3D move) de 50° a 60° (Figura 157).

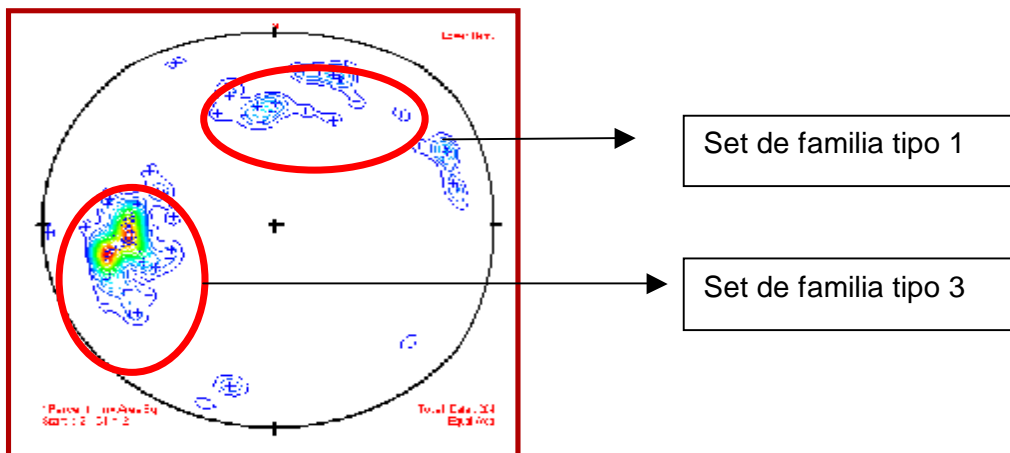


Figura 157. Diagrama de rosetas para el pozo Buca 2, donde se muestran set de fracturas tanto de la familia 3 y 1. Se puede apreciar la dirección de buzamiento de 50° 60°. Pozo ubicado al flanco de la estructura

Para el pozo Buca3 (Ubicación en la cresta del campo, parte Norte), tenemos principalmente fracturas del set de familias 4 y 1 encontrándose algunas del set de familias 2 esto quiere decir que presentan fracturas en su mayoría distribuidas hacia la cresta, los datos de fracturas en su con un buzamiento o un plunge (denominado en el software 3D move) de 85° a 87° (Figura 158).

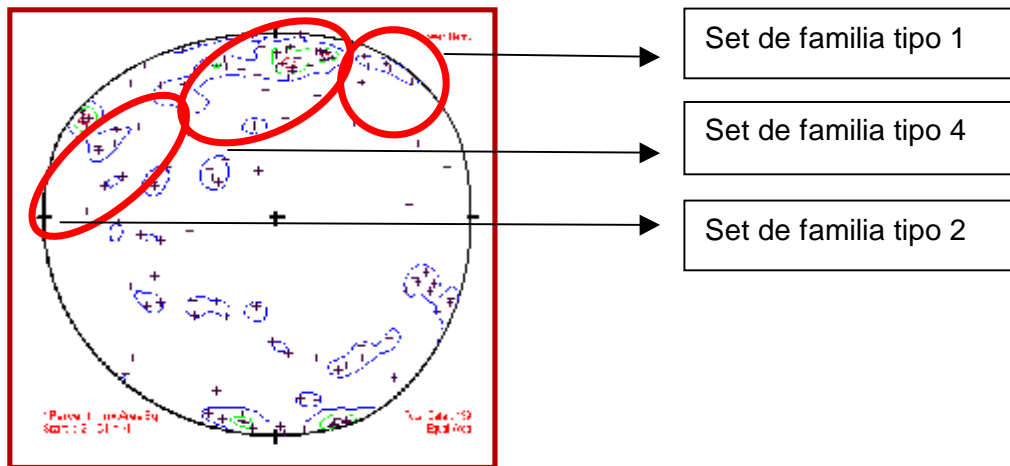


Figura 158. Diagrama de rosetas para el pozo Buca 3, donde se muestran set de fracturas tanto de la familia 1 y 4. Se puede apreciar la dirección de buzamiento de 85 a 87°. Pozo ubicado a la cresta de la estructura.

Para el pozo Buca4 (Ubicación en el flanco del campo, parte Sur), tenemos principalmente fracturas del set de familias 1, encontrándose algunas del set de familias 4 y 3 esto quiere decir que presentan fracturas en su mayoría distribuidas hacia el flanco, los datos de fracturas en su mayoría presentan un buzamiento o un plunge (denominado en el software 3D move) de 60° a 70° (Figura 159).

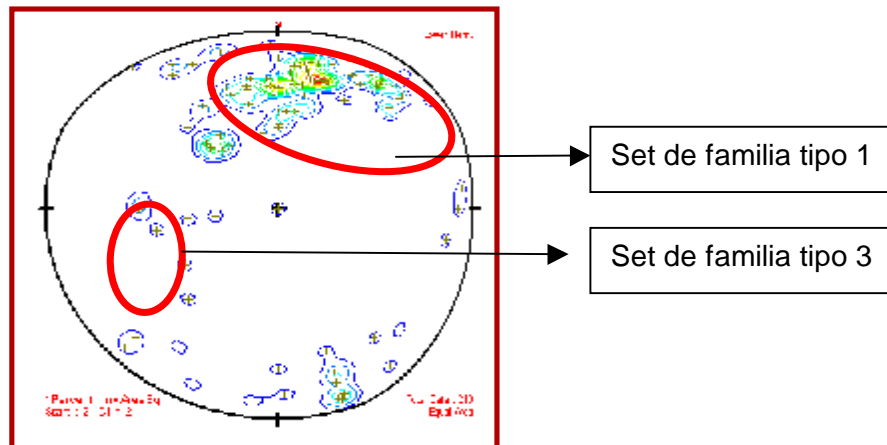


Figura 159. Diagrama de rosetas para el pozo Buca 4, donde se muestran set de fracturas tanto de la familia 1 y 3. Se puede apreciar la dirección de buzamiento de 60° a 70°. Pozo ubicado al flanco de la estructura.

7.1.3 Modelo de Intensidad de fracturamiento distribuido a lo largo del campo Cupiagua, Formación Mirador desarrollado en el software 3D Move

Para describir y caracterizar una Formación con influencia de fracturas Naturales de una manera confiable se requirió la integración de muchos parámetros, observaciones, datos de pozo (registros y análisis de núcleos), pruebas de pozo (presión y producción) etc. No obstante limitaciones de tiempo y dinero impiden la interpretación de toda esa información haciéndose necesario buscar alternativas prácticas y confiables que permitan una aproximación válida de un modelo de fracturas.

En general se puede considerar que todas las formaciones contienen fracturas, en mayor o menor proporción, por tanto es necesario detectarlas y realizar un análisis donde se considere la geometría de la fractura y la geometría del pozo. Por esto se integraron los datos de geometría de fractura para generar un modelo que ilustre las diferentes fracturas naturales que se presentan a nivel de la formación Mirador y así definir y sugerir trayectorias de pozo teniendo en cuenta las fracturas presentes en la formación.

El modelo de fracturas se generó en el software 3D Move ya que es un programa que permite ingresar los parámetros de fracturas (Dip y Dip/Azimut), permitiendo construir el modelo o red de fracturas en el campo. (Figuras 160, 161,162 y163).

El modelo de fracturas, ha sido utilizado por los geólogos e Ingenieros, los cuales definen donde se encuentran las fracturas, cómo y en qué dirección crecen, gracias a esta técnica y a los datos que se encuentran de pozo se puede llevar a cabo un modelamiento de fracturas en 3D el cual nos permite generar la distribución y dirección de las fracturas sobre el campo de estudio. El 3D move modela el ambiente evolutivo del crecimiento de la fractura que permite al geólogo probar y definir sus modelos con facilidad llevando consigo a la toma de decisiones en la perforación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados.

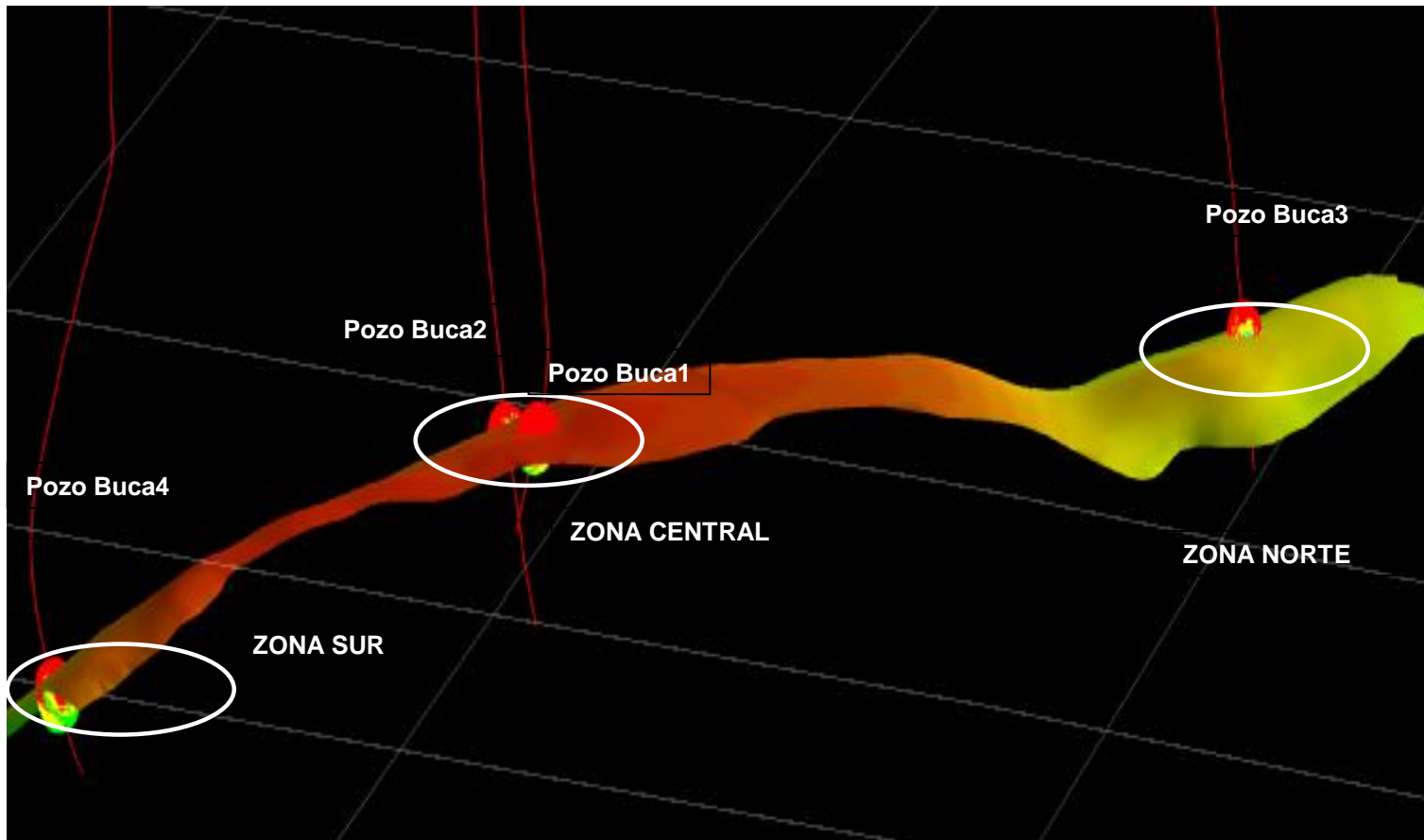


Figura 160. Modelo de Fractura distribuido a lo largo del campo Cupiagua, donde se muestran la ubicación de los 4 pozos de análisis abarcando desde la parte norte, centro y sur del Campo clasificadas en la superficie de Mirador. Software 3DMove, Midland Valley.

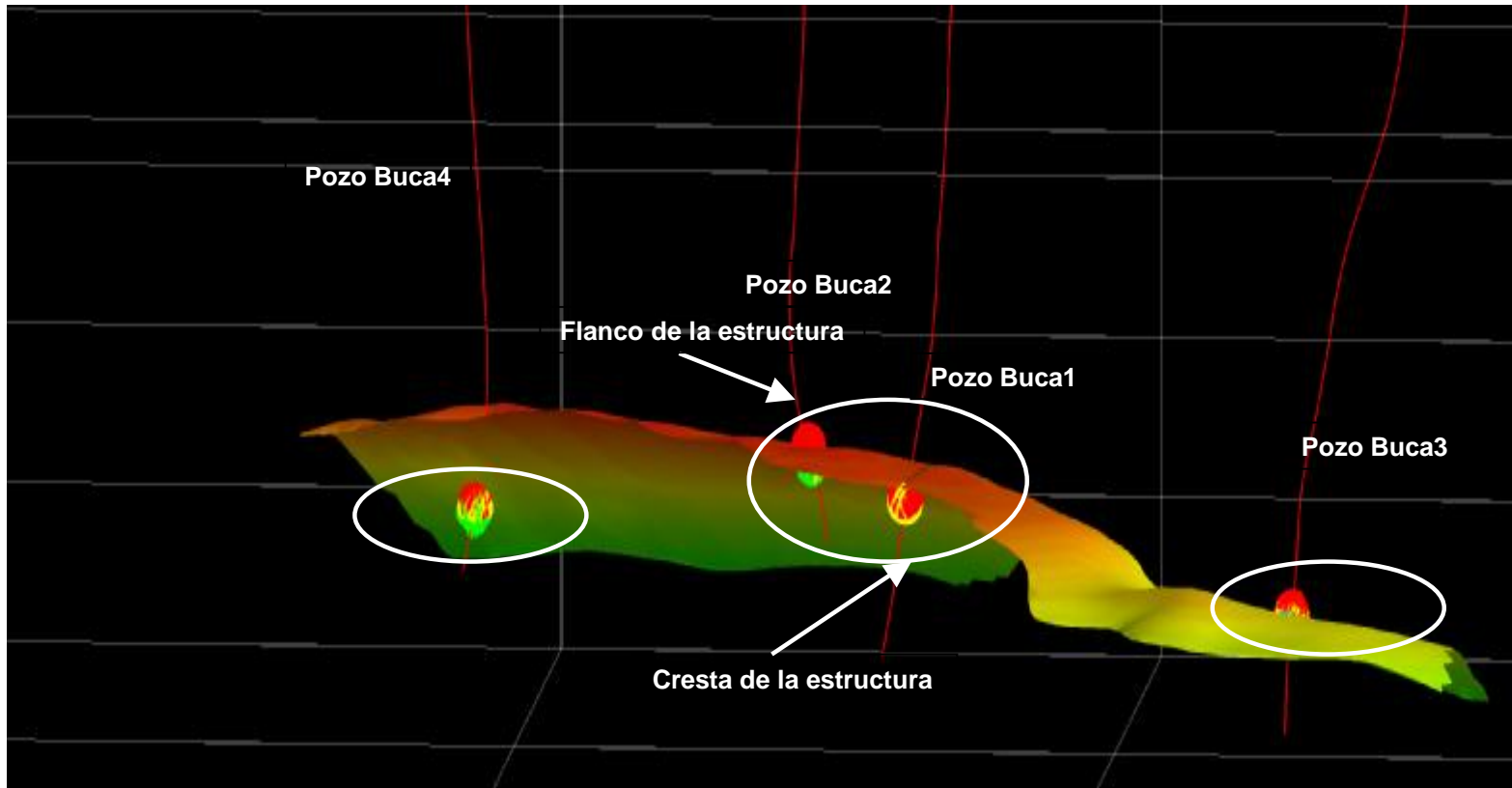


Figura 161. Modelo de Fractura distribuido a lo largo del campo Cupiagua, donde se muestran la ubicación de los 4 pozos de análisis abarcando desde la parte norte, centro y sur del Campo clasificadas en la superficie de Mirador. Nótese la red de fracturas que fue identificada ilustrada en forma de discos, donde el color rojo de las fracturas se refiere a las fracturas encontradas en el Miembro M6 de la Formación Mirador. Software 3DMove, Midland Valley.

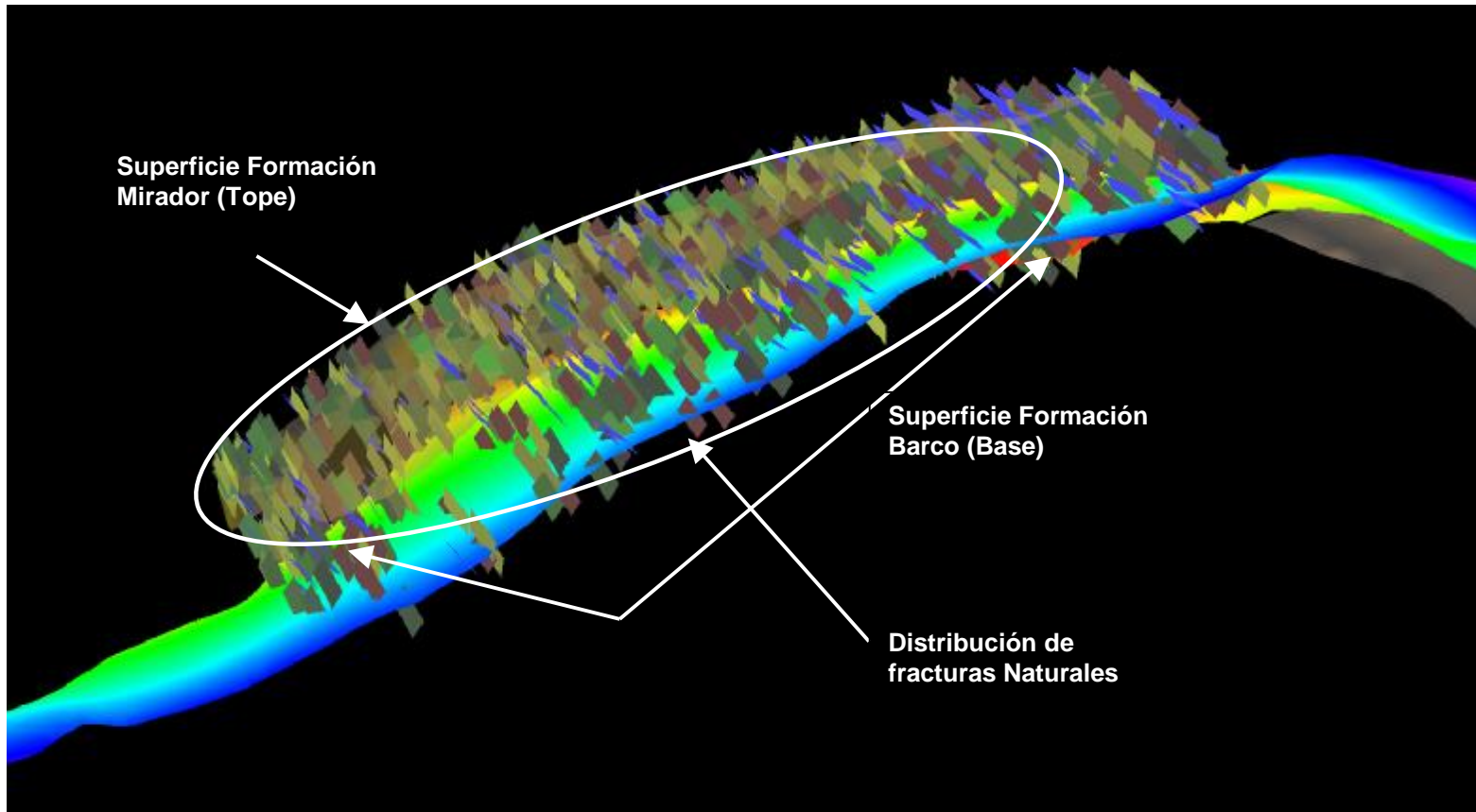


Figura 162. Modelo de Fractura distribuido a lo largo del campo Cupiagua, donde se muestran la intercepción de los diferentes planos de fracturas clasificadas en la superficie de Mirador (Tope) definiendo como base la Superficie de la Formación Barco (Base). Generado en el Software 3DMove, Midland Valley, descargado en el software GOCAD.

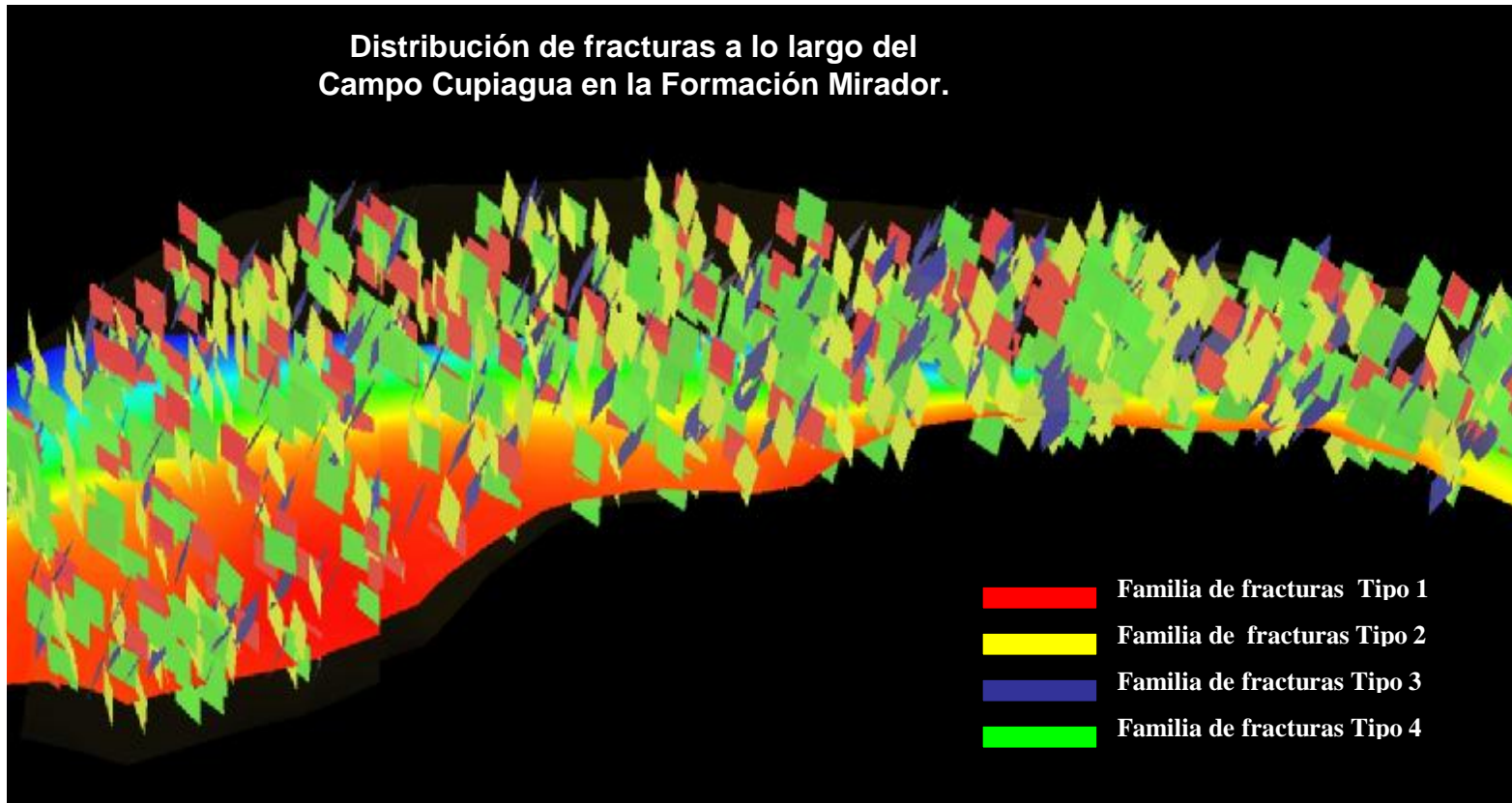


Figura 163. Modelo de Fractura distribuido a lo largo del campo Cupiagua, donde se muestran la intercepción de los diferentes planos de fracturas los cuales se encuentran sobre la Formación Barco (Base). Nótese que no se muestra la superficie de Mirador. Generado en el Software 3DMove, Midland Valley, descargado en el software GOCAD.

8. APLICACIÓN DEL MODELAMIENTO NUMÉRICO DE LA ESTABILIDAD DE POZO EN YACIMIENTOS CON INFLUENCIA DE FRACTURAS NATURALES.

POZO BUCA1, CAMPO CUPIAGUA

El software desarrollado para la evaluación de la estabilidad mecánica de pozo en yacimientos con influencia de fracturas naturales fue utilizado para predecir trayectorias de pozo (inclinación y azimut) para disminuir la inestabilidad mecánica por tensión y/o compresión del pozo Buca1 del Campo Cupiagua. La información correspondiente a este pozo está dada por las Tablas 13 a 20.

Tabla 13. Parámetros de entrada para el modulo de fluido del simulador.

FLUIDO			
Propiedades del fluido	Gravedad API		41.60
	Compresibilidad del fluido	Matriz (psi ⁻¹)	0.000058
		Fractura (psi ⁻¹)	0.000058

Tabla 14. Parámetros de entrada para el modulo de discretización del simulador.

DISCRETIZACIÓN			
Datos de Malla	Nodos en dirección radial		3
	Nodos en dirección tangencial		6
	Nodos en dirección vertical		3
	Radio del pozo (ft)		Tabla 6
	Radio del yacimiento (ft) (área de estudio)		3
	Espesor bruto (ft)		Tabla 6
Estratos	Estrato	Tope (ft)	Tabla 6
		Base (ft)	Tabla 6
	Desplazamiento supuesto	Vertical (ft)	1
		Tangencial (ft)	1
Radial (ft)		1	
Datos de Inicialización	Presión inicial de matriz (psi)		6025
	Presión inicial de fractura (psi)		6025
	Iteraciones máximas		
	Plano z		
	Delta de tiempo (s)		
	Tolerancia		

Tabla 15. Parámetros de entrada para el modulo de perforación del simulador.

PERFORACIÓN		
Datos Operacionales	Inclinación (grados)	Tabla (A)
	Azimut (grados)	Tabla (a)
	Densidad del lodo (ppg)	14
Esfuerzos In-Situ	Gradiente esfuerzo vertical (psi/ft)	Tabla 7
	Grad. esfuerzo mínimo horizontal (psi/ft)	Tabla 7
	Grad. esfuerzo máximo horizontal (psi/ft)	Tabla 7
Tasa de Perforación	Tasa de perforación (ft/min)	5
	Duración (min)	1800

Tabla 16. Parámetros de entrada para el modulo de roca del simulador.

ROCA		
Porosidad	Matriz (%)	6
	Fractura (%)	0.6
Compresibilidad	C _b (psi ⁻¹)	
	C _{bc} (psi ⁻¹)	
	C _{ss} (psi ⁻¹)	
	C _{sd} (psi ⁻¹)	

Tabla 17. Parámetros de entrada para el modulo de mecánica del simulador.

MECÁNICA		
Propiedades Mecánicas	Módulo de Young (psi)	Tabla 8
	Relación de Poisson	Tabla 8
	Resistencia a la tensión (psi)	Tabla 8
	Resistencia compresiva uniaxial (psi)	18000
	Cohesión (psi)	Tabla 8
	Ángulo de fricción (rad)	Tabla 8

Tabla 18. Datos de discretización del pozo y alrededores.

Estrato	Tope (ft)	Base (ft)	Espesor (ft)	Radio del pozo (in)
1	12439	12463.49	24,49	12 ¼
2	12463.49	12471.66	8,17	8 ½
3	12471.66	12486.19	14,53	8 ½
4	12486.19	12492.55	6,36	8 ½
5	12492.55	12495.28	2,73	8 ½
6	12495.28	12498.64	3,63	8 ½
7	12498.64	12647.89	149,25	8 ½
8	12647.89	12733.55	85,66	8 ½
9	12733.55	12742.8	9,25	8 ½
10	12742.8	12758.54	15,74	8 ½
11	12758.54	12842.48	83,94	8 ½
12	12842.48	12851.65	9,17	8 ½

Tabla 19. Gradientes de Esfuerzos in situ y Presión de Poro.

Estrato	σ_h (psi/ft)	σ_H (psi/ft)	σ_v (psi/ft)	P_o (psi/ft)
1	0.76	1.27	1.07	0.44
2	0.76	1.29	1.12	0.44
3	0.76	1.29	1.09	0.44
4	0.76	1.29	1.14	0.44
5	0.76	1.28	1.05	0.44
6	0.76	1.27	1.09	0.44
7	0.76	1.28	1.09	0.44
8	0.76	1.28	1.12	0.44
9	0.76	1.30	1.10	0.44
10	0.76	1.29	1.14	0.44
11	0.76	1.25	1.09	0.48
12	0.76	1.28	1.15	0.48

Tabla 20. Propiedades mecánicas de las rocas.

Estrato	Parámetros Elásticos		Parámetros de Resistencia		
	E (psi)	ν	S_o (psi)	T_o (psi)	j (°)
1	8218970,92	0.19	4306.70	361.62	39.80
2	8259667,43	0.19	2081.16	593.47	31.63
3	8713299,71	0.18	4278.76	638.67	38.41
4	9662943,19	0.17	2235.61	659.50	31.75
5	5995965,57	0.24	2572.25	472.24	33.79
6	5774511,92	0.24	1291.69	413.80	28.48
7	9756958,73	0.17	5450.08	465.33	41.09
8	8064918,21	0.20	1548.96	485.98	30.03
9	9043615,57	0.18	4265.56	774.37	37.35
10	9437492,12	0.18	2169.11	682.47	31.46
11	9398582,18	0.18	5222.58	370.90	41.46
12	10408805,20	0.16	2596.97	803.31	31.82

Esta información fue suministrada al simulador en los módulos constitutivos de éste como se muestra en las Figuras 164 a 168. Al final de la simulación el simulador arroja una imagen como la de la Figura 169 donde se pueden visualizar y cuantificar los nodos que fallaron por el criterio de falla por tensión, el criterio de falla por compresión de Mohr - Coulomb y/o Drucker - Prager. Con el uso del software se puede realizar un análisis de sensibilidad variando la inclinación y el azimut del pozo para visualizar cuál de estas

combinaciones es la más conveniente desde el punto de vista de la estabilidad mecánica de pozo, como el que se muestra en la Tabla 21.

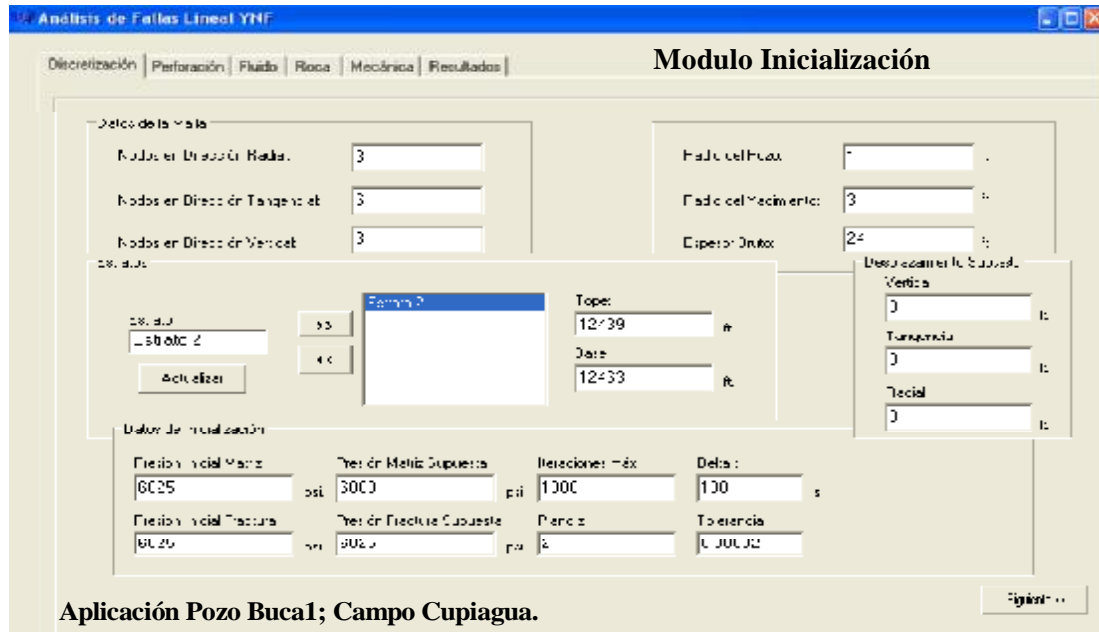


Figura 164. Modulo Inicialización del Software “Análisis de Falla Lineal YNF” desarrollado para evaluar la estabilidad de pozo en yacimientos con influencia de fracturas naturales.

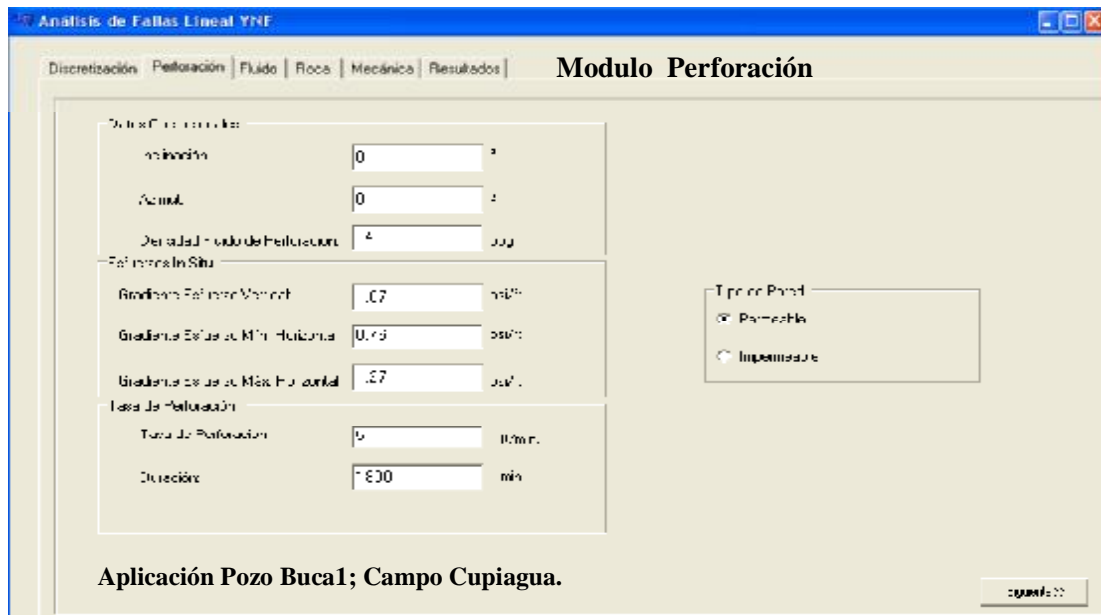


Figura 165. Modulo Inicialización del Software “Análisis de Falla Lineal YNF” desarrollado para evaluar la estabilidad de pozo en yacimientos con influencia de fracturas naturales.



Figura 166. Modulo Inicialización del Software “Análisis de Falla Lineal YNF” desarrollado para evaluar la estabilidad de pozo en yacimientos con influencia de fracturas naturales.

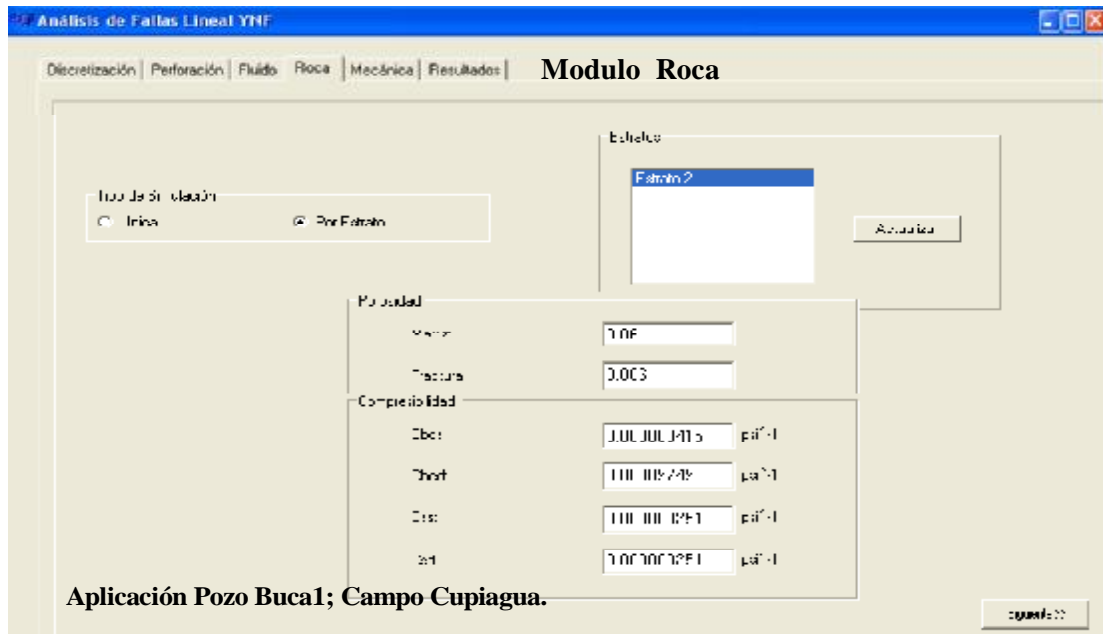


Figura 167. Modulo Fluido del Software “Análisis de Falla Lineal YNF” desarrollado para evaluar la estabilidad de pozo en yacimientos con influencia de fracturas naturales.

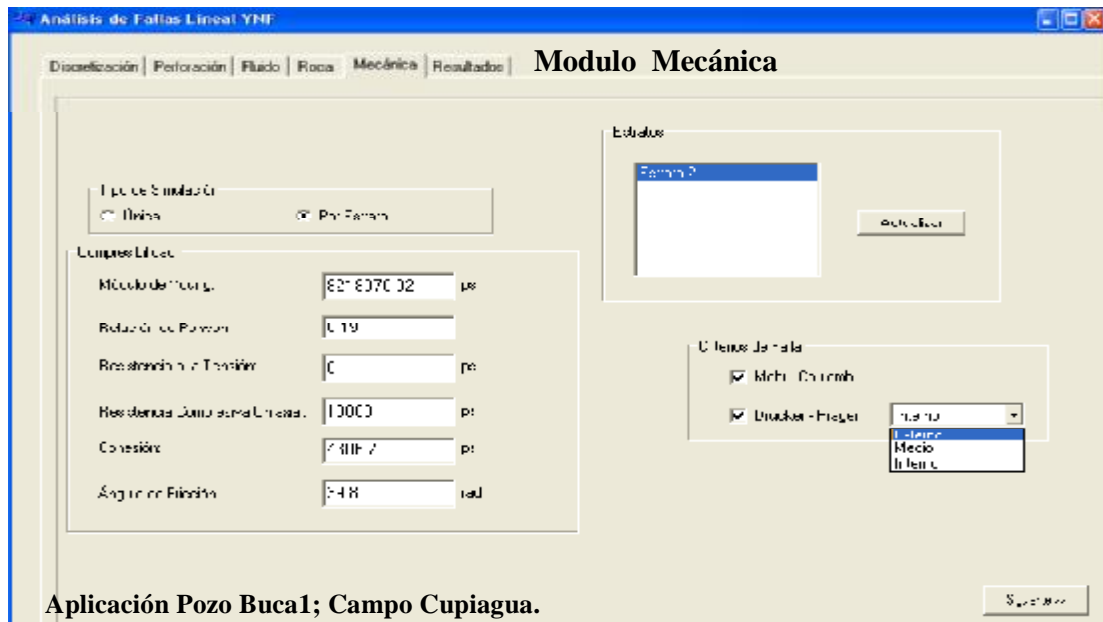


Figura 168. Modulo Fluido del Software “Análisis de Falla Lineal YNF” desarrollado para evaluar la estabilidad de pozo en yacimientos con influencia de fracturas naturales.



Figura 169. Modulo Resultados del Software “Análisis de Falla Lineal YNF” desarrollado para evaluar la estabilidad de pozo en yacimientos con influencia de fracturas naturales.

Inclinación	Mohr Coulomb	Drucker Prager Externo	Drucker Prager Medio	Drucker Prager Interno	Tensión
10	18	16	16	12	12
30	18	16	16	12	12
60	18	12	18	12	12
80	14	12	14	12	12
90	4	6	6	6	8

Tabla 21. Ejemplo de un análisis de sensibilidad de trayectoria (Azimut 50°) de pozo para uno de los estratos de la Formación Mirador atravesado por el pozo Buca1, Campo Cupiyagua.

De acuerdo a la simulación de la estabilidad mecánica realizada para la Formación Mirador del pozo Buca1, Campo Cupiagua la mejor trayectoria del pozo sea con azimut entre 45° y 50° con respecto al esfuerzo máximo horizontal e inclinaciones comprendidas entre 85° y 90° ; como se indica en la Figura 170.

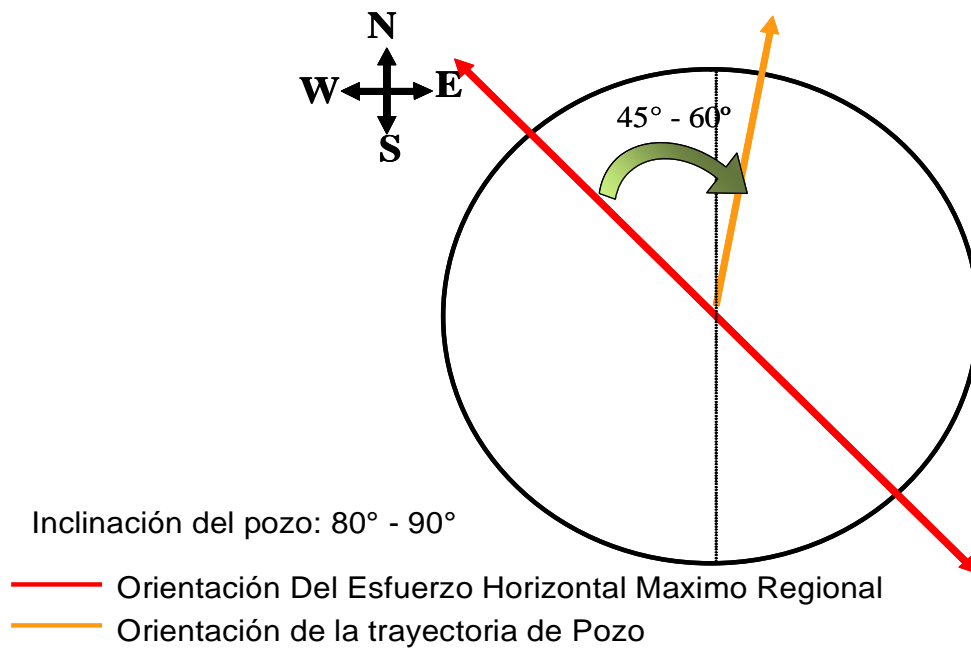


Figura 170. Trayectoria de pozo propuesta para perforar la Formación Mirador del pozo Buca1, Campo Cupiagua.

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. En este trabajo se propuso una nueva metodología para el análisis de la estabilidad de pozos en yacimientos naturalmente fracturados, teniendo en cuenta que los problemas de inestabilidad están relacionados con la presencia de esfuerzos y fracturas naturales. La metodología propuesta para el análisis de la estabilidad en formaciones naturalmente fracturadas se resume de la siguiente manera:
 - a) Generación de un modelo de fracturas a partir de datos de Corazones y registros de imagen UBI, donde se muestra la cantidad de fracturas naturales que se presentan en los pozos de análisis con sus debidas características.
 - b) Análisis y estudio de la actitud de las fracturas (geometría de las fracturas), para definir el comportamiento presentado de acuerdo a la trayectoria de pozo de estas en profundidad.
 - c) Solución del modelo de Chen y Teufel; 1997 que describe el flujo de fluidos en medios fracturados, para hallar la distribución de las presiones de matriz y fractura en la región cercana al pozo. Se escogió este modelo porque tiene en cuenta la deformación mecánica de la matriz y las fracturas.
 - d) Determinar la distribución de los esfuerzos que actúan en la pared del pozo a partir de expresiones que requieren el conocimiento de la distribución de las presiones de matriz y fractura. Para esto se consideran las siguientes condiciones de la pared del pozo: Permeable e Impermeable.
 - e) Usar los criterios de falla compresivos y tensiles para obtener sugerencias de trayectorias del pozo y pesos del lodo que puedan evitar los problemas de inestabilidad.
2. Dentro del tipo de familia de fracturas I y IV se pudo concluir que en su mayoría presentan a lo largo de la cresta de la estructura correspondiente a los pozos Buca1 y Buca3.

3. En la determinación de la trayectoria de pozo es importante conocer la dirección del buzamiento de las fracturas ya que estas juegan un papel significativo en el flujo de fluidos, producción y estabilidad de pozo.
4. Los valores correspondientes al índice de intersección de fractura representan valores muy bajos lo que muestra un comportamiento subparalelo entre la trayectoria de pozo y las fracturas que corresponden a un escenario poco conveniente para la producción.
5. Dentro del rango que se muestra del índice de intersección en los que ocurren pérdidas cuantiosas de lodo corresponden a valores muy similares a los que se presentan en los intervalos de los que no ha ocurrido pérdidas de circulación esto muestra que la forma como intercepta el pozo las fracturas no es la conclusión por el cual ocurren, sino las características físicas que están muestran en profundidad.
6. Se tiene una ventaja muy grande para determinar zonas fracturadas a partir de los registros de imagen ya que estos tienen información sobre la geometría de las fracturas mientras que la información proporcionada por los corazones está limitada por los intervalos que se tengan y además la forma en que se orienten el núcleo, lo cual puede estar en algunos casos erróneo.
7. La comparación de orientaciones de fracturas a partir de registros de imagen, mediante el manual dip muestran un patrón de fracturas marcado con el hallado a partir de corazones que se muestra muy similar pero en diferente orientación, lo que muestra el mismo tipo de fracturas pero diferente norte magnético, por esto es importante hacer la caracterización de fracturas con registro UBI.
8. Según los datos obtenidos de pérdidas de circulación de lodo se muestra un valor marcado en el miembro M6 como se observa en las Tablas 9, 10, 11 y 12, lo que corresponde al tope de la formación Mirador que equivale a cuarzoarenitas bioturbadas con estratificación cruzada.

9. El trabajo desarrollado permitió obtener un modelo numérico que predice la estabilidad mecánica de pozo en yacimientos naturalmente fracturados; además el comportamiento de la porosidad ante los esfuerzos efectivos.
10. La trayectoria de pozo la cual minimizaría los problemas de estabilidad mecánica de pozo en la Formación Mirador del Campo Cupiagua se ajusta a inclinaciones de pozo entre 85° y 90° con azimut de pozo de valores de 45° a 50° con respecto al esfuerzo máximo horizontal; pero hay que tener en cuenta las limitaciones tecnológicas correspondientes a la perforación de pozos horizontales en yacimientos con influencia de fracturas naturales localizados a grandes profundidades.
11. De acuerdo al modelamiento numérico de la estabilidad de pozos en yacimientos naturalmente fracturados se concluye que la perforación no genera una perturbación de esfuerzos suficiente para generar fallas de tensión y/o compresión en todo el yacimiento. Estas fallas están asociadas con la región cercana al pozo.
12. Al conocer la geometría y descripción física de los diferentes tipos de fracturas que se presenta a lo largo de la estructura de Cupiagua, además de la información pertinente al índice de intersección entre fractura- pozo se presenta una visión más acertada de cómo están siendo atravesadas las fracturas naturales por lo cual demuestra un comportamiento subparalelo, esto nos hace pensar y determinar una trayectoria de pozo la cual intercepte el mayor número de fracturas el cual se ajusta a inclinaciones de pozo mayores de 45° y menores de 70° con azimut de pozo entre valores de 225 a 240 y valores entre 305° a 330° .
13. Al definir la actitud de la fractura a nivel de corazones, existe un gran problema en el momento de ser orientado el corazón de acuerdo al norte magnético real, por esto es necesario e importante validar los datos de fracturas con los registros UBI como se realizó en este proyecto.

14. Al evaluar y conocer el modelo apropiado de fracturas se hace necesario extender la metodología y aplicarla a un mayor número de pozos, esto con el fin de aportar un mayor conocimiento del tipo de fracturas que se están presentando a lo largo de toda la estructura.
15. Los diferentes tipos de fracturas naturales son descritos mediante un parámetro de apertura muy importante en el momento de definir el esfuerzo principal regional que se está presentando a lo largo de la estructura, debido a que teóricamente se espera que las fracturas orientadas en la dirección perpendicular al esfuerzo principal tiendan a estar cerradas, mientras que las paralelas al esfuerzo principal tenderán a estar abiertas.
16. Según los reportes de perforación de British Petroleum Company 2001 (BP), la formación Carbonera se perfora con un peso de lodo entre 12 ppg a 14 ppg, debido a que varios de sus miembros están sobrepresionados; es decir, presentan altas presiones de poro, mientras que la Formación Mirador debido a que presenta valores presiones de poro más bajos, por lo tanto se debe perforar con pesos de lodo mas bajos que están entre 9.0 a 9.7 ppg, lo que suele ocurrir que al entrar a la formación Mirador con pesos de lodo de 14 ppg, ocurran cuantiosas pérdidas de circulación de lodo, que invaden las fracturas naturales que para este campo en su mayoría se presentan abiertas y causen problemas de estabilidad en la formación.
17. El factor más relevante en los problemas de estabilidad mecánica de pozo en yacimientos con influencia de fracturas naturales es la actitud del pozo, más que el peso del lodo.
18. Debido a la Complejidad del Campo Cupiagua no se pueden extrapolar trayectorias ni pesos de lodo que disminuyan el problema de estabilidad mecánica; es decir, se deben definir por zonas.
19. Según los resultados obtenidos de la cantidad de fracturas naturales que se presentan y a lo largo de los 4 pozos analizados, se muestra un valor más alto

en los miembros M7 y M6 que corresponde al tope de la formación Mirador en donde se registran a su vez la mayoría de pérdidas de circulación.

20. Mediante el análisis geométrico que se realizaron a las fracturas identificadas y caracterizadas se definieron 4 grupos. Las de Tipo I que presentan azimuth igual a valores entre 80 a 85° y con un buzamiento de 80°, las de Tipo II presentan un azimuth de 40 a 45° y con un buzamiento de 60 a 70°, las de Tipo III presentan un azimuth de 10° y con un buzamiento de 60°, las de tipo IV se presentan con valores de 75 a 80° de azimuth y buzamiento de 80°, presentando gran similitud con las de tipo I.
21. Se recomienda continuar el modelamiento numérico asumiendo comportamiento elástico no lineal ó elastoplástico del medio poroso facturado; para simular más acertadamente el comportamiento real del yacimiento.

NOMENCLATURA

x, y, z	=	sistema de coordenadas cartesianas o sistema de coordenadas local
σ_x	=	esfuerzo normal en dirección x actuando sobre el plano x
τ_{xy}	=	esfuerzo de cizalla en dirección y actuando sobre el plano x
τ_{xz}	=	esfuerzo de cizalla en dirección z actuando sobre el plano x
σ_y	=	esfuerzo normal en dirección y actuando sobre el plano y
τ_{yx}	=	esfuerzo de cizalla en dirección x actuando sobre el plano y
τ_{yz}	=	esfuerzo de cizalla en dirección z actuando sobre el plano y
σ_z	=	esfuerzo normal en dirección z actuando sobre el plano z
τ_{zx}	=	esfuerzo de cizalla en dirección x actuando sobre el plano z
τ_{zy}	=	esfuerzo de cizalla en dirección y actuando sobre el plano z
$\underline{\sigma}$	=	tensor de esfuerzos
$\bar{\sigma}$	=	esfuerzo normal promedio
I_1, I_2, I_3	=	invariantes del tensor de esfuerzos
S	=	tensor de esfuerzos deviatoricos
S_x, S_y, S_z	=	componentes normales del tensor de esfuerzos deviatoricos en los planos x, y, y z respectivamente
S_{xy}, S_{xz}	=	componentes de cizalla del tensor de esfuerzos deviatoricos en el plano x
S_{yx}, S_{yz}	=	componentes de cizalla del tensor de esfuerzos deviatoricos en el plano y
S_{zx}, S_{zy}	=	componentes de cizalla del tensor de esfuerzos deviatoricos en el plano z
J_1, J_2, J_3	=	invariantes de esfuerzos deviatoricos
σ	=	tensor de esfuerzos principales
$\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$	=	esfuerzos principales
θ	=	ángulo

F_1, F_3	=	fuerzas
F_{1N}, F_{3N}	=	fuerzas normales
F_{1S}, F_{3S}	=	fuerzas de cizalla
σ_N	=	esfuerzo normal
τ_s	=	esfuerzo de cizalla
g	=	fuerza gravitacional
g_x, g_y, g_z	=	componentes de la fuerza gravitacional en coordenadas cartesianas
u, v, w	=	vectores desplazamiento
$\mathbf{r}, \mathbf{r}', \mathbf{r}_0$	=	vectores posición
ω	=	magnitud ángulo de rotación
ε	=	tensor deformación
L	=	desplazamiento
ψ	=	ángulo
$\varepsilon_x, \varepsilon_y, \varepsilon_z$	=	componentes normales del tensor deformación en dirección x, y, z respectivamente
Γ_{xy}, Γ_{xz}	=	componentes de cizalla del tensor deformación en el plano x
Γ_{yx}, Γ_{yz}	=	componentes de cizalla del tensor deformación en el plano y
Γ_{zx}, Γ_{zy}	=	componentes de cizalla del tensor deformación en el plano z
ε_v	=	deformación volumétrica
J_1, J_2, J_3	=	invariantes del tensor deformación
C	=	tensor de módulos elásticos
E	=	módulo de Young
λ, G	=	constantes de Lamé; G también se suele llamar módulo de corte
ν	=	relación de Poisson
K	=	módulo volumétrico
c_s	=	compresibilidad de los granos
σ_v	=	esfuerzo vertical
σ_H	=	esfuerzo máximo horizontal
σ_h	=	esfuerzo mínimo horizontal

x', y', z'	=	sistema de coordenadas regional
$S'_x, S'_y, S'_z,$	=	esfuerzos in situ en el sistema de coordenadas regional
p_p	=	presión de poro
a	=	azimut
i	=	inclinación
$S_x, S_y, S_z,$ S_{xy}, S_{yz}, S_{xz}	=	componentes del tensor esfuerzos en el sistema de coordenadas local
$l_{xx'}, l_{xy'}, l_{xz'},$ $l_{yx'}, l_{yy'}, l_{yz'},$ $l_{zx'}, l_{zy'}, l_{zz}'$	=	cosenos directores
r, θ, z	=	sistema de coordenadas cilíndricas
$\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z$	=	esfuerzos normales en las direcciones r, θ y z respectivamente
$\sigma_{r\theta}, \sigma_{rz}$	=	esfuerzos de cizalla en el plano r en direcciones θ y z respectivamente
$\sigma_{\theta z}$	=	esfuerzo de cizalla en el plano θ en dirección z
$\varepsilon_r, \varepsilon_\theta, \varepsilon_z$	=	deformaciones normales en las direcciones r, θ y z respectivamente
$\Gamma_{r\theta}, \Gamma_{rz}$	=	deformaciones de cizalla en el plano r en direcciones θ y z respectivamente
$\Gamma_{\theta z}$	=	deformación de cizalla en el plano θ en dirección z
g_r, g_θ, g_z	=	componentes de la fuerza gravitacional en coordenadas cilíndricas
u, v, w	=	desplazamientos en dirección radial, tangencial y vertical respectivamente
σ_p	=	presión hidroestática externa
K_{eff}	=	modulo efectivo de la suspensión
$\varepsilon_{v,s}$	=	deformación volumétrica del sólido
$\varepsilon_{v,f}$	=	deformación volumétrica del fluido
V_s	=	volumen del sólido
V_f	=	volumen del fluido
V_t	=	volumen total

ϕ	=	porosidad
K_s	=	módulo volumétrico del sólido
K_f	=	módulo volumétrico del fluido
\vec{u}_s	=	vector desplazamiento del sólido
$\vec{\nabla}$	=	gradiente
ζ	=	parámetro de deformación
α	=	coeficiente de biot
c_{bc}	=	compresibilidad total de la roca
σ'_p	=	presión hidroestática promedio
σ'	=	tensor esfuerzo efectivo
$\sigma'_x, \sigma'_y, \sigma'_z$	=	esfuerzos normales efectivos en las direcciones x, y, z respectivamente
S_o	=	cohesión
μ	=	coeficiente de fricción
φ	=	ángulo de fricción
β	=	ángulo de falla
α	=	ángulo
C_o	=	resistencia compresiva uniaxial
A	=	parámetro del criterio de Drucker - Prager
D	=	parámetro del criterio de Drucker - Prager
$\sigma'_1, \sigma'_2, \sigma'_3$	=	esfuerzos principales efectivos
v_m	=	velocidad del fluido en la matriz
v_f	=	velocidad del fluido en la fractura
v_s	=	velocidad del sólido
ϕ_m	=	porosidad de la matriz
ϕ_f	=	porosidad de la fractura
ϕ_T	=	porosidad total
ρ_m	=	densidad del fluido en la matriz
ρ_f	=	densidad del fluido en la fractura
ρ_s	=	densidad del sólido
V_T	=	volumen total
c_m	=	compresibilidad del fluido en la matriz

c_f	=	compresibilidad del fluido en la fractura
k_m	=	permeabilidad de la matriz
k_f	=	permeabilidad de la matriz
μ_m	=	viscosidad del fluido en la matriz
μ_f	=	viscosidad del fluido en la fractura
P_m	=	presión en la matriz
P_f	=	presión en la fractura
β_{pm}	=	coeficientes de esfuerzo efectivo asociados con el cambio del volumen poroso correspondiente a la presión en la matriz
β_{pf}	=	coeficientes de esfuerzo efectivo asociados con el cambio del volumen poroso correspondiente a la presión en la fractura
c_{pcm}	=	compresibilidad de los poros primarios
c_{pcf}	=	compresibilidad de los poros secundarios
\tilde{q}	=	término de flujo másico
\tilde{q}_t	=	caudal de transferencia de masa por unidad de volumen entre la matriz y la fractura

BIBLIOGRAFIA

1. **AGUILERA, R.** Naturally Fractured Reservoirs, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1980.
2. **ARANGO, S. A.** Determinación del Índice de Intensidad de Fracturamiento y su Incidencia sobre la Permeabilidad de los Yacimientos Naturalmente Fracturados. Universidad Industrial de Santander. 2003
3. **CASTILLA, J y VÁSQUEZ, H.** Modelamiento numérico de la estabilidad mecánica de pozos. Universidad Nacional de Colombia; sede Medellín. Facultad Nacional de Minas. Escuela de Química y Petróleos. Tesis de grado, 2004.
4. **CHEN, X., TAN, C. P. y HABERFIELD, C.M.** Wellbore stability analysis guidelines for practical well design. Artículo SPE 36972, 1996.
5. **CHEN, H.Y y TEUFEL, L.W.** Coupling fluid-flow and geomechanics in dual-porosity of naturally fractured reservoirs. Artículo SPE 38884, 1997.
6. **CORONEL, I. y MATEUS, D.** Evaluación de los mecanismos de falla que conducen a la inestabilidad de pozo. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Tesis de grado, 2004.
7. **CUNNINGHAM, R. D.** Fractures, Well data and Reservoir Evaluation of the Cimarrona Formation. October 11-1999.
8. **ELLIOTT W. BP** Exploration, UBI Processing, Image Interpretation and Hosana Analysis, Schlumberger Reference Number 1100, 1997.
9. **GARCIA, J.:** "Métodos para evaluar doble porosidad por medio de registro de pozos en YNF," trabajo de grado presentado a la Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS, Bucaramanga (2002).

10. **HELSTRUP, O.A., RAHMAN, M.K., HOSSAIN, M.M. y RAHMAN, S.S.** A practical method for evaluating effects of fracture charging and/or ballooning when drilling High Pressure, High Temperature (HPHT) wells. Artículo SPE/IADC 67780, 2001.
11. **LABENSKI, F., REID, P. y SANTOS, H.** Drilling fluids approaches for control of wellbore instability in fractured formations. Artículo SPE/IADC 85304, 2003.
12. **LINARES R., y SOTO C.** Modelamiento estructural en zonas complejas. Escala de laboratorio. ECOPETROL- ICP. 2002.
13. **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. Año 2003.
14. **MAURY, V y ZURDO, C.** Drilling-Induced lateral shifts along pre-existing fractures: a common cause of drilling problems. Artículo SPE 27492, 1994.
15. **NELSON, R. A.** Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Second Edition. Gula Professional Publishing. Houston Texas 2001.
16. **ORTIZ A.** Asesoría y presentación de la Metodología llevada a cabo por el grupo Impacto YNF del Instituto Colombiano del Petróleo. Año 2004.
17. **OSORIO, G.** Geomecánica de yacimientos. Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta, 2003.
18. **OSORIO, G.** Aspectos geomecánicos de la estabilidad de pozos. Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta, 2004.
19. **ROJAS L. E.** Interpretación Estructural Piedemonte Central Cuenca de los Llanos Orientales, ECOPETROL, Mayo de 2002.

20. **TORRES M. E., y GONZÁLEZ A. J.** In-Situ Stress State Eastern Cordillera (Colombia), SPE 81074, 2003.
21. **SCHLUMBERGER**, Log Interpretation Principles UBI / Applications, 2002.
22. **SOTO C. P., SANDOVAL J. E., GOMEZ J. A., POSADA C. R., y LINARES R.** Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo Cupiagua, Modelo Integrado Campo Cupiagua, ECOPETROL, Julio de 2001.
23. **VIRGILIO A., y NARANJO J.** "Compilación y Síntesis Estratigráfica de los Llanos Orientales", GEOCONSULT LTDA, 2004.
24. **WELL REVIEW CUSIANA-CUPIAGUA.** Reporte de Perforación, British Petroleum Company, 2001.
25. **X. CHEN, C.P. TAN y C.M HABERFIELD.** Effects of induced pore pressure on Stability of Wellbore Drilled in Shales.

**APENDICE A. COMPRESIBILIDADES DE UN MEDIO POROSO NO
FRACTURADO Y FRACTURADO: CAMBIO DEL VOLUMEN TOTAL**

§ Para un medio poroso no fracturado

El cambio volumétrico del volumen total para un sistema no fracturado se puede describir en términos del esfuerzo normal efectivo como:

$$de = \frac{dV_t}{V_t} = c_{bc}^s d\sigma_n^s \quad (A1)$$

Teniendo que:

$$\sigma_n^s = \sigma_n + \alpha^s p_p \quad (A2)$$

$$\alpha = \frac{1}{V_b} \left(\frac{\partial V_b}{\partial p_p} \right)_{P_c} / \frac{-1}{V_b} \left(\frac{\partial V_b}{\partial p_{P_c}} \right)_{pp} \\ = \frac{c_{bp}^s}{c_{bc}^s} = 1 - \frac{c_s^s}{c_{bc}^s} \quad (A3)$$

$$c_{bc}^s = \frac{-1}{V_b} \left(\frac{\partial V_b}{\partial P_{P_c}} \right)_{pp} \quad (A4)$$

$$c_s^s = \frac{-1}{V_b} \left(\frac{\partial V_b}{\partial P} \right)_{P_c-pp} \quad (A5)$$

Donde:

P_c = Presión de confinamiento

p_p = Presión de poro

c_{bc}^s = describe el cambio del volumen total cuando se varía la presión de confinamiento, manteniendo la presión de poro constante; se obtiene de una prueba confinada para una muestra no fracturada.

c_{bp}^s = describe el cambio del volumen total cuando se varía la presión de poro, manteniendo la presión de confinamiento constante.

c_s^s = compresibilidad de los granos obtenida de una prueba no drenada para una muestra no fracturada.

α^s = coeficiente de esfuerzo efectivo asociado con el cambio del volumen total para un sistema no fracturado.

§ Para un medio poroso fracturado

El cambio volumétrico del volumen total para un sistema de doble porosidad se deriva de las ecuaciones A1 y A2 así:

$$\begin{aligned} de &= \frac{dV_b}{V_b} = c_{bc}^d d\sigma_n^d \\ &= c_{bc}^d (d\sigma_n + \beta_{bm} dP_m + \beta_{bf} dP_f) \end{aligned} \quad (A6)$$

Teniendo que:

$$\sigma_n^d = \sigma_n + \beta_{bm} P_m + \beta_{bf} P_f \quad (A7)$$

se tienen las siguientes restricciones sobre β_{bm} y β_{bf}

$$c_{bc}^d \beta_{bm} = c_{bc}^s \beta_{bf} \quad (A8)$$

y

$$\alpha^d = \beta_{bm} + \beta_{bf} = 1 - \frac{c_s^d}{c_{bc}^d} \quad (A9)$$

y por tanto se tiene que:

$$\beta_{bm} = \alpha^s \frac{C_{bc}^s}{C_{bc}^d} \quad (A10)$$

$$\beta_{bf} = \alpha^d \left(1 - \frac{C_{bc}^s - C_s^s}{C_{bc}^d - C_s^d} \right) = \left(1 - \frac{C_s^d}{C_{bc}^d} \right) \left(1 - \frac{C_{bc}^s - C_s^s}{C_{bc}^d - C_s^d} \right) \quad (A11)$$

$$C_{bc}^d = \frac{-1}{V_b} \left(\frac{\partial V_b}{\partial P_{Pc}} \right)_{pp} \quad (A12)$$

Donde:

P_m = presión en la matriz.

P_f = presión en las fracturas.

C_{bc}^d = describe el cambio del volumen total cuando se varía la presión de confinamiento, manteniendo la presión del fluido en la matriz y en las fracturas constante; se obtiene de una prueba confinada para una muestra fracturada.

C_s^d = compresibilidad de los granos obtenida de una prueba sin confinar para una muestra fracturada.

α^d = coeficiente de esfuerzo efectivo asociado con el cambio del volumen total para un sistema fracturado.

β_{bm} = coeficiente de esfuerzo efectivo asociado con la presión en la matriz.

β_{bf} = coeficiente de esfuerzo efectivo asociado con la presión en las fracturas.

**APENDICE B. COMPRESIBILIDADES DE UN MEDIO POROSO NO
FRACTURADO Y FRACTURADO: CAMBIO DEL VOLUMEN POROSO**

§ Para un medio poroso no fracturado

El cambio volumétrico del volumen poroso para un sistema no fracturado se puede describir en términos del esfuerzo normal efectivo como:

$$de = \frac{dV_p}{V_p} = c_{pc}^s d\sigma_n^s \quad (B1)$$

teniendo que:

$$\sigma_n^s = \sigma_n + \beta^s p_p \quad (B2)$$

$$\begin{aligned} \beta^s &= \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P_p} \right)_{P_c} / \left[\frac{-1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P_{Pc}} \right)_{pp} \right] \\ &= \frac{c_{pp}^s}{c_{pc}^s} = 1 - \frac{c_s^s}{c_{pc}^s} \end{aligned} \quad (B3)$$

$$c_{pc}^s = \frac{-1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P_{Pc}} \right)_{pp} = \frac{c_{bc}^s - c_s^s}{\phi} \quad (B4)$$

$$c_s^s = \frac{-1}{V_b} \left(\frac{\partial V_b}{\partial P} \right)_{Pc-pp} \quad (B5)$$

Donde:

P_c = Presión de confinamiento.

P_p = Presión de poro.

- c_{pc}^s = describe el cambio del volumen poroso cuando se varía la presión de confinamiento, manteniendo la presión de poro constante.
- c_{pp}^s = describe el cambio del volumen poroso cuando se varía la presión de poro, manteniendo la presión de confinamiento constante.
- c_{bc}^s = compresibilidad del volumen total obtenida de una prueba confinada para una muestra no fracturada.
- c_s^s = compresibilidad de los granos obtenida de una prueba sin confinar para una muestra no fracturada.
- β^s = coeficiente de esfuerzo efectivo asociado con el cambio del volumen poroso para un sistema no fracturado.

§ Para un medio poroso fracturado

El cambio volumétrico del volumen poroso total (matriz y fracturas) para un sistema de doble porosidad se deriva de las ecuaciones B1 y B2 así:

$$de = \frac{dV_{pt}}{V_{pt}} = c_{pc}^d d\sigma_n^d$$

$$= c_{pc}^d (d\sigma_n + \beta_{pm} dP_m + \beta_{pf} dP_f) \quad (B6)$$

teniendo que:

$$\sigma_n^d = \sigma_n + \beta_{pm} P_m + \beta_{pf} P_f \quad (B7)$$

se tienen las siguientes restricciones sobre β_1 y β_2

$$c_{pc}^d \beta_{pm} = c_{pc}^s \beta^s \quad (B8)$$

y

$$\begin{aligned}\beta^d &= \beta_{pm} + \beta_{pf} = 1 - \frac{C_s^d}{C_{pc}^d} \\ &= 1 - \frac{\phi_t C_s^d}{C_{bc}^d - C_s^d}\end{aligned}\quad (B9)$$

se tiene entonces que:

$$\beta_{pm} = \beta^s \frac{C_{pc}^s}{C_{pc}^d} = \beta^d \frac{C_{pc}^s - C_s^s}{C_{pc}^d - C_d^d}\quad (B10)$$

$$\begin{aligned}\beta_{pf} &= \beta^d \left(1 - \frac{C_{pc}^s - C_s^s}{C_{pc}^d - C_s^d} \right) \\ &= \left(1 - \frac{C_s^d}{C_{pc}^d} \right) \left(1 - \frac{C_{pc}^s - C_s^s}{C_{pc}^d - C_s^d} \right)\end{aligned}\quad (B11)$$

$$C_{pc}^d = \frac{-1}{V_{pt}} \left(\frac{\partial V_{pt}}{\partial P_{Pc}} \right)_{Pp} = \frac{C_{bc}^d - C_d^s}{\phi_t}\quad (B12)$$

Donde:

P_m = presión en la matriz.

P_f = presión en las fracturas.

C_{pc}^d = describe el cambio del volumen poroso total cuando se varía la presión de confinamiento, manteniendo la presión del fluido en la matriz y en las fracturas constante.

C_{bc}^d = compresibilidad del volumen total obtenida de una prueba confinada para una muestra fracturada.

C_s^d = compresibilidad de los granos obtenida de una prueba sin confinar para una muestra fracturada.

β^d = coeficiente de esfuerzo efectivo asociado con el cambio del volumen poroso total para un sistema fracturado.

β_{pm} = coeficiente de esfuerzo efectivo asociado con la presión en la matriz.

β_{pf} = coeficiente de esfuerzo efectivo asociado con la presión en las fracturas.

ϕ_t = porosidad total

El cambio volumétrico de los poros individuales (matriz y fracturas) está relacionado con el cambio volumétrico total así:

$$\frac{dV_{pt}}{V_{pt}} = \frac{\phi_m}{\phi_t} \frac{\partial V_{p1}}{V_{p1}} + \frac{\phi_f}{\phi_t} \frac{\partial V_{p2}}{V_{p2}}$$

(B13)

donde

V_{p1} = volumen poroso de la matriz

V_{p2} = volumen poroso de las fracturas

ϕ_m = porosidad de matriz

ϕ_f = porosidad de fractura

Se tienen las siguientes expresiones para el cambio volumétrico de los poros individuales:

$$\begin{Bmatrix} \frac{dV_{p1}}{V_{p1}} \\ \frac{dV_{p2}}{V_{p2}} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} c_{pcm} \\ c_{pcf} \end{Bmatrix} (d\sigma_m + \beta_{pm} dP_m + \beta_{pf} dP_f) \quad (B14)$$

donde β_{pm} y β_{pf} están definidas por las ecuaciones B10 y B11 y c_{pc} es la compresibilidad del poro individual (primario o secundario). La suposición más

importante para llegar a la ecuación B14 es que la ley de esfuerzo efectivo dada por la ecuación B6 es válida para los cambios volumétricos de los poros primarios y secundarios.

$$C_{pcm} = \frac{\phi_t}{\phi_m} C_{pc}^s = C_{pc}^d \frac{\phi_t}{\phi_m} \frac{C_{bc}^s - C_s^s}{C_{bc}^d - C_s^d} \quad (B15)$$

$$\begin{aligned} C_{pcf} &= \frac{\phi_t}{\phi_f} (C_{pc}^d - C_{pc}^s) \\ &= C_{pc}^d \frac{\phi_t}{\phi_f} \left(1 - \frac{C_{bc}^s - C_s^s}{C_{bc}^d - C_s^d} \right) \\ &= \frac{\phi_t C_{pc}^d - \phi_m C_{pcm}}{\phi_f} \end{aligned} \quad (B16)$$

Si $\phi_m \gg \phi_f$; es decir $\phi_m \cong \phi_t$ lo cual se cumple para un yacimiento naturalmente fracturado entonces $C_{pcm} \cong C_p$

APENDICE C. METODO DE DISCRETIZACIÓN

§ Discretización del término $\frac{\partial}{\partial l} \left(T \frac{\partial U}{\partial l} \right)$

Siguiendo la notación ilustrada en la Figura C1, el término $\frac{\partial}{\partial l} \left(T \frac{\partial U}{\partial l} \right)$ puede ser discretizado de la siguiente forma:

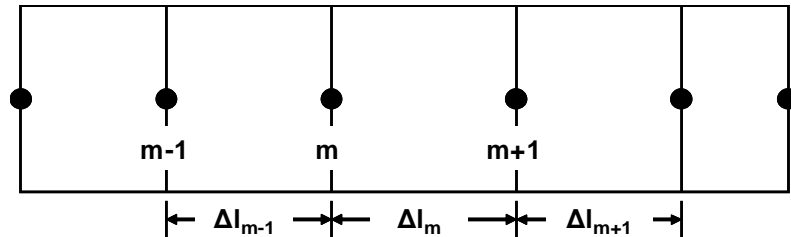


Figura C1. Malla de nodo distribuido lineal

$$\frac{\partial}{\partial l} \left(T \frac{\partial U}{\partial l} \right)_m \cong \frac{\left(T \frac{\partial U}{\partial l} \right)_{m+1/2} - \left(T \frac{\partial U}{\partial l} \right)_{m-1/2}}{\frac{\Delta l_{m-1} + \Delta l_m}{2}} \quad (C1)$$

$$\frac{\partial}{\partial l} \left(T \frac{\partial U}{\partial l} \right)_m \cong \frac{T_{m+1/2} \left(\frac{U_{m+1} - U_m}{\Delta l_m} \right) - T_{m-1/2} \left(\frac{U_m - U_{m-1}}{\Delta l_{m-1}} \right)}{\frac{\Delta l_{m-1} + \Delta l_m}{2}} \quad (C2)$$

$$\frac{\partial}{\partial l} \left(T \frac{\partial U}{\partial l} \right)_m \cong \frac{2}{\Delta l_{m-1} + \Delta l_m} \left(T_{m+1/2} \left(\frac{U_{m+1} - U_m}{\Delta l_m} \right) - T_{m-1/2} \left(\frac{U_m - U_{m-1}}{\Delta l_{m-1}} \right) \right) \quad (C3)$$

Definiendo:

$$C_m = \frac{1}{\Delta l_m (\Delta l_{m-1} + \Delta l_m)} \quad (C4)$$

$$C_{m-1} = \frac{1}{\Delta l_{m-1} (\Delta l_{m-1} + \Delta l_m)} \quad (C5)$$

Finalmente,

$$\frac{\partial}{\partial l} \left(T \frac{\partial U}{\partial l} \right)_m \cong (2C_{m-1} T_{m-1/2}) U_{m-1} - (2(C_{m-1} T_{m-1/2} + C_m T_{m+1/2})) U_m + (2C_m T_{m+1/2}) U_{m+1} \quad (C6)$$

§ **Discretización del término** $\frac{\partial U}{\partial l}$

Siguiendo nuevamente la notación ilustrada en la Figura C1, el término $\frac{\partial U}{\partial l}$ puede ser discretizado así:

$$\left(\frac{\partial U}{\partial l} \right)_m \cong \frac{U_{m+1/2} - U_{m-1/2}}{\frac{\Delta l_{m-1} + \Delta l_m}{2}} \quad (C7)$$

$$\left(\frac{\partial U}{\partial l} \right)_m \cong \frac{\frac{U_m - U_{m+1}}{2} - \frac{U_{m-1} - U_m}{2}}{\frac{\Delta l_{m-1} + \Delta l_m}{2}} \quad (C8)$$

$$\left(\frac{\partial U}{\partial l} \right)_m \cong \frac{U_{m+1} - U_{m-1}}{\Delta l_{m-1} + \Delta l_m} \quad (C9)$$

Definiendo f_m de la siguiente manera:

$$f_m = \frac{1}{\Delta l_{m-1} + \Delta l_m} \quad (C10)$$

Finalmente,

$$\left(\frac{\partial U}{\partial l} \right)_m \cong f_m (U_{m+1} - U_{m-1}) \quad (C11)$$

§ **Discretización del término** $\frac{\partial}{\partial l} \left(T \frac{\partial U}{\partial r} \right)$

Si siguiendo la notación de un plano de una malla de nodo centrado, tal como la ilustrada en la Figura C2, el término $\frac{\partial}{\partial l} \left(T \frac{\partial U}{\partial r} \right)$ puede ser discretizado de la

siguiente forma:

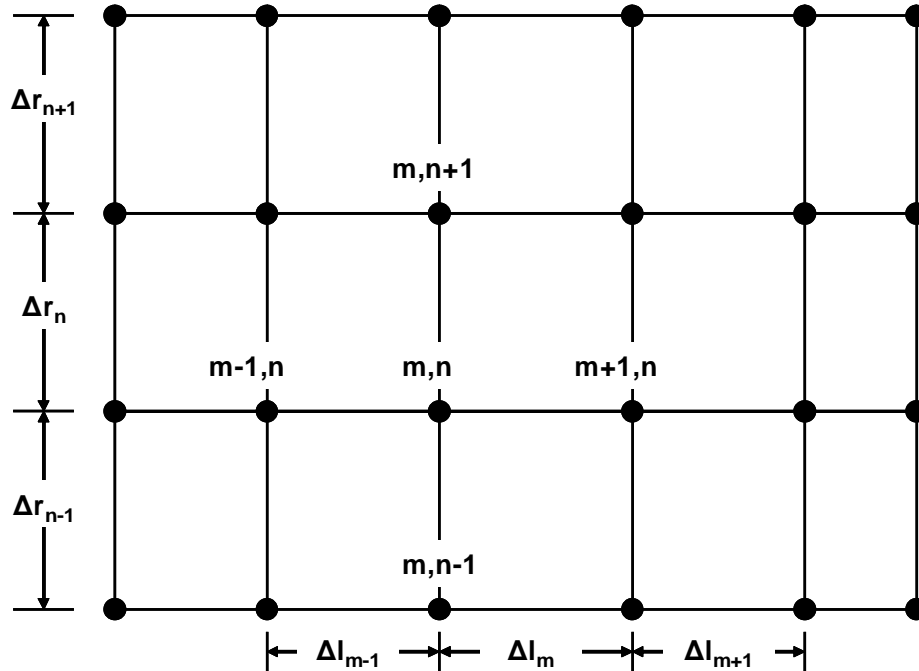


Figura C2. Malla de nodo distribuido de dos dimensiones

$$\frac{\partial}{\partial l} \left(T \frac{\partial U}{\partial r} \right)_{m,n} \cong \frac{\left(T \frac{\partial U}{\partial r} \right)_{m+1/2,n} - \left(T \frac{\partial U}{\partial r} \right)_{m-1/2,n}}{\frac{\Delta l_{m-1} + \Delta l_m}{2}} \quad (C12)$$

$$\frac{\partial}{\partial l} \left(T \frac{\partial U}{\partial r} \right)_{m,n} \cong \frac{T_{m+1/2,n} \left(\frac{\partial U}{\partial r} \right)_{m+1/2,n} - T_{m-1/2,n} \left(\frac{\partial U}{\partial r} \right)_{m-1/2,n}}{\frac{\Delta l_{m-1} + \Delta l_m}{2}} \quad (C13)$$

El término $\left(\frac{\partial U}{\partial r} \right)_{m+1/2,n}$ puede ser aproximado de la siguiente forma:

$$\left(\frac{\partial U}{\partial r}\right)_{m+1/2,n} \cong \frac{U_{m+1/2,n+1/2} - U_{m+1/2,n-1/2}}{2(\Delta r_{n-1} + \Delta r_n)} \quad (C14)$$

Teniendo en cuenta que:

$$U_{m+1/2,n+1/2} = \frac{U_{m,n} + U_{m+1,n} + U_{m,n+1} + U_{m+1,n+1}}{4} \quad (C15)$$

y

$$U_{m+1/2,n-1/2} = \frac{U_{m,n} + U_{m+1,n} + U_{m,n-1} + U_{m+1,n-1}}{4} \quad (C16)$$

Entonces:

$$\left(\frac{\partial U}{\partial r}\right)_{m+1/2,n} \cong \frac{(U_{m,n+1} + U_{m+1,n+1} - U_{m,n-1} - U_{m+1,n-1})}{2(\Delta r_{n-1} + \Delta r_n)} \quad (C17)$$

Similarmente:

$$\left(\frac{\partial U}{\partial r}\right)_{m-1/2,n} \cong \frac{(U_{m,n+1} + U_{m-1,n+1} - U_{m,n-1} - U_{m-1,n-1})}{2(\Delta r_{n-1} + \Delta r_n)} \quad (C18)$$

Reemplazando las ecuaciones C17 y C18 en la ecuación C13 se obtiene:

$$\frac{\partial}{\partial l} \left(T \frac{\partial U}{\partial r} \right)_{m,n} \cong \left(\frac{T_{m-1/2,n} (U_{m,n+1} + U_{m+1,n+1} - U_{m,n-1} - U_{m+1,n-1})}{(\Delta r_{n-1} + \Delta r_n)(\Delta l_{m-1} + \Delta l_m)} - \frac{T_{m-1/2,n} (U_{m,n+1} + U_{m-1,n+1} - U_{m,n-1} - U_{m-1,n-1})}{(\Delta r_{n-1} + \Delta r_n)(\Delta l_{m-1} + \Delta l_m)} \right) \quad (C19)$$

Teniendo en cuenta la definición de f_m dada por la ecuación C10 y definiendo de manera similar f_n así:

$$f_n = \frac{1}{\Delta l_{n-1} + \Delta l_n} \quad (C20)$$

Se obtiene finalmente:

$$\frac{\partial}{\partial l} \left(T \frac{\partial U}{\partial r} \right)_{m,n} \cong f_m f_n \left(\begin{array}{l} T_{m-1/2,n} (U_{m,n+1} + U_{m+1,n+1} - U_{m,n-1} - U_{m+1,n-1}) \\ - T_{m-1/2,n} (U_{m,n+1} + U_{m-1,n+1} - U_{m,n-1} - U_{m-1,n-1}) \end{array} \right) \quad (C21)$$

§ Discretización del término $\frac{\partial(TU)}{\partial l}$

El término $\frac{\partial(TU)}{\partial l}$ puede ser expresado de la siguiente forma;

$$\left(\frac{\partial}{\partial l} (TU) \right)_m = \frac{T_{m+1/2} U_{m+1/2} - T_{m-1/2} U_{m-1/2}}{\frac{\Delta l_{m-1} + \Delta l_m}{2}} \quad (C22)$$

$$\left(\frac{\partial}{\partial l} (TU) \right)_m = \frac{T_{m+1/2} \left(\frac{U_m + U_{m+1}}{2} \right) - T_{m-1/2} \left(\frac{U_{m-1} + U_m}{2} \right)}{\frac{\Delta l_{m-1} + \Delta l_m}{2}} \quad (C23)$$

Teniendo en cuenta la definición de f_m dada por la ecuación C10

$$\left(\frac{\partial}{\partial l} (TU) \right)_m = f_m T_{m+1/2} (U_m + U_{m+1}) - f_m T_{m-1/2} (U_{m-1} + U_m) \quad (C24)$$

$$\left(\frac{\partial}{\partial t}(\tau U)\right)_m = -(f_m T_{m-1/2})U_{m-1} - f_m((T_{m-1/2} - T_{m+1/2}))U_m + (f_m T_{m+1/2})U_{m+1} \quad (\text{C25})$$

APENDICE D. DISCRETIZACION DEL MODELO DE FLUJO DE FLUIDOS

§ Para la Matriz

Asumiendo que no hay producción de fluidos, ni de sólidos y que además los términos de transmisibilidad son nulos, la ecuación de flujo de fluidos para la matriz para el modelamiento de la estabilidad mecánica de pozo queda así:

$$\begin{aligned} & \phi_m \rho_m (c_m + \beta_{pm} c_{pcm}) \frac{dp_m}{dt} + \phi_m \rho_m \beta_{pf} c_{pcm} \frac{dp_f}{dt} - \phi_m \rho_m \frac{c_{pcm}}{c_{bc}^d} \left[\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial \Delta u_r}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\Delta u_r}{r} \right) \right. \\ & \left. + \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial \Delta u_\theta}{\partial \theta} \right) + \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial \Delta u_z}{\partial z} \right) \right] = 0 \end{aligned} \quad (D1)$$

Teniendo en cuenta los stencils como se muestra en la Figura D1; la ecuación de flujo de fluidos en la matriz en forma de stencils queda así:

$$C_m P_{m_{i,j,k}}^{n+1} = F_m \quad (D2)$$

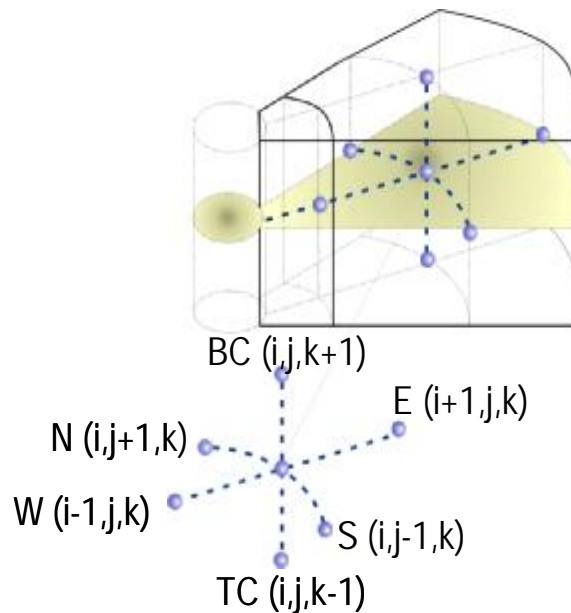


Figura D1. Representación de las componentes del stencil en una malla cilíndrica de nodo distribuido; Adaptado de Castilla y Vasquez; 2004.

Los stencils se definen de la siguiente manera:

$$C_{mi,j,k} = \left[\frac{\phi_{mi,j,k} \rho_{mi,j,k} (C_{mi,j,k} + \beta_{pmi,j,k} C_{pcmi,j,k})}{\Delta t} \right] P_{mi,j,k}^{n+1} \quad (D3)$$

$$F_{mi,j,k} = \left[\frac{\phi_{mi,j,k} \rho_{mi,j,k} (C_{mi,j,k} + \beta_{pmi,j,k} C_{pcmi,j,k})}{\Delta t} \right] P_{mi,j,k}^n - \left[\frac{\phi_{mi,j,k} \rho_{mi,j,k} \beta_{pfi,j,k} C_{pcmi,j,k}}{\Delta t} P_{fi,j,k}^{n+1} - \frac{\phi_{mi,j,k} \rho_{mi,j,k} \beta_{pfi,j,k} C_{pcmi,j,k}}{\Delta t} P_{fi,j,k}^n \right] - \frac{F_i}{r_{i,j,k}} \left[\frac{-r_{i-1/2,j,k} (\Delta u_{ri-1,j,k}^{n+1} - \Delta u_{ri-1,j,k}^n)}{\Delta t} - \frac{(r_{i-1/2,j,k} - r_{i+1/2,j,k}) (\Delta u_{ri,j,k}^{n+1} - \Delta u_{ri,j,k}^n)}{\Delta t} + \frac{r_{i+1/2,j,k} (\Delta u_{ri+1,j,k}^{n+1} - \Delta u_{ri+1,j,k}^n)}{\Delta t} \right] - \frac{F_j}{r_{i,j,k}} \left(\frac{(\Delta u_{\theta i,j+1,k}^{n+1} - \Delta u_{\theta i,j+1,k}^n)}{\Delta t} - \frac{(\Delta u_{\theta i,j-1,k}^{n+1} - \Delta u_{\theta i,j-1,k}^n)}{\Delta t} \right) - F_k \left(\frac{(\Delta u_{zi,j,k+1}^{n+1} - \Delta u_{zi,j,k+1}^n)}{\Delta t} - \frac{(\Delta u_{zi,j,k-1}^{n+1} - \Delta u_{zi,j,k-1}^n)}{\Delta t} \right) \quad (D4)$$

§ Para la Fractura

Asumiendo que no hay producción de fluidos, ni de sólidos y que además los términos de transmisibilidad son nulos, la ecuación de flujo de fluidos para la fractura para el modelamiento de la estabilidad mecánica de pozo queda así:

$$\phi_f \rho_f (C_f + \beta_{pfc} C_{pcf}) \frac{dP_f}{dt} + \phi_f \rho_f \beta_{pfc} C_{pcf} \frac{dP_m}{dt} - \phi_f \rho_f \frac{C_{pcf}}{C_{bc}^d} \left[\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial \Delta u_r}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\Delta u_r}{r} \right) + \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial \Delta u_\theta}{\partial \theta} \right) + \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\partial \Delta u_z}{\partial z} \right) \right] = 0 \quad (D5)$$

La ecuación de flujo de fluidos en la fractura en forma de stencils queda así:

$$C_f P_{fi,j,k}^{n+1} = F_f \quad (D6)$$

Los stencils se definen de la siguiente manera:

$$C_{fi,j,k} = \left[\frac{\phi_{fi,j,k} \rho_{fi,j,k} (C_{fi,j,k} + \beta_{pfi,j,k} C_{pcfi,j,k})}{\Delta t} \right] P_{fi,j,k}^{n+1} \quad (D7)$$

$$F_{fi,j,k} = \left[\frac{\phi_{fi,j,k} \rho_{fi,j,k} (C_{fi,j,k} + \beta_{pfi,j,k} C_{pcfi,j,k})}{\Delta t} \right] P_{fi,j,k}^n - \left[\frac{\phi_{fi,j,k} \rho_{fi,j,k} \beta_{pmi,j,k} C_{pcfi,j,k}}{\Delta t} P_{mi,j,k}^{n+1} - \frac{\phi_{fi,j,k} \rho_{fi,j,k} \beta_{pmi,j,k} C_{pcfi,j,k}}{\Delta t} P_{mi,j,k}^n \right] - \frac{F_i}{r_{i,j,k}} \left[\frac{-r_{i-1/2,j,k} (\Delta u_{ri-1,j,k}^{n+1} - \Delta u_{ri-1,j,k}^n)}{\Delta t} - \frac{(r_{i-1/2,j,k} - r_{i+1/2,j,k}) (\Delta u_{ri,j,k}^{n+1} - \Delta u_{ri,j,k}^n)}{\Delta t} + \frac{r_{i+1/2,j,k} (\Delta u_{ri+1,j,k}^{n+1} - \Delta u_{ri+1,j,k}^n)}{\Delta t} \right] - \frac{F_j}{r_{i,j,k}} \left(\frac{(\Delta u_{\theta i,j+1,k}^{n+1} - \Delta u_{\theta i,j+1,k}^n)}{\Delta t} - \frac{(\Delta u_{\theta i,j-1,k}^{n+1} - \Delta u_{\theta i,j-1,k}^n)}{\Delta t} \right) - F_k \left(\frac{(\Delta u_{zi,j,k+1}^{n+1} - \Delta u_{zi,j,k+1}^n)}{\Delta t} - \frac{(\Delta u_{zi,j,k-1}^{n+1} - \Delta u_{zi,j,k-1}^n)}{\Delta t} \right) \quad (D8)$$

**APENDICE E. DISCRETIZACION DEL MODELO DE DEFORMACION
GEOMECANICA**

§ En dirección radial

$$W_r \Delta U_{r_{i-1,j,k}}^{n+1} + S_r \Delta U_{r_{i,j-1,k}}^{n+1} + BC_r \Delta U_{r_{i,j,k-1}}^{n+1} + C_r \Delta U_{r_{i,j,k}}^{n+1} + E_r \Delta U_{r_{i+1,j,k}}^{n+1} + RN_r \Delta U_{r_{i,j+1,k}}^{n+1} + TC_r \Delta U_{r_{i,j,k+1}}^{n+1} = F_r \quad (E1)$$

Los stencils se definen de la siguiente manera:

$$BC_{r_{i,j,k}} = 2 \cdot C_{k-1} \cdot G_{i,j,k-1/2} \quad (E2)$$

$$S_{r_{i,j,k}} = \frac{2 \cdot C_{j-1} \cdot G_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}^2} \quad (E3)$$

$$W_{r_{i,j,k}} = \frac{4 \cdot C_{i-1} \cdot r_{i-1/2,j,k} \cdot G_{i-1/2,j,k}}{r_{i,j,k}} + 2 \cdot C_{i-1} \cdot \lambda_{i-1/2,j,k} - \frac{F_i \cdot \lambda_{i-1/2,j,k}}{r_{i-1/2,j,k}} \quad (E4)$$

$$N_{r_{i,j,k}} = \frac{2 \cdot C_j \cdot G_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}^2} \quad (E5)$$

$$TC_r = 2 \cdot C_k \cdot G_{i,j,k+1/2} \quad (E6)$$

$$E_{r_{i,j,k}} = \frac{4 \cdot C_i \cdot r_{i+1/2,j,k} \cdot G_{i+1/2,j,k}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_i \cdot \lambda_{i+1/2,j,k}}{r_{i+1/2,j,k}} + 2 \cdot C_i \cdot \lambda_{i+1/2,j,k} \quad (E7)$$

$$C_{r_{i,j,k}} = -\frac{4 \cdot C_i \cdot r_{i+1/2,j,k} \cdot G_{i+1/2,j,k}}{r_{i,j,k}} - \frac{4 \cdot C_{i-1} \cdot r_{i-1/2,j,k} \cdot G_{i-1/2,j,k}}{r_{i,j,k}} - N_{r_{i,j,k}} - S_{r_{i,j,k}} - TC_{r_{i,j,k}} - BC_{r_{i,j,k}} - 2 \cdot C_i \cdot \lambda_{i+1/2,j,k} - 2 \cdot C_{i-1} \cdot \lambda_{i-1/2,j,k} + \frac{F_i \cdot \lambda_{i+1/2,j,k}}{r_{i+1/2,j,k}} - \frac{F_i \cdot \lambda_{i-1/2,j,k}}{r_{i-1/2,j,k}} - \frac{2 \cdot G_{i,j,k}}{r_{i,j,k}^2} \quad (E8)$$

$$\begin{aligned}
Fr_{i,j,k} = & -\left(F_i \cdot F_k \cdot G_{i,j,k+1/2} + F_i \cdot F_k \cdot \lambda_{i+1/2,j,k}\right) \Delta Uz_{i+1,j,k+1}^{n+1} \\
& + \left(F_i \cdot F_k \cdot G_{i,j,k+1/2} - F_i \cdot F_k \cdot \lambda_{i,j,k-1/2}\right) \Delta Uz_{i+1,j,k}^{n+1} \\
& + \left(F_i \cdot F_k \cdot G_{i,j,k+1/2} + F_i \cdot F_k \cdot \lambda_{i-1/2,j,k}\right) \Delta Uz_{i-1,j,k+1}^{n+1} \\
& + \left(F_i \cdot F_k \cdot G_{i,j,k+1/2} - F_i \cdot F_k \cdot \lambda_{i,j,k-1/2}\right) \Delta Uz_{i-1,j,k}^{n+1} \\
& + \left(F_i \cdot F_k \cdot G_{i,j,k-1/2} + F_i \cdot F_k \cdot \lambda_{i+1/2,j,k}\right) \Delta Uz_{i-1,j,k+1}^{n+1} \\
& + \left(F_i \cdot F_k \cdot G_{i,j,k+1/2} - F_i \cdot F_k \cdot \lambda_{i,j,k-1/2}\right) \Delta Uz_{i-1,j,k}^{n+1} \\
& - \left(F_i \cdot F_k \cdot \lambda_{i+1/2,j,k} - F_i \cdot F_k \cdot \lambda_{i-1/2,j,k}\right) \Delta Uz_{i-1,j,k+1}^{n+1} \\
& + \left(F_i \cdot F_k \cdot \lambda_{i+1/2,j,k} - F_i \cdot F_k \cdot \lambda_{i-1/2,j,k}\right) \Delta Uz_{i,j,k-1}^{n+1} \\
& - \left(\frac{F_j \cdot F_i \cdot G_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_j \cdot F_i \cdot \lambda_{i+1/2,j,k}}{r_{i+1/2,j,k}}\right) \Delta U\theta_{i+1,j+1,k}^{n+1} \\
& - \left(\frac{F_j \cdot F_i \cdot G_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}} - \frac{F_j \cdot F_i \cdot G_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}}\right) \Delta U\theta_{i+1,j,k}^{n+1} \\
& + \left(\frac{F_j \cdot F_i \cdot G_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_j \cdot F_i \cdot \lambda_{i-1/2,j,k}}{r_{i-1/2,j,k}}\right) \Delta U\theta_{i-1,j+1,k}^{n+1} \\
& + \left(\frac{F_j \cdot F_i \cdot G_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}} - \frac{F_j \cdot F_i \cdot G_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}}\right) \Delta U\theta_{i-1,j,k}^{n+1} \\
& + \left(\frac{F_j \cdot F_i \cdot G_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_j \cdot F_i \cdot \lambda_{i+1/2,j,k}}{r_{i+1/2,j,k}}\right) \Delta U\theta_{i+1,j-1,k}^{n+1} \\
& - \left(\frac{F_j \cdot F_i \cdot G_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_j \cdot F_i \cdot \lambda_{i-1/2,j,k}}{r_{i-1/2,j,k}}\right) \Delta U\theta_{i-1,j-1,k}^{n+1} \\
& + \left(\frac{F_i \cdot F_j \cdot \lambda_{i-1/2,j,k}}{r_{i-1/2,j,k}} - \frac{F_j \cdot F_i \cdot \lambda_{i+1/2,j,k}}{r_{i+1/2,j,k}} + \frac{F_j \cdot G_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}^2} + \frac{2 \cdot F_j \cdot G_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}^2}\right) \Delta U\theta_{i,j+1,k}^{n+1} \\
& + \left(\frac{F_i \cdot F_j \cdot \lambda_{i+1/2,j,k}}{r_{i+1/2,j,k}} - \frac{F_i \cdot F_j \cdot \lambda_{i-1/2,j,k}}{r_{i-1/2,j,k}} - \frac{F_j \cdot G_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}^2} - \frac{2 \cdot F_j \cdot G_{i,j,k}}{r_{i,j,k}^2}\right) \Delta U\theta_{i,j+1,k}^{n+1} \\
& + \left(\frac{F_j \cdot G_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}^2} - \frac{F_j \cdot G_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}^2}\right) \Delta U\theta_{i,j,k}^{n+1} \\
& + F_i \cdot \beta_{bmi-1/2,j,k} \cdot \Delta P_{mi-1,j,k} - \left(F_i \cdot \beta_{bmi+1/2,j,k} - F_i \cdot \beta_{bmi-1/2,j,k}\right) \Delta P_{mi,j,k} \\
& - F_i \cdot \beta_{bmi+1/2,j,k} \cdot \Delta P_{mi+1,j,k} + F_i \cdot \beta_{bfi-1/2,j,k} \cdot \Delta P_{fi-1,j,k} \\
& - \left(F_i \cdot \beta_{bfi+1/2,j,k} - F_i \cdot \beta_{bfi-1/2,j,k}\right) \Delta P_{fi,j,k} \\
& - F_i \cdot \beta_{bfi+1/2,j,k} \cdot \Delta P_{fi+1,j,k} - F_i \left(\sigma_{ri+1,j,k}^o - \sigma_{ri-1,j,k}^o\right) - \frac{F_j}{r_{i,j,k}} \left(\tau_{r\theta_{i,j+1,k}}^o - \tau_{r\theta_{i,j-1,k}}^o\right)
\end{aligned}$$

$$-F_k \left(\tau_{rz,i,j,k+1}^o - \tau_{rz,i,j,k-1}^o \right) - \frac{(\sigma_{r\theta,i,j,k}^o - \sigma_{\theta i,j,k}^o)}{r_{i,j,k}} \quad (E9)$$

§ En dirección tangencial

$$W_\theta \Delta U_{\theta_{i-1,j,k}}^{n+1} + S_\theta \Delta U_{\theta_{i,j-1,k}}^{n+1} + BC_\theta \Delta U_{\theta_{i,j,k-1}}^{n+1} + C_\theta \Delta U_{\theta_{i,j,k}}^{n+1} + E_\theta \Delta U_{\theta_{i+1,j,k}}^{n+1} + N_\theta \Delta U_{\theta_{i,j+1,k}}^{n+1} + TC_\theta \Delta U_{\theta_{i,j,k+1}}^{n+1} = F_\theta \quad (E10)$$

Los stencils se definen de la siguiente manera:

$$BC_{\theta_{i,j,k}} = 2 \cdot C_{k-1} \cdot G_{i,j,k-1/2} \quad (E11)$$

$$S_{\theta_{i,j,k}} = \frac{2 \cdot C_{j-1} \cdot \lambda_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}^2} + \frac{4 \cdot C_{j-1} \cdot G_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}^2} \quad (E12)$$

$$W_{\theta_{i,j,k}} = \frac{2 \cdot C_{i-1} \cdot r_{i-1/2,j,k} \cdot G_{i-1/2,j,k}}{r_{i,j,k}} - \frac{F_i \cdot G_{i,j,k}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_i \cdot G_{i-1/2,j,k}}{r_{i,j,k}} \quad (E13)$$

$$N_{\theta_{i,j,k}} = \frac{2 \cdot C_j \cdot \lambda_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}^2} + \frac{4 \cdot C_j \cdot G_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}^2} \quad (E14)$$

$$TC_\theta = 2 \cdot C_k \cdot G_{i,j,k+1/2} \quad (E15)$$

$$E_{\theta_{i,j,k}} = \frac{2 \cdot C_i \cdot r_{i+1/2,j,k} \cdot G_{i+1/2,j,k}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_i \cdot G_{i,j,k}}{r_{i,j,k}} - \frac{F_i \cdot G_{i+1/2,j,k}}{r_{i,j,k}} \quad (E16)$$

$$C_{\theta_{i,j,k}} = \frac{2 \cdot C_j \cdot \lambda_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}^2} - \frac{2 \cdot C_{j-1} \cdot \lambda_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}^2} - \frac{2 \cdot C_i \cdot r_{i+1/2,j,k} \cdot G_{i+1/2,j,k}}{r_{i,j,k}} - \frac{2 \cdot C_{i-1} \cdot r_{i-1/2,j,k} \cdot G_{i-1/2,j,k}}{r_{i,j,k}} - \frac{F_i \cdot G_{i+1/2,j,k}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_i \cdot G_{i-1/2,j,k}}{r_{i,j,k}} - \frac{G_{i,j,k}}{r_{i,j,k}^2} \quad (E17)$$

$$\begin{aligned}
F\theta_{i,j,k} = & \left(\frac{F_j \cdot F_i \cdot \lambda_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_j \cdot F_i \cdot r_{i+1/2,j,k} \cdot G_{i+1/2,j,k}}{r_{i,j,k}^2} \right) \Delta U r_{i+1,j+1,k}^{n+1} \\
& + \left(-\frac{F_j \cdot F_i \cdot \lambda_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_j \cdot F_i \cdot \lambda_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}} \right) \Delta U r_{i+1,j,k}^{n+1} \\
& + \left(\frac{F_j \cdot F_i \cdot \lambda_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_j \cdot F_i \cdot r_{i,j-1/2,k} \cdot G_{i-1/2,j,k}}{r_{i,j,k}^2} \right) \Delta U r_{i-1,j+1,k}^{n+1} \\
& + \left(\frac{F_j \cdot F_i \cdot \lambda_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}} - \frac{F_j \cdot F_i \cdot \lambda_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}} \right) \Delta U r_{i+1,j,k}^{n+1} \\
& + \left(\frac{F_j \cdot F_i \cdot \lambda_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_j \cdot F_i \cdot r_{i+1/2,j,k} \cdot G_{i+1/2,j,k}}{r_{i,j,k}^2} \right) \Delta U r_{i+1,j-1,k}^{n+1} \\
& - \left(\frac{F_j \cdot F_i \cdot \lambda_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_j \cdot F_i \cdot r_{i-1/2,j,k} \cdot G_{i+1/2,j,k}}{r_{i,j,k}^2} \right) \Delta U r_{i-1,j-1,k}^{n+1} \\
& + \left(-\frac{F_j \cdot \lambda_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}^2} - \frac{F_j \cdot F_i \cdot r_{i+1/2,j,k} \cdot G_{i+1/2,j,k}}{r_{i,j,k}^2} \right) \Delta U r_{i,j+1,k}^{n+1} \\
& + \left(\frac{F_j \cdot F_i \cdot r_{i-1/2,j,k} \cdot G_{i-1/2,j,k}}{r_{i,j,k}^2} - \frac{2 \cdot F_j \cdot G_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}^2} \right) \Delta U r_{i,j+1,k}^{n+1} \\
& + \left(-\frac{F_j \cdot \lambda_{i+1/2,j,k}}{r_{i,j,k}^2} + \frac{F_j \cdot \lambda_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}^2} - \frac{2 \cdot F_j \cdot G_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}^2} + \frac{2 \cdot F_j \cdot G_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}^2} \right) \Delta U r_{i,j,k}^{n+1} \\
& + \left(\frac{F_i \cdot F_j \cdot r_{i+1/2,j,k} \cdot G_{i+1/2,j,k}}{r_{i,j,k}^2} - \frac{F_j \cdot F_i \cdot r_{i-1/2,j,k} \cdot G_{i-1/2,j,k}}{r_{i,j,k}^2} \right) \Delta U r_{i,j-1,k}^{n+1} \\
& + \left(\frac{2 \cdot F_j \cdot G_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}^2} - \frac{F_j \cdot \lambda_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}^2} \right) \Delta U r_{i,j-1,k}^{n+1} \\
& + \left(\frac{F_j \cdot F_k \cdot \lambda_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_k \cdot F_j \cdot G_{i,j,k+1/2}}{r_{i,j,k}} \right) \Delta U z_{i,j+1,k+1}^{n+1} \\
& + \left(-\frac{F_j \cdot F_k \cdot \lambda_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_j \cdot F_k \cdot \lambda_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}} \right) \Delta U z_{i,j,k+1}^{n+1} \\
& + \left(\frac{F_j \cdot F_k \cdot \lambda_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_k \cdot F_j \cdot G_{i,j,k-1/2}}{r_{i,j,k}} \right) \Delta U z_{i,j+1,k-1}^{n+1} \\
& + \left(\frac{F_j \cdot F_k \cdot \lambda_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}} - \frac{F_j \cdot F_k \cdot \lambda_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}} \right) \Delta U z_{i,j,k-1}^{n+1}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& - \left(\frac{F_j \cdot F_k \cdot \lambda_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_k \cdot F_j \cdot G_{i,j,k-1/2}}{r_{i,j,k}} \right) \Delta U_{i,j-1,k-1}^{n+1} \\
& + \left(- \frac{F_j \cdot F_k \cdot G_{i,j,k+1/2}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_j \cdot F_k \cdot G_{i,j,k-1/2}}{r_{i,j,k}} \right) \Delta U_{i,j+1,k}^{n+1} \\
& + \left(\frac{F_j \cdot F_k \cdot G_{i,j,k+1/2}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_k \cdot F_j \cdot \lambda_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}} \right) \Delta U_{i,j-1,k+1}^{n+1} \\
& + \left(\frac{F_j \cdot F_k \cdot G_{i,j,k+1/2}}{r_{i,j,k}} - \frac{F_j \cdot F_k \cdot G_{i,j,k-1/2}}{r_{i,j,k}} \right) \Delta U_{i,j-1,k}^{n+1} \\
& + \frac{F_j \cdot \beta_{bmi,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}} \cdot \Delta P_{mi,j-1,k} - \left(\frac{F_j \cdot \beta_{bmi,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}} - \frac{F_j \cdot \beta_{bmi,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}} \right) \cdot \Delta P_{mi,j,k} \\
& - \frac{F_j \cdot \beta_{bmi,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}} \cdot \Delta P_{mi,j+1,k} - \frac{F_j}{r_{i,j,k}} (\sigma_{\theta i,j+1,k}^o - \sigma_{\theta i,j-1,k}^o) - F_i (\tau_{r\theta i+1,j,k}^o - \tau_{r\theta i-1,j,k}^o) \\
& - F_k (\tau_{z\theta i,j,k+1}^o - \tau_{z\theta i,j,k-1}^o) - \frac{2\tau_{r\theta i,j,k}^o}{r_{i,j,k}}
\end{aligned} \tag{E18}$$

§ En dirección vertical

$$\begin{aligned}
& W_z \Delta U_{z_{i-1,j,k}}^{n+1} + S_z \Delta U_{z_{i,j-1,k}}^{n+1} + BC_z \Delta U_{z_{i,j,k-1}}^{n+1} + C_z \Delta U_{z_{i,j,k}}^{n+1} + E_z \Delta U_{z_{i+1,j,k}}^{n+1} + N_z \Delta U_{z_{i,j+1,k}}^{n+1} \\
& + TC_z \Delta U_{z_{i,j,k+1}}^{n+1} = F_z
\end{aligned} \tag{E19}$$

Los stencils se definen de la siguiente manera:

$$BC_{z_{i,j,k}} = 4 \cdot C_{k-1} \cdot G_{i,j,k-1/2} + 2 \cdot C_{k-1} \cdot \lambda_{i,j,k-1/2} \tag{E20}$$

$$S_{z_{i,j,k}} = \frac{2 \cdot C_{j-1} \cdot G_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}^2} \tag{E21}$$

$$W_{z_{i,j,k}} = \frac{2 \cdot C_{i-1} \cdot r_{i-1/2,j,k} \cdot G_{i-1/2,j,k}}{r_{i,j,k}} \tag{E22}$$

$$N_{zi,j,k} = \frac{2 \cdot C_j \cdot G_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}^2} \quad (E23)$$

$$TC_{zi,j,k} = 4 \cdot C_k \cdot G_{i,j,k+1/2} + 2 \cdot C_k \cdot \lambda_{i,j,k+1/2} \quad (E24)$$

$$E_{zi,j,k} = \frac{2 \cdot C_i \cdot r_{i+1/2,j,k} \cdot G_{i+1/2,j,k}}{r_{i,j,k}} \quad (E25)$$

$$C_{zi,j,k} = -N_{zi,j,k} - S_{zi,j,k} - TC_{zi,j,k} - BC_{zi,j,k} - \frac{2 \cdot C_i \cdot r_{i+1/2,j,k} \cdot G_{i+1/2,j,k}}{r_{i,j,k}} - \frac{2 \cdot C_{i-1} \cdot r_{i-1/2,j,k} \cdot G_{i-1/2,j,k}}{r_{i,j,k}} \quad (E26)$$

$$Fz_{i,j,k} = - \left(\frac{F_i \cdot F_k \cdot r_{i+1/2,j,k} \cdot G_{i+1/2,j,k}}{r_{i,j,k}} + F_k \cdot F_i \cdot \lambda_{i,j,k+1/2} \right) \Delta U_{i+1,j,k+1}^{n+1} + \left(-F_k \cdot F_i \cdot \lambda_{i,j,k+1/2} + F_k \cdot F_i \cdot \lambda_{i,j,k-1/2} \right) \Delta U_{i+1,j,k}^{n+1} + \left(F_k \cdot F_i \cdot \lambda_{i,j,k+1/2} - F_k \cdot F_i \cdot \lambda_{i,j,k-1/2} \right) \Delta U_{i-1,j,k}^{n+1} + \left(\frac{F_i \cdot F_k \cdot r_{i+1/2,j,k} \cdot G_{i+1/2,j,k}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_k \cdot F_i \cdot r_{i-1/2,j,k+1/2} \cdot G_{i-1/2,j,k}}{r_{i,j,k}} - \frac{F_k \cdot \lambda_{i,j,k+1/2}}{r_{i,j,k}} \right) \Delta U_{i,j,k+1}^{n+1} + \left(\frac{F_i \cdot F_k \cdot r_{i+1/2,j,k} \cdot G_{i+1/2,j,k}}{r_{i,j,k}} + F_k \cdot F_i \cdot \lambda_{i,j,k-1/2} \right) \Delta U_{i+1,j,k-1}^{n+1} + \left(\frac{F_i \cdot F_k \cdot r_{i+1/2,j,k} \cdot G_{i+1/2,j,k}}{r_{i,j,k}} - \frac{F_i \cdot F_k \cdot r_{i-1/2,j,k+1/2} \cdot G_{i-1/2,j,k}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_k \cdot \lambda_{i,j,k-1/2}}{r_{i,j,k}} \right) \Delta U_{i,j,k-1}^{n+1} + \left(\frac{F_i \cdot F_k \cdot r_{i-1/2,j,k} \cdot G_{i-1/2,j,k}}{r_{i,j,k}} + F_k \cdot F_i \cdot \lambda_{i,j,k+1/2} \right) \Delta U_{i-1,j,k+1}^{n+1} + \left(-\frac{F_i \cdot F_k \cdot r_{i-1/2,j,k} \cdot G_{i-1/2,j,k}}{r_{i,j,k}} - F_k \cdot F_i \cdot \lambda_{i,j,k-1/2} \right) \Delta U_{i,j,k-1}^{n+1}$$

$$\begin{aligned}
& + \left(\frac{F_k \cdot \lambda_{i,j,k+1/2}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_k \cdot \lambda_{i,j,k-1/2}}{r_{i,j,k}} \right) \Delta U r_{i,j,k}^{n+1} \\
& + \left(-\frac{F_k \cdot F_j \cdot G_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}} - \frac{F_k \cdot F_j \cdot G_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}} \right) \Delta U \theta_{i,j+1,k+1}^{n+1} \\
& + \left(-\frac{F_k \cdot F_j \cdot G_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_k \cdot F_j \cdot G_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}} \right) \Delta U \theta_{i,j,k+1}^{n+1} \\
& + \left(\frac{F_k \cdot F_j \cdot G_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_k \cdot F_j \cdot \lambda_{i,j,k-1/2}}{r_{i,j,k}} \right) \Delta U \theta_{i,j+1,k-1}^{n+1} \\
& + \left(\frac{F_k \cdot F_j \cdot G_{i,j+1/2,k}}{r_{i,j,k}} - \frac{F_k \cdot F_j \cdot G_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}} \right) \Delta U \theta_{i,j,k-1}^{n+1} \\
& + \left(\frac{F_k \cdot F_j \cdot G_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_k \cdot F_j \cdot \lambda_{i,j,k+1/2}}{r_{i,j,k}} \right) \Delta U \theta_{i,j-1,k+1}^{n+1} \\
& + \left(-\frac{F_k \cdot F_j \cdot G_{i,j-1/2,k}}{r_{i,j,k}} - \frac{F_k \cdot F_j \cdot G_{i,j,k-1/2}}{r_{i,j,k}} \right) \Delta U \theta_{i,j-1,k-1}^{n+1} \\
& + \left(-\frac{F_k \cdot F_j \cdot \lambda_{i,j,k+1/2}}{r_{i,j,k}} + \frac{F_k \cdot F_j \cdot \lambda_{i,j,k-1/2}}{r_{i,j,k}} \right) \Delta U \theta_{i,j+1,k}^{n+1} \\
& + \left(\frac{F_k \cdot F_j \cdot \lambda_{i,j,k+1/2}}{r_{i,j,k}} - \frac{F_k \cdot F_j \cdot \lambda_{i,j,k-1/2}}{r_{i,j,k}} \right) \Delta U \theta_{i,j-1,k}^{n+1} \\
& + F_k \cdot \beta_{bmi,j,k-1/2} \cdot \Delta P_{mi,j,k-1} - (F_k \cdot \beta_{bmi,j,k+1/2} - F_k \cdot \beta_{bmi,j,k-1/2}) \cdot \Delta P_{mi,j,k} \\
& - F_k \cdot \beta_{bmi,j,k+1/2} \cdot \Delta P_{mi,j,k+1} - F_k (\sigma_{zi,j,k+1}^o - \sigma_{zi,j,k-1}^o) - F_i (\tau_{rzi+1,j,k}^o - \tau_{rzi-1,j,k}^o) \\
& - \frac{F_j}{r_{i,j,k}} (\tau_{\theta zi,j+1,k}^o - \tau_{\theta zi,j-1,k}^o) - \frac{\tau_{rzi,j,k}^o}{r_{i,j,k}}
\end{aligned}$$

(E28)

APENDICE F. DISCRETIZACIÓN DE LAS CONDICIONES DE FRONTERA

F.1 CONDICIONES DE FRONTERA PARA EL MODELO DE FLUJO DE FLUIDOS

F.1.1 En dirección radial

Límite interno radial

§ Para la matriz

$$\left(\frac{\partial P_m}{\partial r} \right)_{1,j,k} = 0 \quad (F1)$$

$$\frac{P_{m2,j,k} - P_{m1,j,k}}{\Delta r_1} = 0 \quad (F2)$$

En forma de stencils

$$C_{m1,j,k} P_{m1,j,k}^{n+1} + E_{m1,j,k} P_{m2,j,k}^{n+1} = F_{m1,j,k} \quad (F3)$$

donde:

$$C_{m1,j,k} = -1 \quad (F4)$$

$$E_{m1,j,k} = 1 \quad (F5)$$

$$F_{m1,j,k} = 0 \quad (F6)$$

§ Para la fractura

$$\left(\frac{\partial P_f}{\partial r}\right)_{1,j,k} = 0 \quad (F7)$$

$$\frac{P_{f2,j,k} - P_{f1,j,k}}{\Delta r_1} = 0 \quad (F8)$$

En forma de stencils

$$C_{f1,j,k} P_{f1,j,k}^{n+1} + E_{f1,j,k} P_{f2,j,k}^{n+1} = F_{f1,j,k} \quad (F9)$$

donde:

$$C_{f1,j,k} = -1 \quad (F10)$$

$$E_{f1,j,k} = 1 \quad (F11)$$

$$F_{f1,j,k} = 0 \quad (F12)$$

Límite externo radial

§ Para la matriz

$$\left(\frac{\partial P_m}{\partial r}\right)_{nr,j,k} = 0 \quad (F13)$$

$$\frac{P_{mnr+1,j,k} - P_{mnr,j,k}}{\Delta r_{nr}} = 0 \quad (F14)$$

En forma de stencils

$$C_{mnr+1,j,k} P_{mnr+1,j,k}^{n+1} + W_{mnr+1,j,k} P_{mnr,j,k}^{n+1} = F_{mnr+1,j,k} \quad (\text{F15})$$

donde:

$$C_{mnr+1,j,k} = 1 \quad (\text{F16})$$

$$W_{mnr+1,j,k} = -1 \quad (\text{F17})$$

$$F_{mnr+1,j,k} = 0 \quad (\text{F18})$$

§ Para la fractura

$$\left(\frac{\partial P_f}{\partial r} \right)_{nr,j,k} = 0 \quad (\text{F19})$$

$$\frac{P_{fnr+1,j,k} - P_{fnr,j,k}}{\Delta r_{nr}} = 0 \quad (\text{F20})$$

En forma de stencils

$$C_{fnr+1,j,k} P_{fnr+1,j,k}^{n+1} + W_{fnr+1,j,k} P_{fnr,j,k}^{n+1} = F_{fnr+1,j,k} \quad (\text{F21})$$

donde:

$$C_{fnr+1,j,k} = 1 \quad (\text{F22})$$

$$W_{fnr+1,j,k} = -1 \quad (\text{F23})$$

$$F_{fnr+1,j,k} = 0 \quad (\text{F24})$$

F.1.2 En dirección tangencial

Para las condiciones de frontera de los desplazamientos en dirección tangencial, se utilizan las llamadas condiciones periódicas, Figura F1, según las cuales una variable en el nodo $j = 0$ (nodo ficticio) debe ser igual a la variable en el nodo $j = n\theta$ (nodo real), y una variable en el nodo $j = n\theta + 1$ (nodo ficticio) debe ser igual a la variable en el nodo $j = 1$ (nodo real). Estas condiciones aseguran la continuidad del yacimiento en dirección tangencial.

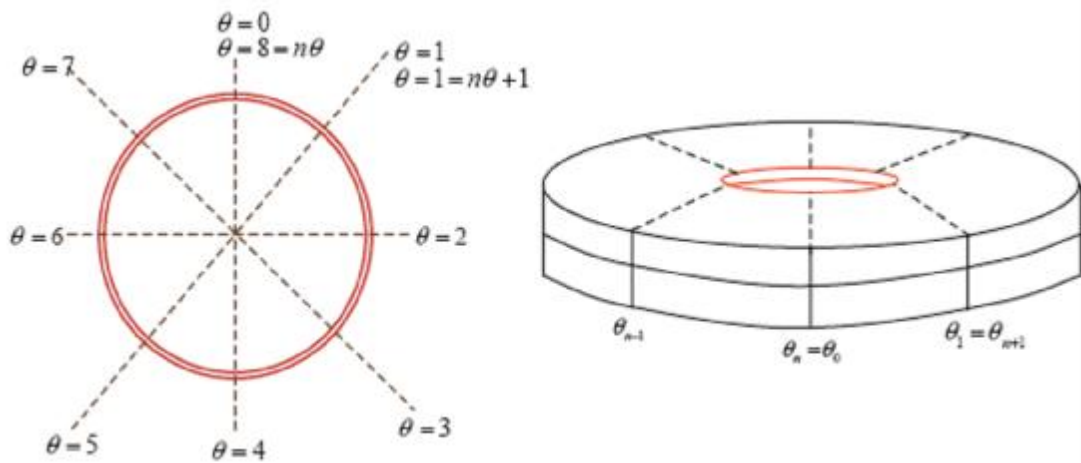


Figura F1. Representación gráfica de las condiciones periódicas

De acuerdo con lo anterior, se tiene.

§ Para la matriz (nodo 0)

$$P_m(i,0,k) = P_m(i,n\theta,k) \quad (F25)$$

$$P_{mi,0,k} = P_{mi,n\theta,k} \quad (F26)$$

En forma de stencils

$$C_{mi,0,k} P_{mi,0,k}^{n+1} = F_{mi,0,k} \quad (F27)$$

donde:

$$C_{mi,0,k} = 1 \quad (F28)$$

$$F_{mi,0,k} = P_{mi,n\theta,k}$$

§ Para la fractura (nodo 0)

$$P_f(i,0,k) = P_f(i,n\theta,k) \quad (F29)$$

$$P_{fi,0,k} = P_{fi,n\theta,k} \quad (F30)$$

En forma de stencils

$$C_{fi,0,k} P_{fi,0,k}^{n+1} = F_{fi,0,k} \quad (F31)$$

donde:

$$C_{fi,0,k} = 1 \quad (F32)$$

$$F_{fi,0,k} = P_{fi,n\theta,k} \quad (F33)$$

§ Para la matriz (nodo $n\theta + 1$)

$$P_m(i,n\theta + 1,k) = P_m(i,1,k) \quad (F34)$$

$$P_{mi,n\theta+1,k} = P_{mi,1,k} \quad (F35)$$

En forma de stencils

$$C_{mi,n\theta+1,k} P_{mi,n\theta+1,k}^{n+1} = F_{mi,n\theta+1,k} \quad (F36)$$

donde:

$$C_{mi,n\theta+1,k} = 1 \quad (F37)$$

$$F_{mi,n\theta+1,k} = P_{mi,1,k} \quad (F38)$$

§ Para la fractura (nodo $n\theta + 1$)

$$P_f(i,n\theta + 1,k) = P_f(i,1,k) \quad (F39)$$

$$P_{fi,n\theta+1,k} = P_{fi,1,k} \quad (F40)$$

En forma de stencils

$$C_{fi,n\theta+1,k} P_{fi,n\theta+1,k}^{n+1} = F_{fi,n\theta+1,k} \quad (F41)$$

donde:

$$C_{fi,n\theta+1,k} = 1 \quad (F42)$$

$$F_{fi,n\theta+1,k} = P_{fi,1,k} \quad (F43)$$

F.1.3 En dirección vertical

Límite vertical superior

§ Para la matriz

$$\left(\frac{\partial P_m}{\partial z} \right)_{i,j,1} = 0 \quad (F44)$$

$$\frac{P_{mi,j,2} - P_{mi,j,1}}{\Delta z_1} = 0 \quad (\text{F45})$$

En forma de stencils

$$C_{mi,j,1} P_{mi,j,1}^{n+1} + TC_{mi,j,1} P_{mi,j,2}^{n+1} = F_{mi,j,1} \quad (\text{F46})$$

donde:

$$C_{mi,j,1} = -1 \quad (\text{F47})$$

$$TC_{mi,j,1} = 1 \quad (\text{F48})$$

$$F_{mi,j,1} = 0 \quad (\text{F49})$$

§ Para la fractura

$$\left(\frac{\partial P_f}{\partial z} \right)_{i,j,1} = 0 \quad (\text{F50})$$

$$\frac{P_{fi,j,2} - P_{fi,j,1}}{\Delta z_1} = 0 \quad (\text{F51})$$

En forma de stencils

$$C_{fi,j,1} P_{fi,j,1}^{n+1} + TC_{fi,j,1} P_{fi,j,2}^{n+1} = F_{fi,j,1} \quad (\text{F52})$$

donde:

$$C_{fi,j,1} = -1 \quad (\text{F53})$$

$$TC_{fi,j,1} = 1 \quad (F54)$$

$$F_{fi,j,1} = 0 \quad (F55)$$

Límite vertical inferior

§ Para la matriz

$$\left(\frac{\partial P_m}{\partial z} \right)_{i,j,nz} = 0 \quad (F56)$$

$$\frac{P_{mi,j,nz+1} - P_{mi,j,nz}}{\Delta z_{nz}} = 0 \quad (F57)$$

En forma de stencils

$$C_{mi,j,nz+1} P_{mi,j,nz+1}^{n+1} + BC_{mi,j,nz+1} P_{mi,j,nz}^{n+1} = F_{m,i,j,nz+1} \quad (F58)$$

donde:

$$C_{mi,j,nz+1} = 1 \quad (F59)$$

$$BC_{mi,j,nz+1} = -1 \quad (F60)$$

$$F_{mi,j,nz+1} = 0 \quad (F61)$$

§ Para la fractura

$$\left(\frac{\partial P_f}{\partial z} \right)_{i,j,nz} = 0 \quad (F62)$$

$$\frac{P_{f_i,j,nz+1} - P_{f_i,j,nz}}{\Delta z_{nz}} = 0 \quad (\text{F63})$$

En forma de stencils

$$C_{f_i,j,nz+1} P_{f_i,j,nz+1}^{n+1} + BC_{f_i,j,nz+1} P_{f_i,j,nz}^{n+1} = F_{f_i,j,nz+1} \quad (\text{F64})$$

donde:

$$C_{f_i,j,nz+1} = 1 \quad (\text{F65})$$

$$BC_{f_i,j,nz+1} = -1 \quad (\text{F66})$$

$$F_{f_i,j,nz+1} = 0 \quad (\text{F67})$$

F.2 CONDICIONES DE FRONTERA PARA EL MODELO DE DEFORMACIÓN GEOMECÁNICA

F.2.1 Condición de frontera interna y externa en dirección radial

Límite interno radial

§ Para ΔU_r

$$\Delta U_r(1,j,k) = 0 \quad (\text{F68})$$

En forma de stencils

$$C_{r1,j,k} \Delta U_{r1,j,k} = F_{r1,j,k} \quad (\text{F69})$$

donde:

$$C_{r1,j,k} = 1 \quad (F70)$$

$$F_{r1,j,k} = 0 \quad (F71)$$

§ Para ΔU_θ

$$\Delta U_\theta(1,j,k) = 0 \quad (F72)$$

En forma de stencils

$$C_{\theta1,j,k} \Delta U_{\theta1,j,k} = F_{\theta1,j,k} \quad (F73)$$

donde:

$$C_{\theta1,j,k} = 1 \quad (F74)$$

$$F_{\theta1,j,k} = 0 \quad (F75)$$

§ Para ΔU_z

$$\Delta U_z(1,j,k) = 0 \quad (F76)$$

En forma de stencils

$$C_{z1,j,k} \Delta U_{z1,j,k} = F_{z1,j,k} \quad (F77)$$

donde:

$$C_{z1,j,k} = 1 \quad (F78)$$

$$F_{z1,j,k} = 0 \quad (F79)$$

Límite externo radial

§ Para ΔU_r

$$\Delta U_r(nr, j, k) = 0 \quad (F80)$$

En forma de stencils

$$C_{rnr,j,k} \Delta U_{rnr,j,k} = F_{rnr,j,k} \quad (F81)$$

donde:

$$C_{rnr,j,k} = 1 \quad (F82)$$

$$\Delta U_\theta(i, j, 1) = 0 \quad (F83)$$

§ Para ΔU_θ

$$\Delta U_\theta(nr, j, k) = 0 \quad (F84)$$

En forma de stencils

$$C_{\theta nr,j,k} \Delta U_{\theta nr,j,k} = F_{\theta nr,j,k} \quad (F85)$$

donde:

$$C_{\theta nr,j,k} = 1 \quad (F86)$$

$$F_{\theta nr,j,k} = 0 \quad (F87)$$

§ Para ΔU_z

$$\Delta U_z(nr,j,k) = 0 \quad (F88)$$

En forma de stencils

$$C_{znr,j,k} \Delta U_{znr,j,k} = F_{znr,j,k} \quad (F89)$$

donde:

$$C_{znr,j,k} = 1 \quad (F90)$$

$$F_{znr,j,k} = 0 \quad (F91)$$

F.2.2 En dirección tangencial

Aplican las condiciones periodicas; descritas en F.1.2

§ Para ΔU_r (nodo 0)

$$\Delta U_r(i,0,k) = \Delta U_r(i,n\theta,k) \quad (F92)$$

En forma de stencils

$$C_{ri,0,k} \Delta U_{ri,0,k} = F_{ri,0,k} \quad (F93)$$

donde:

$$C_{ri,0,k} = 1 \quad (F94)$$

$$F_{ri,0,k} = \Delta U_{ri,n\theta,k} \quad (\text{F95})$$

§ Para ΔU_θ (nodo 0)

$$\Delta U_\theta(i,0,k) = \Delta U_\theta(i,n\theta,k) \quad (\text{F96})$$

En forma de stencils

$$C_{\theta i,0,k} \Delta U_{\theta i,0,k} = F_{\theta i,0,k} \quad (\text{F97})$$

$$C_{\theta i,0,k} = 1 \quad (\text{F98})$$

$$F_{\theta i,0,k} = \Delta U_{\theta i,n\theta,k} \quad (\text{F99})$$

§ Para ΔU_z (nodo 0)

$$\Delta U_z(i,0,k) = \Delta U_z(i,n\theta,k) \quad (\text{F100})$$

En forma de stencils

$$C_{zi,0,k} \Delta U_{zi,0,k} = F_{zi,0,k} \quad (\text{F101})$$

donde:

$$C_{zi,0,k} = 1 \quad (\text{F102})$$

$$F_{zi,0,k} = \Delta U_{zi,n\theta,k} \quad (\text{F103})$$

§ Para ΔU_r (nodo $n\theta + 1$)

$$\Delta U_r(i, n\theta + 1, k) = \Delta U_r(i, 1, k) \quad (\text{F104})$$

En forma de stencils

$$C_{r_i, n\theta+1, k} \Delta U_{r_i, n\theta+1, k} = F_{r_i, n\theta+1, k} \quad (\text{F105})$$

donde:

$$C_{r_i, n\theta+1, k} = 1 \quad (\text{F106})$$

$$F_{r_i, n\theta+1, k} = \Delta U_{r_i, 1, k} \quad (\text{F107})$$

§ Para ΔU_θ (nodo $n\theta + 1$)

$$\Delta U_\theta(i, n\theta + 1, k) = \Delta U_\theta(i, 1, k) \quad (\text{F108})$$

En forma de stencils

$$C_{\theta_i, n\theta+1, k} \Delta U_{\theta_i, n\theta+1, k} = F_{\theta_i, n\theta+1, k} \quad (\text{F109})$$

donde:

$$C_{\theta_i, n\theta+1, k} = 1 \quad (\text{F110})$$

$$F_{\theta_i, n\theta+1, k} = \Delta U_{\theta_i, 1, k} \quad (\text{F111})$$

§ Para ΔU_z (nodo $n\theta + 1$)

$$\Delta U_z(i, n\theta + 1, k) = \Delta U_z(i, 1, k) \quad (\text{F112})$$

En forma de stencils

$$C_{z_i, n\theta+1, k} \Delta U_{z_i, n\theta+1, k} = F_{z_i, n\theta+1, k} \quad (\text{F113})$$

donde:

$$C_{z_i, n\theta+1, k} = 1 \quad (\text{F114})$$

$$F_{z_i, n\theta+1, k} = \Delta U_{z_i, 1, k} \quad (\text{F115})$$

F.2.3 En dirección vertical

Límite vertical superior

§ Para ΔU_r

$$\Delta U_r(i, j, 1) = 0 \quad (\text{F116})$$

En forma de stencils

$$C_{r_i, j, 1} \Delta U_{r_i, j, 1} = F_{r_i, j, 1} \quad (\text{F117})$$

donde:

$$C_{r_i, j, 1} = 1 \quad (\text{F118})$$

$$F_{r_i, j, 1} = 0 \quad (\text{F119})$$

§ Para ΔU_θ

$$\Delta U_{\theta}(i, j, 1) = 0 \quad (\text{F120})$$

En forma de stencils

$$C_{\theta i, j, 1} \Delta U_{\theta i, j, 1} = F_{\theta i, j, 1} \quad (\text{F121})$$

donde:

$$C_{\theta i, j, 1} = 1 \quad (\text{F122})$$

$$F_{\theta i, j, 1} = 0 \quad (\text{F123})$$

§ Para ΔU_z

$$\Delta U_z(i, j, 1) = 0 \quad (\text{F124})$$

En forma de stencils

$$C_{z i, j, 1} \Delta U_{z i, j, 1} = F_{z i, j, 1} \quad (\text{F125})$$

donde:

$$C_{z i, j, 1} = 1 \quad (\text{F126})$$

$$F_{z i, j, 1} = 0 \quad (\text{F127})$$

Límite vertical inferior

§ Para ΔU_r

$$\Delta U_r(i, j, n_z) = 0 \quad (\text{F128})$$

En forma de stencils

$$C_{ri,j,nz} \Delta U_{ri,j,nz} = F_{ri,j,nz} \quad (\text{F129})$$

donde:

$$C_{ri,j,nz} = 1 \quad (\text{F130})$$

$$F_{ri,j,nz} = 0 \quad (\text{F131})$$

§ Para ΔU_θ

$$\Delta U_\theta(i, j, nz) = 0 \quad (\text{F132})$$

En forma de stencils

$$C_{\theta i,j,nz} \Delta U_{\theta i,j,nz} = F_{\theta i,j,nz} \quad (\text{F133})$$

donde:

$$C_{\theta i,j,nz} = 1 \quad (\text{F134})$$

$$F_{\theta i,j,nz} = 0 \quad (\text{F135})$$

§ Para ΔU_r

$$\Delta U_z(i, j, nz) = 0 \quad (\text{F136})$$

En forma de stencils

$$C_{z_i,j,nz} \Delta U_{z_i,j,nz} = F_{z_i,j,nz} \quad (\text{F137})$$

donde:

$$C_{z_i,j,nz} = 1 \quad (\text{F138})$$

$$F_{z_i,j,nz} = 0 \quad (\text{F139})$$

**APENDICE G. CORRELACIÓN ESTRATIGRAFICA E INTERVALOS
CORAZONADOS Y FRACTURADOS DE LA FORMACIÓN MIRADOR PARA LOS
POZOS BUCA1, BUCA2, BUCA3.**

**APENDICE H. REGISTRO DE DESCRIPCION DE FRACTURAS NATURALES DE
LA FORMACIÓN MIRADOR MOSTRANDO CORRELACIÓN DE PÉRDIDAS DE
LODO**

**APENDICE I. TABLA DE RESUMEN DE LAS FORMACIONES Y AMBIENTES
QUE SE PRESENTAN EN EL CAMPO CUIAGUA**

