

**DETERMINACION DE LA RESISTENCIA COMPRESIVA NO CONFINADA (UCS)
DE LA ROCA A PARTIR DE PARÁMETROS DE PERFORACIÓN, UNA
APLICACIÓN EN EL PIEDEMONTE COLOMBIANO**

DAVID HUMBERTO CARRILLO GARCÍA

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

2006

**DETERMINACION DE LA RESISTENCIA COMPRESIVA NO CONFINADA (UCS)
DE LA ROCA A PARTIR DE PARÁMETROS DE PERFORACIÓN, UNA
APLICACIÓN EN EL PIEDEMONTE COLOMBIANO**

DAVID HUMBERTO CARRILLO GARCÍA

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

Directores:

Msc. Fernando Calvete Msc.

Docente UIS

Msc. José Humberto Cantillo

Líder Proyecto Geomecánica y YNF (ICP)

Msc. Néstor Fernando Saavedra

Director Investigaciones ICP

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

2006

Agradecimientos

A mi alma mater la Universidad Industrial de Santander por la formación académica recibida, ha sido un honor ser estudiante UIS.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos y sus profesores por el conocimiento técnico adquirido.

Al instituto Colombiano del Petróleo, a los ingenieros José H. Cantillo y Néstor F. Saavedra por su colaboración, confianza y soporte en el desarrollo de esta tesis.

Al grupo de investigación en estabilidad de pozos, al geólogo Darwin Mateus y demás compañeros del grupo, por compartir su conocimiento y experiencia conmigo.

Al profesor Fernando Calvete por su confianza y oportuna ayuda.

Al doctor Gildardo Osorio por sus sugerencias y orientación.

A todos lo que de una forma u otra aportaron su grano de arena en el desarrollo de este trabajo.

Dedicatoria

A Dios por darme la vida y por permitirme vivir tantas experiencias enriquecedoras a nivel espiritual y personal.

Al maestro Jesús de Nazareth, por brindarme consuelo, paz y esperanza en el momento en que mas lo necesitaba.

A mis padres Augusto y Luz Marina, por su paciencia, apoyo, sacrificio, ejemplo y amor, gracias por inculcarme el amor al estudio.

A mis hermanos Leonardo, Mauricio, Stefany y Jacobo por su compañía y respaldo.

A mi amigo del alma Mauricio Angarita, por tantos años de amistad que ni la distancia ha logrado debilitar.

A mi gran amigo Manuel García, por todas aquellas ocasiones donde estuve a punto de rendirme y con sus palabras de ánimo me hizo recobrar el valor y el espíritu de lucha.

A todos mis amigos, a todos lo que compartieron conmigo esta etapa de mi vida, a todos aquellos que confiaron en mí, a todos los que al igual que yo, creen firmemente que la verdadera esencia de la vida radica en el amor y la amistad sincera.

A un amigo muy especial, a mi espíritu guía, gracias por tu inmenso amor por mi, tu permanente protección y compañía.

TITULO: DETERMINACION DE LA RESISTENCIA COMPRESIVA NO CONFINADA (UCS) DE LA ROCA A PARTIR DE PARÁMETROS DE PERFORACIÓN, UNA APLICACIÓN EN EL PIEDEMONTA COLOMBIANO.

AUTOR: DAVID HUMBERTO CARRILLO GARCIA¹

Palabras claves: Perforación, Geomecánica, Estabilidad de pozo, Resistencia de la roca, Parámetros de perforación.

RESUMEN

Los problemas de inestabilidad de pozos en el piedemonte llanero han representado grandes pérdidas de tiempo y aumento en los costos de operación. Por esta razón es necesario conocer las propiedades mecánicas de la roca como herramienta primordial en la prevención y reducción de estos problemas. Conociendo la resistencia compresiva no confinada (UCS por sus siglas en inglés) de las formaciones geológicas perforadas de una manera detallada y confiable, se pueden realizar análisis de estabilidad en tiempo real que permiten tomar decisiones en el sitio de la operación que ayuden a prevenir los problemas de inestabilidad y los costos adicionales que estos implican. El uso de los parámetros de perforación en la predicción del UCS de las rocas constituye una herramienta muy útil debido a su impacto económico (bajo costo) y fácil aplicación; inicialmente se hace una recopilación de los principales modelos matemáticos existentes en la literatura que relacionan los parámetros operacionales del proceso de perforación con la resistencias de las rocas, posteriormente se hace una comparación de los mismos y se selecciona aquel que se ajusta más a las condiciones de la zona analizada (Piedemonte Llanero Colombiano), a continuación se hace la modificación del modelo con base en los resultados obtenidos con el análisis de sensibilidad del mismo, posteriormente se lleva a cabo la calibración y ajuste de dicho modelo de acuerdo a las sugerencias dadas por el autor de la ecuación original. Finalmente, se hace una aplicación del modelo modificado y calibrado en pozos de la zona objeto de estudio, los resultados se validarán con mediciones de UCS hechas en laboratorio y resultados obtenidos con otras metodologías aplicadas actualmente como el uso de correlaciones en función de registros eléctricos

¹ Escuela de Ing. de Petróleos. Facultad de Ingenierías Físico Químicas

TITLE: DETERMINATION OF THE UNCONFINED COMPRESSIVE STRENGTH FROM DRILLING PARAMETERS, AN APPLICATION ON THE COLOMBIAN FOOTHILL.

AUTHORS: DAVID HUMBERTO CARRILLO GARCIA¹

Keywords: Drilling, Geomechanics, Wellbore stability, Rock strength, Drilling parameters.

ABSTRACT

Wellbore instability in the foothills of the Andes proved a driller's nightmare with mechanical stability problems causing stuck pipe, damaged casings and sidetracks. These problems represent BP expending 10% of the borehole cost in coping with bad holes, increased average rig time and lower productivity levels. One of the key parameters for evaluating stability is the knowledge of the rock strength, in this particular case the unconfined compressive strength (UCS). The prediction of this rock property from drilling parameters have so many advantages, the most important is its low cost, also the possibility for estimating the UCS of the rocks in real time. Initially, a compilation of the most important models that relationship the rock strength with the drilling parameters was made, later was chosen the equation that had the nearest behavior at the conditions of the area of interest. Once selected the base model, this was modified after a sensitivity analysis and calibrated following the equation author's suggestions and applied in wells of the studied zone (Colombian Foothill) to calculate the UCS of the formations Mirador, Los Cuervos, Barco and Guadalupe; the results were validated comparing them with real UCS measurements and also with the results obtained with the correlations in function of electrical logs.

¹ Petroleum engineering school.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	13
1. GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO	17
1.1 Reseña Histórica	17
1.1.1 Perforación Rotatoria	18
1.1.2 Desarrollo de la Tecnología	18
1.2 Logística de Perforación	20
1.2.1 Localización de Trampas	20
1.2.2 Tipo de Pozo a Perforar	20
1.3 El equipo de Perforación	21
1.3.1 Introducción	21
1.3.2 La Operación en Breve	21
1.3.3 La Broca	22
1.3.4 la Sarta de Perforación	22
1.3.4.1 Los Collares	23
1.3.4.2 Tubería de Perforación	23
1.3.5 El Cuadrante	23
1.3.6 Mesa Rotatoria	24
1.3.7 Unión Giratoria	24
1.3.8 El Polipasto	24
1.3.9 Torre de Perforación	25
1.4 Parámetros de Perforación	27
2. GENERALIDADES DE LAS BROCAS DE PERFORACIÓN	31
2.1 Introducción	31
2.2 Brocas de Perforación	31
2.3 Tipos de Brocas	32
2.3.1 Brocas Triconicas	34
2.3.2 Brocas Compactas (PDC)	40
2.3.2.1 Diamante Natural	41
2.3.2.2 Chipmaster	42
2.3.2.3 Escariador	43
2.4 Influencia de las Formaciones en el Diseño de las Brocas	43
2.5 Desgaste de la Broca	44
2.6 Evaluación de las Brocas Usadas	44
2.7 Programa de Brocas	45
2.8 Cuando se cambia la Broca	46
3. GENERALIDADES DE LA GEOMECANICA APLICADA EN LA ESTABILIDAD DE POZOS	47
3.1 La Geomecánica en la Estabilidad de Pozos	47

3.1.1 Antecedentes- Contexto Histórico	48
3.1.2 Problemas Asociados a la Inestabilidad de Pozos y sus Causas	49
3.1.3 Impacto (Costos)	52
3.1.4 Soluciones	53
4. PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS	55
4.1 Parámetros Elásticos	56
4.1.1 Elasticidad Lineal y Elasticidad no Lineal	56
4.1.2 Definición de Esfuerzo	59
4.1.3 Definición de Deformación	60
4.1.4 Módulos Elásticos	62
4.2 Propiedades Mecánicas a Partir de Pruebas de Laboratorio	67
4.2.1 Generalidades	67
4.2.2 Tipos de Pruebas de Laboratorio.	68
4.2.3 Pruebas de Resistencia a la Compresión	69
4.2.4 Pruebas de Resistencia a la Tensión	77
5. EVALUACIÓN TECNICA DEL USO DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN PARA DETERMINAR EL UCS DE LAS ROCAS	80
5.1 Justificación	80
6. DESCRIPCION GEOLOGICA DEL PIEDEMONTE LLANERO	86
6.1 Localización	86
6.2 Generalidades de la Cuenca	87
6.3 Estratigrafía	89
6.4 Geología Estructural	104
6.6 Geología Estructural de Cupiagua	110
7. RELACION ENTRE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN Y LA RESISTENCIA DE LAS ROCAS	113
7.1 Generalidades	113
7.2 Factores que Afectan la Rata de Penetración	114
7.2.1 Esfuerzos in-situ	115
7.2.1.1 Esfuerzo Vertical	115
7.2.1.2 Esfuerzo Horizontal Mínimo	117
7.2.1.3 Esfuerzo Horizontal Máximo	118
7.2.2 Presión de Poro	121
7.3 Breve Estado del Arte de los Modelos Matemáticos Publicados en la Literatura que Relacionan Parámetros de Perforación con la Resistencia de las Rocas.	123
7.3.1 Comentarios	123
7.3.2. La “Limpieza Perfecta”, Teoría de Perforación Rotatoria (W.C. Maurer-1962)	125
7.3.2.1 Formación del Cráter	125
7.3.2.2 Formula de la Rata de Penetración	126

7.3.3 Una Aproximación Empírica Para Relacionar Parámetros de Perforación (R.A. Cunningham-1978)	130
7.3.3.1 Resistencia a la perforación de la Roca	131
7.3.3.2 Presiones en el Fondo del Pozo	133
7.3.4 Modelo de Perforación para Brocas de Formaciones Suaves (T.M. Warren-1981)	135
7.3.4.1 Mediciones Experimentales del Rendimiento de la Broca	136
7.3.4.2 Desarrollo del Modelo de la rata de Penetración	138
7.3.5 Respuesta de la Rata de Penetración de Brocas Rotatorias Como Una Función de la Propiedades de la Roca y la Profundidad del Pozo (B.H. Walker-1986)	139
7.3.5.1 Procedimiento de la Prueba de Perforación	140
7.3.6 Modelo de Perforación de la Limpieza Imperfecta (T.M. Warren-1987)	144
7.3.6.1 Desarrollo del Modelo	145
7.3.6.2 Control del ROP Mediante la Remoción de Ripios	146
7.3.6.3 Energía Hidráulica en la Cara de la Broca	147
7.3.6.4 Modelo de Limpieza Imperfecta	148
7.3.7 Un Modelo de perforación que Considera la Ductilidad de la Roca y el Coeficiente de Desplazamiento del Cono de la Broca. (W.J. Winters, T.M. Warren-1987)	149
7.3.7.1 Generación de un registro de resistencia de la roca.	153
7.4 Algunos Comentarios Generales Respecto a los Modelos que Relacionan los Parámetros de Perforación con la Resistencia de las Rocas y la Aplicación de los Mismos.	154

8. APLICACIÓN INICIAL DE LOS MODELOS EN LA ZONA DE INTERES Y SELECCIÓN DEL MODELO BASE

8.1 Generalidades	157
8.2 Resistencia de la Roca en Función de los Parámetros de Perforación	158
8.3 Resultados Obtenidos Inicialmente en el Pozo Buca 3	163

9. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD, MODIFICACION, CALIBRACIÓN Y AJUSTE DE LA ECUACIÓN DE WARREN AL ESCENARIO GEOLOGICO Y LAS CONDICIONES OPERACIONALES DEL CAMPO BUCA

9.1 Análisis de Sensibilidad de la Ecuación de Warren	168
9.2 Modificación de la Ecuación de Warren	173
9.3 Calibración y Ajuste de La Ecuación de Warren al Escenario Geológico y las Condiciones Operacionales del Campo Buca	175

10. APLICACIÓN DE LA ECUACIÓN DE WARREN MODIFICADA CON LOS COEFICIENTES DE LA BROCA SEGÚN LA LITOLOGIA EN POZOS DE LA ZONA DE ESTUDIO

10.1 Pozos Seleccionados	182
10.2 Aplicación en los Pozos Seleccionados	183
10.2.1 Aplicación en el Pozo Buca 1	183
10.2.1.1 Análisis de los Resultados Obtenidos en el Pozo Buca 1	189

10.2.2 Aplicación en el Pozo Buca 3	190
10.2.2.1 Análisis de los Resultados Obtenidos en el Pozo Buca 3	196
10.2.3 Aplicación en el Pozo Gir 1	198
10.2.3.1 Análisis de los Resultados Obtenidos en el Pozo Gir 1	204
10.3 Comparación de los Resultados Obtenidos con la Ecuación de Warren Modificada y el Software AGE en los Pozos Buca 1 y Buca 3.	207
10.3.1 Generalidades del software AGE	207
10.3.2 Calculo del UCS en el software AGE	207
10.3.3 Comparación de los Resultados Obtenidos con la Ecuación de Warren Modificada y el Software AGE	210
10.3.3.1 Análisis de los Resultados	212
11. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	213
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	215

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clases de brocas triconicas de acuerdo de acuerdo al tipo de formación a perforar.	39
Tabla 2. Tipos de brocas pdc.	41
Tabla 3. Equivalencia entre los módulos E, G, K, λ y ν de un sólido isotrópico	66
Tabla 4. Efectos promedio modelo Geomecánico Estadístico 1.	82
Tabla 5. Efectos promedio modelo Geomecánico Estadístico 2	83
Tabla 6. Carta de Correlación Estrat. de la Cuenca de los Llanos Orientales.	90
Tabla 7. Variables registradas en el equipo de perforación a escala completa por T.M. Warren.	138
Tabla 8. Propiedades de los lodos utilizados durante la prueba de perforación realizada por B.H. Walker de acuerdo al tipo de roca probada.	141
Tabla 9. Variables Independientes recopiladas en las pruebas de perforación por B.H. Walker.	143
Tabla 10. Propiedades de lodo utilizadas en las pruebas de perforación por el autor T.M. Warren.	146
Tabla 11. Valores de UCS medidos en núcleos de las formaciones productoras del campo Buca.	158
Tabla 12. Constantes de diseño de la broca utilizadas en la aplicación inicial.	164
Tabla 13. Valores utilizados durante el análisis de sensibilidad de la ecuación de Warren.	169
Tabla 14. Valores de las pendiente obtenidas para cada una de las variables estudiadas en el análisis de sensibilidad de la ecuación de Warren.	171
Tabla 15. Orden del grado de influencia de cada uno de los parámetros considerados en la ecuación de Warren.	172
Tabla 16. Parámetros de perforación utilizados en el cálculo de los coeficientes de la broca para las areniscas del campo Buca.	177
Tabla 17. Parámetros de perforación utilizados en el cálculo de los coeficientes de la broca para las arcillas del campo Buca.	177

Tabla 18. Datos de UCS medidos en muestras de roca del campo Buca y usados en el cálculo de los coeficientes de la broca para las areniscas del mismo campo.	177
Tabla 19. Datos de UCS medidos en muestras de roca del campo Gir y usados en el cálculo de los coeficientes de la broca para la formación Los Cuervos.	178
Tabla 20. Calculo del coeficiente a usando la ecuación de Cunnigham	179
Tabla 21. Coeficientes de la broca calculados según la litología.	181
Tabla 22. Valores de ductilidad utilizados en las formaciones analizadas del pozo Buca 1	185
Tabla 23. Topes de las formaciones analizadas en el pozo Buca 1	186
Tabla 24. Comparación de los resultados obtenidos con la ecuación de Warren modificada y los valores de UCS medidos en laboratorio del pozo Buca 1	189
Tabla 25. Valores de ductilidad utilizados en las formaciones analizadas del pozo Buca 3	193
Tabla 26. Topes de las formaciones analizadas en el pozo Buca 3	193
Tabla 27. Comparación del resultado obtenido a profundidad con la ecuación de Warren modificada y el valor de UCS medido en laboratorio del pozo Buca 3.	196
Tabla 28, Valores de UCS medidos en muestras de roca del pozo Gir 1	199
Tabla 29. Valores de ductilidad utilizados en las formaciones analizadas del pozo Gir 1	201
Tabla 30. Topes de las formaciones analizadas en el pozo Gir 1	202
Tabla 31. Comparación de los resultados obtenidos con la ecuación de Warren modificada y el valor de UCS medido en laboratorio del pozo Gir 1	205

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema general de una torre de perforación.	26
Figura 2. Vista en Planta de una Torre de Perforación	27
Figura 3. Esquema general de una broca triconica	35
Figura 4. Espaciamiento de los conos para perforar formaciones suaves	36
Figura 5. Espaciamiento de los conos para perforar formaciones duras	36
Figura 6. Partes de una broca	37
Figura 7. Vista de la boquilla de una broca	37
Figura 8. Brocas triconicas de dientes de acero y carburo de tungsteno	38
Figura 9. Vista general de los diferentes tipos de brocas triconicas	39
Figura 10. Vista general de los dientes o insertos de la broca	40
Figura 11. Muestra de una broca pdc de diamante natural	41
Figura 12. Muestra de una broca pdc chipmaster	42
Figura 13. Otros tipos de brocas pdc	43
Figura 14. Relaciones esfuerzo – deformación	57
Figura 15. Definición de esfuerzo	59
Figura 16. Deformación longitudinal	61
Figura 17. Deformación de cizalladura	62
Figura 18. Aplicación para el módulo de Young y la relación de Poisson	63
Figura 19. Métodos para calcular módulo de Young y relación de Poisson	65
Figura 20. Método para calcular módulo de Bulk o volumétrico	66
Figura 21. Efecto de la relación longitud/diámetro en el cálculo de la resistencia a la compresión uniaxial de la roca	68
Figura 22. Tipos de pruebas de compresión en rocas	69
Figura 23. Prueba de compresión sin confinar	70
Figura 24. Características de una muestra de roca	71
Figura 25. Curva esfuerzo Vs. Deformación en una prueba uniaxial	72
Figura 26. Dibujo esquemático del laboratorio de mecánica de rocas	73

Figura 27. Bosquejo del principio de la celda triaxial	73
Figura 28. Prueba de compresión triaxial	74
Figura 29. Típica prueba de la presión de confinamiento sobre la forma del esfuerzo diferencial Vs la curva de deformación axial	75
Figura 30. Comportamiento típico frágil	76
Figura 31. Comportamiento típico cuando la presión de confinamiento esta dentro del rango que caracteriza la transición entre el comportamiento frágil a dúctil	76
Figura 32. Comportamiento dúctil típico de una roca a cierto nivel de presión de confinamiento	77
Figura 33. Prueba brasilera	78
Figura 34. Prueba de punto de carga	79
Figura 35. Efectos promedio modelo Geomecánico Estadístico 1	82
Figura 36. Efectos promedio modelo Geomecánico Estadístico 2	83
Figura 37. Mapa de ubicación de la cuenca del piedemonte llanero	87
Figura 38. Esquema tectónico regional del Nor-occidente de Suramérica	88
Figura. 39. Columna Estratigráfica Generalizada	91
Figura 40. Ambiente de depositación de la Formación Une	92
Figura 41. Ambientes de depositación de la F. Gacheta	93
Figura 42. Ambiente de depositación de la formación Guadalupe	94
Figura 43. Interpretación Ambiental y Estratigráfica de la Formación Guadalupe	94
Figura 44. Modelo de ambiente de depositación de la Formación Barco	95
Figura 45. Interpretación Ambiental y Estratigráfica de la Formación Barco	96
Figura 46. Modelo de depositación de la formación Cuervos	97
Figura 47. Modelo de ambiente depositación de la formación Mirador inferior	98
Figura 48. Interpretación Ambiental y Estratigráfica de la formación Mirador	99
Figura 49. Ambiente de depositación de la F. Carbonera	100
Figura 50. Modelo de ambiente de depositación de la Formación León	103
Figura 51. Modelo de ambiente de depositación de la Formación Guayabo	104
Figura 52. Sección estructural esquemática representando los diferentes estilos estructurales del Piedemonte Llanero	105
Figura 53. Mapa estructural del tren de algunos campos en el piedemonte	106

Figura 54. Restauración esquemática mostrando los diferentes tipos de estructuras y su posición con respecto a la cuenca	107
Figura 55. Sección estructural y línea sísmica interpretada a lo largo de la estructura de Cusiana	108
Figura 56. Sección estructural y línea sísmica interpretada a lo largo de la estructura de Cupiagua	109
Figura 57. Sección estructural y línea sísmica interpretada a lo largo de las estructuras del Piedemonte, Pauto, Floreña y El Morro	110
Figura 58. Plano Inclinado de Tiempo y Rumbo	111
Figura 59. Línea Sísmica al norte de la estructura	112
Figura 60. Determinación del gradiente de esfuerzo vertical	117
Figura 61. Diagrama genérico de una prueba LOT	118
Figura 62. Variación de la ductilidad con la profundidad según la litología	121
Figura 63. Mecanismo de Formación del Cráter en la Roca	124
Figura 64. Resistencia a la Perforación de la Roca vs. El Parámetro Adimensional "a".	130
Figura 65. ROP vs. Presión Diferencial.	131
Figura 66. Comparación de las ROP Predichas Por Algunos Modelos de Perforación Con los Datos Experimentales Obtenidos Por T.M. Warren	134
Figura 67 Equipo de Perforación a Escala Completa Con Estructura Similar al Utilizado por el Autor T.M. Warren en la Recolección de Datos para Desarrollar el Modelo de Perforación para Brocas de Formaciones Suaves	135
Figura 68 Desplazamiento del cono de la broca al entrar en contacto con la roca	151
Figura 69. Perfil de peso sobre la broca (WOB) del pozo Buca 3	163
Figura 70. Perfil de revoluciones por minuto de la broca (RPM) del pozo Buca 3	163
Figura 71. Perfiles de UCS generados inicialmente para el pozo Buca 3 con los diferentes modelos encontrados en la literatura en las formaciones Mirador	164
Figura 72. Diagrama de arañas obtenido para la ecuación de Warren mediante el análisis de sensibilidad	168
Figura 73. Comparación de los resultados obtenidos con la ecuación de Warren original y modificada en el pozo Buca 3	173

Figura 74. Perfil de ROP medido durante la perforación del pozo Buca 1	182
Figura 75. Perfil de RPM medido durante la perforación del pozo Buca 1	182
Figura 76. Perfil de WOB medido durante la perforación del pozo Buca 1	183
Figura 77. Perfiles de UCS calculados para el pozo Buca 1 con la ecuación de Warren modificada	185
Figura 78. Comparación del perfil de UCS calculado para el pozo Buca 1 con el registro de densidad del mismo pozo	186
Figura 79. Comparación del perfil de UCS calculado para el pozo Buca 1 con el registro sonico del mismo pozo	186
Figura 80. Perfil de ROP medido durante la perforación del pozo Buca 3	189
Figura 81. Perfil de WOB medido durante la perforación del pozo Buca 3	190
Figura 82. Perfil de RPM medido durante la perforación del pozo Buca 3.	190
Figura 83. Perfiles de UCS calculado para el pozo Buca 3 con la ecuación de Warren modificada	193
Figura 84. Comparación del perfil de UCS calculado para el pozo Buca 3 con el registro RHOB del mismo pozo	194
Figura 85. Comparación del perfil de UCS calculado para el pozo Buca 3 con el registro sonico del mismo pozo	194
Figura 86. Perfil de ROP medido durante la perforación del pozo Gir 1	199
Figura 87. Perfil de RPM medido durante la perforación del pozo Gir 1	199
Figura 88. Perfil de WOB medido durante la perforación del pozo Gir 1	200
Figura 89. Perfiles de UCS calculado para el pozo Gir 1 con la ecuación de Warren modificada	202
Figura 90. Comparación del perfil de UCS calculado para el pozo Gir 1 con el registro sonico del mismo pozo	203
Figura 91. Pantallazo de la ventana que la herramienta AGE genera al momento de calcular el UCS de las rocas	207
Figura 92. Perfiles de UCS dinámico generados a partir de registros eléctricos en los pozos Buca 1 y 3 con los valores de UCS medidos en laboratorio	208
Figura 93. Perfiles de UCS dinámico calibrados en los pozos Buca 1 y 3 comparado con los valores de UCS medidos en laboratorio	208

Figura 94. Comparación de los perfiles de UCS obtenidos con la ecuación de Warren modificada, el Software AGE y datos de laboratorio del pozo Buca 1 209

Figura 95. Comparación de los perfiles de UCS obtenidos con la ecuación de Warren modificada, el Software AGE y dato de laboratorio del pozo Buca 3 210

INTRODUCCIÓN

Los problemas de estabilidad de pozo están relacionados directamente con la respuesta mecánica que presentan las rocas que conforman las formaciones geológicas ante la nueva condición de esfuerzos provocada al momento de perforar un pozo a través de estas; dicha respuesta depende principalmente de las características mecánicas de las rocas perforadas, de esta forma surge la necesidad de conocer propiedades tan importantes como el UCS, siendo este la sigla de Unconfined Compressive Strength (Resistencia Compresiva no Confinada).

Los parámetros de perforación son una fuente potencial de información acerca del comportamiento mecánico de las rocas que hasta el momento ha sido poco considerada en el país, pues el UCS de las rocas tradicionalmente se ha estimado por medio de aproximaciones teóricas o empíricas como correlaciones que implican el uso de información obtenida con registros eléctricos convencionales (sonico, Gamma Ray, RHOB, porosidad, etc) generando finalmente perfiles de resistencia de los pozos analizados, dichos perfiles son calibrados con datos reales de UCS, los cuales son medidos en laboratorios de mecánica de rocas muestras de roca (corazones).

La implementación de los parámetros de perforación en la caracterización de la resistencia de las formaciones perforadas representa un gran adelanto de carácter técnico y económico en las tareas de perforación dadas las ventajas que tiene su uso, algunas de estas se mencionan a continuación:

Contribución Técnica

1. Posibilidad de caracterizar la resistencia de las formaciones en tiempo real durante la perforación del pozo utilizando información generada en el mismo sitio de la operación
2. Reducción significativa de la necesidad de disponer de corazones para obtener valores de Resistencia Compresiva no Confinada (UCS), disminuyendo así el impacto durante la perforación

Contribución Económica

1. Los valores de UCS obtenidos a partir de parámetros de perforación pueden ser utilizados para ayudar a hacer análisis de estabilidad de pozo en tiempo real, haciendo posible tomar decisiones durante la perforación, evitando así fenómenos de inestabilidad y las consecuencias que estos acarrearán (altos costos, sidetracks, pérdida parcial o total del pozo, etc).
2. El UCS se puede inferir alimentando un modelo matemático con parámetros de perforación, usando información generada en pozos "offset" de un prospecto, se pueden estimar perfiles de UCS a profundidad que siendo calibrados correctamente serían una herramienta muy útil al desarrollar el modelo geomecánico del pozo prospecto ya que se tendría en cuenta información existente que no implica costos adicionales (no se requieren registros eléctricos).
3. Se reducen los costos por corazonamiento para caracterización geomecánica, así como el alto impacto en las tareas de perforación.

En la industria petrolera, los parámetros mecánicos de las rocas de formaciones geológicas de interés son requeridos en áreas tales como compactación, fracturamiento hidráulico, estabilidad de pozo y arenamiento; estos parámetros son principalmente obtenidos de mediciones hechas en corazones y estimados con correlaciones a partir de registros eléctricos los cuales solo permiten una caracterización del pozo después de que este ha sido perforado, no obstante en muchas operaciones es preferible una caracterización durante la perforación o una caracterización anticipada usando datos de pozos offset. Es de conocimiento general que los problemas de estabilidad de pozo son fuente de costos adicionales, y que de acuerdo con datos publicados en la literatura estos pueden llegar a ser un 15% del presupuesto total. Por lo tanto el desarrollo de metodologías eficientes para obtener parámetros mecánicos y petrofísicos de las rocas que sirvan como datos de entrada en los análisis de estabilidad será de gran ayuda para resolver este tipo de inconvenientes.

A nivel de laboratorio, la necesidad de visualizar claramente la manera como se comporta mecánicamente un cuerpo obliga a desarrollar pruebas donde se monitorea constantemente variables de entrada como carga y de respuesta del material ensayado tales como deformaciones. Algunas de las pruebas son: De compresión uniaxial o inconfina, tensión, compresión confinada para simular condiciones in-situ y otras, en donde con la ayuda de dispositivos especiales es posible registrar la carga aplicada y deformaciones, pero éstas últimas partiendo siempre de un conocimiento absoluto de la forma, geometría y dimensiones de la probeta a ensayar, que es justamente el problema mas importante en perforación.

Ya que esto requiere de muestras provenientes de corazones y que hasta el momento representa el mayor inconveniente en la caracterización mecánica de las formaciones, ya que dichas muestras de roca son muy costosas de obtener y por otro lado no se cuenta con la cantidad necesaria para realizar una caracterización detallada de las mismas; debido a esto es que se buscan metodologías alternativas en el calculo del UCS que permitan hacer dicha caracterización durante la

perforación, que tengan un bajo impacto económico y que permita obtener parámetros mecánicos de las rocas como datos de entrada en los análisis de estabilidad del pozo.

La idea de validar el uso de los parámetros de perforación en la obtención de información respecto al comportamiento mecánico de las rocas surge tras investigar las diferentes metodologías convencionales y no convencionales de prueba de materiales, al igual que los diferentes modelos y correlaciones existentes en la literatura para tal fin. Es así como en una primera etapa se realiza un breve estado del arte de los diferentes modelos existentes que relacionan la resistencia de las rocas con los parámetros de perforación, posteriormente de todos los modelos recogidos se selecciona aquel que presenta un comportamiento mas cercano al visto en la zona que es objeto de estudio, una vez hecho esto se trabaja en el estudio detallado del comportamiento y naturaleza de dicho modelo y posterior modificación y ajuste del mismo a las condiciones de la zona que se está analizando.

Después, con base en los resultados obtenidos se concluye que el uso de los parámetros de perforación constituye una alternativa muy útil y confiable al momento de inferir la Resistencia Compresiva no Confinada (UCS) de las rocas.

1. GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN DE POZOS DE PETROLEO

1.1 RESEÑA HISTORICA

El primer pozo que se perforo en Estados Unidos con el propósito de producir petróleo, fue en Titusville, Pensilvania, en el año de 1959 a una profundidad de 69 pies, bajo la supervisión del coronel Edwin L. Drake. En esa operación se perforaron capas de grava que se derrumbaban, lo que se logró controlar perforando unos cuantos centímetros y bajando tubería al mismo tiempo. Poco después se perforaron pozos hasta una profundidad de 305 metros usando barras de hierro transportables a hombro por dos hombres y colgadas con cuerdas. Unos años más tarde se bajaron al pozo columnas de tubería de hierro para subir el petróleo a superficie. Alrededor del tubo se amarraban exteriormente sacos que al humedecerse se hinchaban y sellaban el agua indeseable de los estratos superiores. Los equipos modernos capaces de perforar hasta profundidades superiores a 15000 pies no parecen tener relación con esos orígenes tan rudimentarios¹.

La industria moderna de perforación requiere el servicio de miles de hombres y un complicado conjunto de maquinaria (computarizada en los equipos modernos) y además de una gran variedad de herramientas que permiten objetivos difíciles de alcanzar años atrás.

Además de ser una industria fascinante, la perforación moderna implica una gran responsabilidad. La gran mayoría de decisiones deben tomarse al instante, en el curso de la perforación del pozo, independientemente de la gran cantidad de capital económico invertido en el equipo de perforación¹.

1.1.1 Perforación Rotatoria

La operación moderna de perforación empleando la mesa rotatoria fue desarrollada a través de una combinación de destreza y tecnología. Muchos avances de la tecnología han sido logrados por el hombre como resultado de aceptar la frase “todo no esta terminado”. En 1890 se utilizo el principio de mesa rotaria por primera vez en Corsicana, Texas. En estos trabajos se empleo por primera vez este tipo de equipo con la mayor parte de componentes esenciales: mesa rotaria, bombas, polea, malacate y brocas de arrastre (denominadas colas de pescado), tuberías de perforación entre otros.

El uso de la tecnología de perforación se ha desarrollado grandemente a partir de la década de 1970.

1.1.2 Desarrollo de la Tecnología

Es de considerar el interés constante del hombre por avanzar en sus estudios e innovaciones referentes a la perforación; es así como cada día se realizan estudios basados en experiencias anteriores para mejorar lodos, brocas y herramientas complementarias.

Antes de 1920 se hicieron muchos esfuerzos para mejorar el lodo de perforación, estos esfuerzos se han desarrollado más intensamente en los últimos años; los problemas primarios relacionados con dificultades en la perforación han sido la justificación económica debido a costos de equipo y personal.

La tecnología ha jugado un papel importante en el control de pozos. Es así como el operador puede determinar presiones de formación y gradientes con buenos resultados, equipos diferentes de control pueden utilizarse cuando sean requeridos.

Si una pieza de un equipo falla, muchos taladros son equipados con sistemas múltiples para mantener el control del pozo. Ocasionalmente se puede cometer un error humano pero esto puede evitarse mediante un programa de adiestramiento múltiple.

Por esto cada día se buscan nuevos métodos para perforación de pozos. Algunos de los procedimientos que han sido probados incluyen: Rayos láser, perforación por desgaste. Esta última aparece para usar en aplicaciones especiales. Los otros procedimientos fueron practicados; sin embargo los altos costos comparados con otros métodos hicieron antieconómico su uso.

Una técnica especial y que ha sido aceptada y usada con mucho éxito es la turboperforación, la cual utiliza una turbina en el fondo accionada por la fuerza hidráulica del lodo.

Estos adelantos en la industria de la perforación son simples ampliaciones y continuaciones de viejas ideas. Sin embargo, sobre condiciones básicas algunos conceptos antiguos son descartados para dar importancia a otros de mejor aceptación. Esto se ha logrado gracias a la continua investigación, experiencia y pruebas de laboratorio¹. En algunas ocasiones fomentados por algunas organizaciones interesadas, entre las que se cuentan el Instituto Americano del petróleo, la sociedad Americana de Contratistas de perforación de Pozos de Petróleo, el Instituto Americano de Ingenieros Mineros, Metalúrgicos y Petroleros, la Sociedad de Ingenieros de Petróleo entre otras. Todas estas organizaciones han contribuido con sus publicaciones e investigaciones técnicas al desarrollo y adelanto de la industria de la perforación ¹.

El desarrollo de todas estas investigaciones y aportes ha llevado al incremento de técnicas que aumentan las posibilidades de búsqueda y explotación del petróleo¹. Lo anterior se puede evidenciar comparando informes de profundidades alcanzadas

a través de los años desde los 2000 pies logrados en 1900 hasta los 31441 pies perforados en 1974 en el pozo Bertha Royer en Oklahoma Estados Unidos.

1.2 LOGISTICA DE PERFORACION

1.2.1 Localización de Trampas

La búsqueda del petróleo se hace principalmente por métodos geológicos y geofísicos. Ambos métodos tienen por objeto localizar estructuras geológicas favorables para la acumulación de petróleo y/o gas de valor comercial.

Tanto los métodos geológicos como los geofísicos se emplean con éxito en la localización de trampas estructurales ¹. En cambio los métodos geofísicos y entre ellos el sísmico en particular se emplean con éxito en la localización de trampas estratigráficas o combinadas.

Una vez se hayan realizado los estudios geológicos y geofísicos y habiendo establecido las posibles trampas o estructuras favorables para el almacenamiento de hidrocarburos se toma la decisión del sitio donde perforar el pozo. Antes de emprender las operaciones de perforación se deben tener en cuenta muchos factores pues se arriesga una considerable suma de dinero ante la incertidumbre de encontrar suficiente petróleo para recuperar la inversión y obtener una utilidad.

1.2.2 Tipo de Pozo a perforar

Si el pozo a perforar se encuentra dentro de un yacimiento ya plenamente identificado y cerca de un pozo de perforación, este pozo se llamara de desarrollo y su objetivo es aumentar la producción del yacimiento. Si el sitio escogido para perforar se encuentra a gran distancia de pozos productores entonces el pozo se denominará exploratorio. Estos pozos exploratorios tienen una clasificación de acuerdo al tipo y es de la siguiente manera:

Pozo A-3: Es el pozo exploratorio propiamente dicho y es aquel que se perfora en una zona completamente desconocida.

Pozo A-2: Pozo exploratorio que se perfora con el propósito de determinar la profundidad de las arenas productoras del yacimiento descubierto.

Pozo A-1: Pozo exploratorio para determinar la extensión horizontal del yacimiento.

1.3 EL EQUIPO DE PERFORACIÓN

1.3.1 Introducción

Las operaciones de perforación de pozos de petróleo y gas, involucran una serie de consideraciones que deben ser estudiadas previamente para la selección adecuada del equipo a utilizar. Algunos de los factores a tener en cuenta son los siguientes:

- Profundidad total del pozo.
- Condiciones topográficas del terreno.
- Presiones esperadas en los diferentes horizontes y posibles dificultades.
- Tamaño de las brocas, collares, tubería de perforación y revestimiento.
- Tipos de roca a perforar.

1.3.2 La operación en Breve

En la perforación de un pozo se establecen tres operaciones fundamentales:

- Debe rotar la columna de perforación y la broca.
- La broca debe bajarse a medida que avanza la perforación.
- Los ripios de roca cortados deben ser transportados hasta la superficie para permitir que la broca siga avanzando.

El centro de control del equipo se encuentra en el tambor del malacate¹. El tambor gira su eje horizontal desenrollando el cable el cual pasa por la corona y la polea viajera la cual junto con la unión giratoria y el cuadrante descienden, permitiendo a la columna de perforación y la broca bajar lentamente. A medida que la broca baja rotando va produciendo ripio de la roca cortada el cual debe ser transportado a superficie por el lodo. El lodo es bombeado pasando por la tubería parada, manguera, unión giratoria y descienden por el cuadrante, tubería de perforación y collares llegando así a la broca saliendo en forma de chorro produciendo la limpieza del fondo. Ascende por el espacio anular hasta la superficie transportando los ripios, pasando por la rumba la cual los separa, luego pasa a los desarenadores cayendo finalmente a los tanques de decantación.

1.3.3 La Broca

Se puede decir que la broca es la única herramienta del equipo que perfora, el resto del equipo se diseña con el objetivo de que la broca perfora en forma rápida y eficiente¹. Los elementos cortantes de la broca mediante la acción combinada de molino y cincel hacen efectiva la penetración de la broca mediante el peso y rotación de la sarta.

De acuerdo al tipo de formación a perforar, existen diferentes clases de brocas; tales como brocas para formaciones blandas, medianamente blandas, duras, semiduras y muy duras.

1.3.4 La Sarta de Perforación

Las funciones principales son:

- Sostener y girar la broca.
- Conducir el lodo desde la superficie hasta el fondo del hueco.

- Bajar y subir la broca.

Los componentes de la sarta son:

- Los collares
- La tubería de perforación
- Las uniones

1.3.4.1 Los Collares

Son tubos de paredes gruesas. Se utilizan para suministrar peso a la broca y dar rigidez a la sarta. La longitud promedio es de 30 pies y sus diámetros externos van desde 4 ¼ a 8 ¼ pulgadas. Los diámetros internos varían desde 1 ½ a 4 pulgadas. Su peso varía entre 37 a 176 libras por pie.

1.3.4.2 Tubería de Perforación

La columna de la tubería de perforación se compone de tubos de longitudes variables entre 18 y 45 pies. Existen tres rangos de longitud:

Rango A: De 18 a 22 pies

Rango B: de 27 a 30 pies

Rango C: De 38 a 45 pies

Durante la perforación, la tubería esta sometida a esfuerzos de tensión en la superficie, compresión en el fondo y torsión a lo largo de la sarta aumentando este ultimo en proporción directa a la profundidad y velocidad de rotación¹.

1.3.5 El Cuadrante

Es un tubo cuya superficie externa es cuadrada o hexagonal y tiene tres funciones:

- Suspender la sarta de perforación
- Hacer girar la sarta
- Conducir el lodo

Su longitud varia desde los 40 a 60 pies; para evitar el desgaste excesivo de la rosca del cuadrante se emplea en la parte inferior de este un sustituto, que puede ser reemplazado por uno nuevo periódicamente.

1.3.6 Mesa Rotatoria

La finalidad es imprimir movimiento rotacional al cuadrante y a la tubería de perforación¹.

La potencia para accionar la mesa rotatoria proviene del malacate y es transmitida por un sistema de cadenas y ruedas dentadas, y en algunas ocasiones por medio de ejes de mando.

1.3.7 Unión Giratoria

Esta se encuentra suspendida del gancho de la polea viajera. La unión giratoria cumple tres funciones:

- Suspende el cuadrante y la sarta de perforación
- Permite la libre rotación del cuadrante y la sarta de perforación
- Suministra una conexión a la manguera del lodo, de este modo el lodo entra a la sarta de perforación.

1.3.8 El polipasto

La función principal es levantar y bajar al hueco y consiste de:

- La corona o polea fija
- La polea viajera
- El cable de perforación

El sistema de aparejo de poleas desarrolla una ventaja mecánica, permitiendo el manejo más fácil de cargas más grandes. La colocación en posición del equipo de perforación en el agujero es también una función del sistema de aparejo de poleas, así como el suministro de un medio de bajar la columna de perforación en el agujero a medida que se va profundizando con la broca.

1.3.9 Torre de perforación

La principal función de la torre es servir de punto de apoyo en el espacio para el equipo de perforación. Las hay de dos tipos; estándar y portátiles. En la actualidad la más usada es la portátil, es aquella que puede ser erigida como unidad.

Las principales consideraciones que se deben tener en cuenta en el diseño de una torre son las siguientes:

1. Debe diseñarse para soportar todas las cargas que se vayan a usar en los pozos sobre los cuales se coloca. Esta es la resistencia de carga muerta de la torre. Normalmente la carga muerta más grande que soporta una torre será la tubería de revestimiento mas pesada que se meta al pozo. Sin embargo esta tubería de revestimiento muy pesada no será el esfuerzo más grande a que se someta la torre. Porblablemente la carga máxima vertical a la cual esta sometida una torre será el resultado de jalar un equipo, como tubería de perforación o revestimiento que se haya pegado en el agujero.
2. También debe diseñarse para soportar el empuje máximo del viento al cual estará expuesta. No solo deberá diseñarse para resistir las fuerzas en dos lados al mismo tiempo sino que también debe considerarse el hecho de que

la tubería esté afuera del agujero en la torre durante periodos de viento fuertes.



Figura 1. Esquema general de una torre de perforación. Fuente: Internet, equipos de perforación de pozos de petróleo.

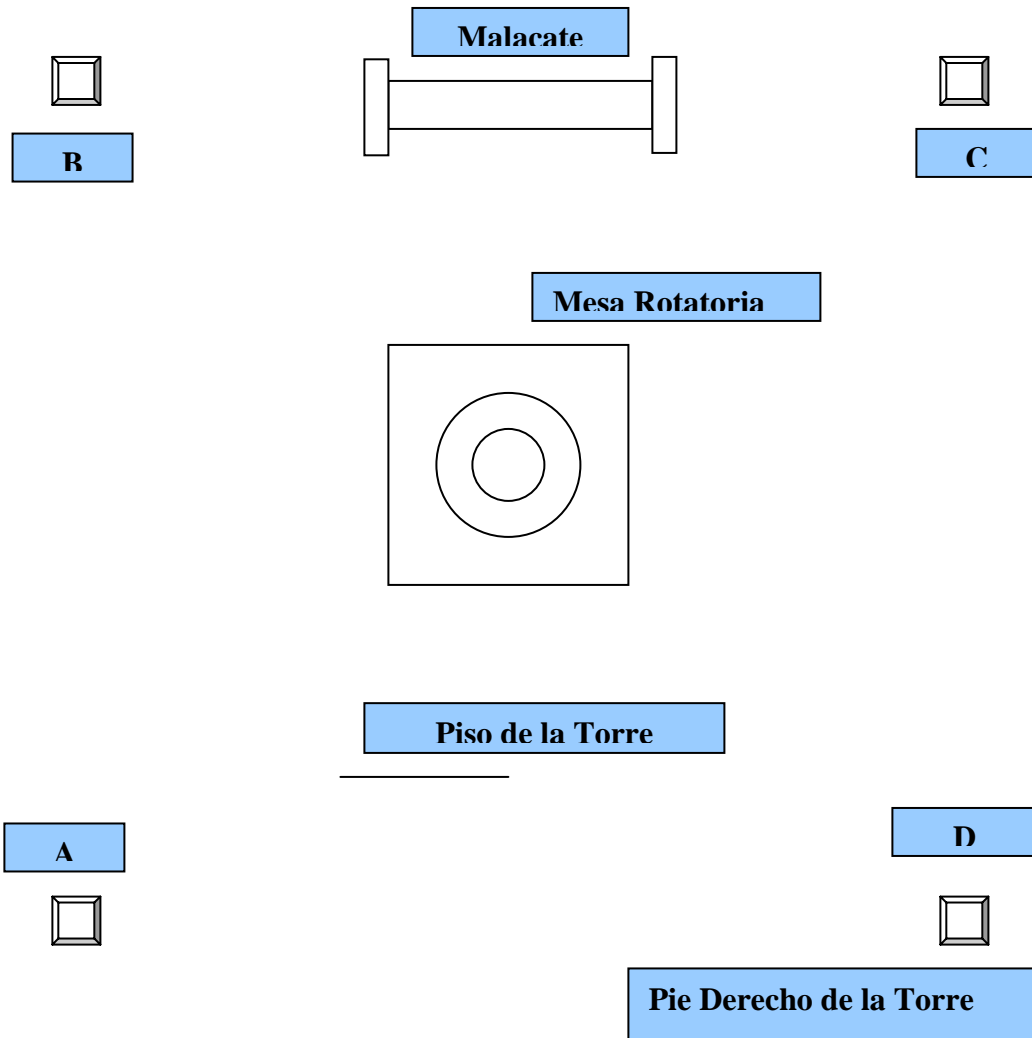


Figura 2. Vista en Planta de una Torre de Perforación.

1.4 PARÁMETROS DE PERFORACIÓN

Una de las labores más importante en la parte de la ingeniería de perforación es el mantener un permanente seguimiento al comportamiento de los parámetros básicos relacionados con la perforación¹. Estos parámetros son:

- ✦ **LAG TIME:** (Tiempo de retorno de los cortes desde la broca a la superficie). Es fundamental para la correcta asignación de la profundidad a las muestras de

cortes de perforación que están saliendo del pozo. Este tiempo además es muy importante en los diferentes programas de ingeniería, como son la cementación, pegas de tubería, trabajos remediales, etc.

- ✦ **DETECCION DE GASES:** Se hace mediante un detector (gas total) y un cromatógrafo que registran los diferentes tipos de gases que se encuentran almacenados en las rocas. Mediante una correcta interpretación de esta información, se pueden determinar varios tipos de manifestaciones de gas: gas de formación, gas de conexión, gas de viaje, gas reciclado, entre otros. Este análisis permite dar una evaluación temprana del posible reservorio y tipo de yacimiento. Muchos pozos que han sido probados teniendo en cuenta su relación de gases terminaron como pozos productores. El análisis de gases de conexión, de viaje y otros permiten al jefe de pozo tomar medidas oportunas para evitar complicaciones de la perforación.
- ✦ **RATA DE PERFORACION:** Es la velocidad con que se perfora la roca y depende principalmente de la geología (tipos de roca) y el tipo de broca. Otras condiciones como lo son: la geometría del pozo, los parámetros de perforación (Rotación, torque, peso sobre la broca, flujo de bombas) pueden estar afectando la rata de perforación. La rata de penetración es de gran utilidad en la interpretación de la secuencia geológica, ya que los cambios en su comportamiento están generalmente asociados a cambios en el tipo de roca. También es de suma importancia mantener permanente observación en este parámetro con el fin de evitar sobrecarga de cortes de perforación en el espacio anular formado entre la pared del hueco y la tubería de perforación, ya que podría inducirse un empaquetamiento (acumulación de cortes sobre la tubería).
- ✦ **NIVEL DEL TANQUE DE LODO:** Mediante sensores colocados en los tanques de lodo, se controla el nivel (volumen) de lodo de perforación. Cualquier cambio en el volumen de lodo indica un comportamiento anómalo en las condiciones de

perforación, ya que puede indicar influjos, pérdidas de circulación por fracturamientos, o pérdidas del fluido de perforación en superficie.

- ✦ **RATA Y PRESION DE CIRCULACION (FLUJO):** Haciendo uso de sensores que permiten monitorear el caudal de la circulación del lodo y la presión del mismo a través del sistema de perforación, se puede asegurar una correcta limpieza del pozo, refrigeración de la broca, estabilidad del pozo y optimización de la perforación entre otros. Cualquier comportamiento anómalo en las condiciones de flujo y presión, estarán asociados a fallas presentadas en la tubería (taponamiento, fugas), fracturamiento de la formación (inyección del lodo en la roca), empaquetamientos, fallas de equipo en superficie, desgaste excesivo de la broca, etc.
- ✦ **PESO DE LA SARTA DE PERFORACION:** Un sensor ubicado en uno de los extremos del cable del malacate sirve para saber permanentemente el peso de la tubería de perforación. Los usos aplicables a este parámetro son varios: determinación del peso que se le está descargando a la broca (PESO SOBRE LA BROCA), control del peso máximo de tensión que se le puede aplicar a la tubería para no romperla, registro de sobre tensiones cuando se saca del pozo, registro del arrastre durante la metida o sacada del pozo, control de eventos de vibración entre otros.
- ✦ **TORQUE:** Este sensor permite controlar los esfuerzos de torsión a los cuales esta sometida la tubería en el momento en que se le aplica rotación. Este parámetro es útil en la identificación de: desgaste de la broca, control de eventos de vibración, problemas con la estabilidad del hueco y como herramienta en la interpretación geológica (diferentes tipos de formación generan torques diferentes).
- ✦ **RPM (Revoluciones Por Minuto):** Este parámetro permite monitorear la velocidad rotacional de la sarta de perforación, la cual debe ser ajustada según el tipo de

broca que se utilice. Comportamientos erráticos en las condiciones de rotación pueden ser indicio de problemas en el pozo o cambios en la geología, control de eventos de vibración.

- **PESO DEL LODO ENTRANDO Y SALIENDO (Densidad):** Es el parámetro sobre el cual se hace un control más riguroso. Del lodo de perforación depende la vida del pozo. Mantiene la estabilidad de las paredes del pozo, lubrica la broca. Cualquier cambio en la densidad del lodo no programado debe ser respuesta a un influjo (gas, líquido) proveniente de las rocas perforadas o una manipulación errónea en superficie.
- **TEMPERATURAS ENTRANDO Y SALIENDO, RESISTIVIDAD ENTRANDO Y SALIENDO:** Parámetros muy útiles en la identificación de presiones anormales de formación (zona de domos salinos, influjos de gas, agua o aceite), íntimamente ligado a la densidad del lodo.
- **DETECTOR DE H₂S:** (Ácido Sulfhídrico): Este gas es altamente nocivo, puede causar la muerte y su detección temprana es de suma importancia. Además es bastante corrosivo y genera serios daños a la tubería.
- **PRESION EN LA CABEZA DE POZO:** Permite controlar la presión en caso de un influjo de pozo (gas, aceite o agua) y así calcular el peso (densidad) de lodo necesario para controlar las condiciones hidrostáticas del mismo. Ayuda en la comprobación del estado de las preventoras (BOP).
- **DETECTOR DE FLUJO:** Parámetro usado para identificar anomalías en el comportamiento del volumen de circulación del lodo de perforación.
- **DETECTOR DE CO₂:** Permite medir la cantidad de dióxido de carbono, ya que este puede alterar las propiedades del lodo.

2. GERALIDADES DE LAS BROCAS DE PERFORACION

2.1 INTRODUCCION

Todos los sistemas de perforación implementados en el mundo deben tener esa herramienta necesaria como lo es la broca³. Teniendo en cuenta que la tecnología en las operaciones de perforación de pozos exploratorios cada día es más avanzada, es obligación estar al tanto de estos avances.

Desde los comienzos de la historia de la perforación este elemento ha jugado un papel demasiado importante y sus avances en cuanto a diseño, materiales de construcción etc., no deben inquietar, por lo tanto es necesario estar al tanto de todo esto⁴.

Es importante tener en cuenta que cada casa constructora tiene sus propias especificaciones y codificación para cada broca, pero tienen un objetivo en común desarrollar una tecnología que nos permita avanzar en la perforación al menor costo posible y con las mejores condiciones de seguridad².

2.2 BROCAS DE PERFORACION

Cada broca tiene un diámetro específico que determina el diámetro del hoyo que se intente hacer. Y como en las tareas de perforación se requieren brocas de diferentes diámetros, hay un grupo de gran diámetro que va desde 610 hasta 1.080 mm y seis rangos intermedios. El peso de esta clase de brocas es de 1.080 a 1.575 kilogramos, lo cual da idea de la robustez de la pieza².

El otro grupo de brocas, de 36 rangos intermedios de diámetro, incluye las de 73 hasta 660 mm de diámetro, cuyos pesos acusan 1,8 a 552 kilogramos.

La selección del grupo de brocas que ha de utilizarse en la perforación en determinado sitio, depende de los diámetros de las sartas de revestimientos requeridas. Por otra parte, las características y grado de solidez de los estratos que conforman la columna geológica en el sitio determinan el tipo de brocas más adecuado que debe elegirse¹. Generalmente, la elección de brocas se fundamenta en la experiencia y resultados obtenidos en la perforación de formaciones muy blandas, blandas, semiduras, duras y muy duras en el área u otras áreas. En el caso de un territorio virgen se paga el noviciado y al correr el tiempo se ajustara la selección a las características de las rocas¹.

2.3 TIPOS DE BROCAS

Originalmente, en los primeros años de la perforación rotatoria, el tipo común de broca fue la de arrastre, fricción o aletas, compuesta por dos o tres aletas. La base afilada de las aletas, hechas de acero duro, se reforzaba con aleaciones metálicas más resistentes para darle mayor durabilidad. Algunos tipos eran aletas reemplazables.

Este tipo de brocas se comportaban bien en estratos blandos y semiduros, pero en estratos duros el avance de la perforación era muy lento o casi imposible. El filo de la aleta o cuchilla se tornaba romo rápidamente por el continuo girar sobre roca dura, no obstante el peso que se le impusiese a la barrena para lograr que penetrara el estrato.

Al surgir la idea de obtener una muestra cilíndrica larga (núcleo) de las formaciones geológicas, la barrena de aleta fue rediseñada integrándole un cilindro de menor diámetro, concéntrico con el diámetro mayor de la barrena. Así que durante la perforación, la desmenuza un superficie circular creada por la diferencia entre los dos diámetros, y el núcleo, de diámetro igual al del cilindro interno de la barrena, se va cortando a medida que la broca corta-núcleo avanza.

A partir de 1909 la broca de conos giratorios hizo su aparición. Este nuevo tipo de barrena gano aceptación bien pronto y hasta ahora es el tipo mas utilizado para perforar rocas, desde blandas hasta las duras y muy duras. Las brocas se fabrican de dos, tres o cuatro conos. A través de la experiencia acumulada durante todos estos años, el diseño, la disposición y características de los dientes integrales o los de forma esférica, semiesférica o botón incrustado, tienden a que su durabilidad para cortar el mayor volumen posible de roca se traduzca en la economía que representa mantener activa la broca en el hoyo durante el mayor tiempo posible⁵.

Cada cono rota alrededor de un eje fijo que tiene que ser muy fuerte para que cada cono soporte el peso que se le impone a la barrena y pueda morder bien la roca para desmenuzarla. Por lo tanto, el encaje del cono debe ser muy seguro para evitar que el cono se desprenda. El movimiento rotatorio eficaz del cono se debe al conjunto de rolineras internas empotradas alrededor del eje, las cuales por lubricación adecuadamente hermética mantienen su deslizamiento⁵.

Además, la disposición, el diámetro y las características de los orificios o boquillas fijas o reemplazables por donde sale el lodo a través de la broca, han sido objeto de modificaciones técnicas para lograr mayor eficacia hidráulica, tanto para mantener la broca en mejor estado físico como para mantener el fondo del hoyo libre de ripios que produce el avance de la misma.

Por los detalles mencionados se apreciara que la fabricación de brocas requiere la utilización de aceros duros y aleaciones especiales que respondan a las fuerzas de desgaste que imponen a las diferentes partes de la barrena la rotación y el peso, la fricción, el calor y la abrasión.

Dentro de la gran gama de brocas utilizadas en la industria petrolera son normalmente mencionadas:

- Brocas de conos o triconicas
- Brocas compactas (PDC)
- Brocas con insertos de tungsteno
- Brocas especialmente diseñadas para corazonar.

En este texto vamos a tratar de ampliar un poco lo que es esta gran gama de barrenas de perforación y en que tipos de formación son mas utilizados cada uno de ellos.

2.3.1 Brocas Triconicas.

El cuerpo de la broca consiste de una conexión de rosca con la cual se sujeta la broca de la tubería, los conos están montados sobre unos cojinetes, el lubricante para estos cojinetes y los sitios por donde pasa de manera continua el fluido de perforación con el propósito de limpiar el fondo del hueco de los recortes producidos por la operación de perforación; los barrenas de conos giratorios son unos de los mas utilizados en la industria por su gran variedad².

Uno de los propósitos de la forma del cuerpo de la broca es para que el fluido de perforación llegue de forma directa donde este hará más eficientemente su trabajo de limpieza.

Muchos de los diferentes tipos de brocas triconicas utilizan jets en la parte superior entre los conos para limpiarlos directamente.



Figura 3. Esquema general de una broca triconica. Fuente: Catálogos de la compañía Hughes Tool.

El espacio distribuido entre los componentes depende del tipo de formación que se vaya a perforar con la broca.

En las dos graficas siguientes se muestra como el espacio entre los conos es un factor muy importante, en la determinación de la broca y depende del tipo de formación a perforar.

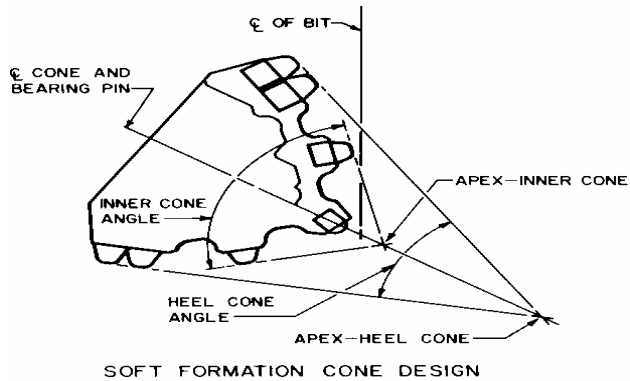


Figura 4. Espaciamiento de los conos para perforar formaciones suaves
Fuente: pagina de Internet de la compañía Hughes Tool.

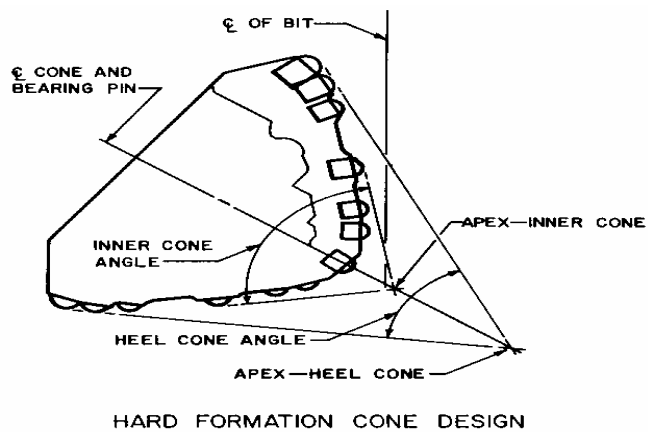


Figura 5. Espaciamiento de los conos para perforar formaciones duras.
Fuente: pagina de Internet de la compañía Hughes Tool.

Además en la siguiente grafica se especifican muy bien las diferente partes del trepano.

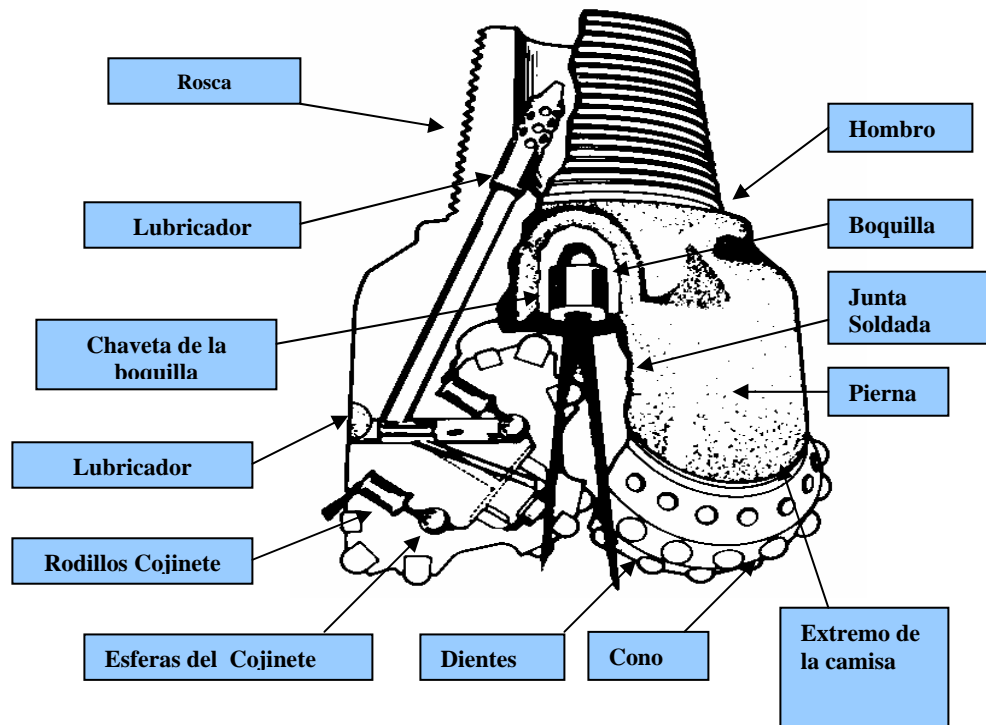


Figura 6. Partes de una broca. Fuente: Catálogos de la compañía Hughes Tool.

Es muy importante anotar que la correcta selección del diámetro de las boquillas o jets juega un papel muy importante en la perforación, pues esto no genera una energía adicional al realizar la operación¹.



Figura 7. Vista de la boquilla de una broca. Fuente: Catálogos de la compañía Hughes Tool.

Teniendo en cuenta que no todas las formaciones a perforar tienen la misma litología y características de compactación, dureza, etc, se diseñaron las brocas con insertos de carburo de tungsteno, como ya sabemos este material es más resistente a la abrasión y desgaste que pueden generar dichas formaciones¹.

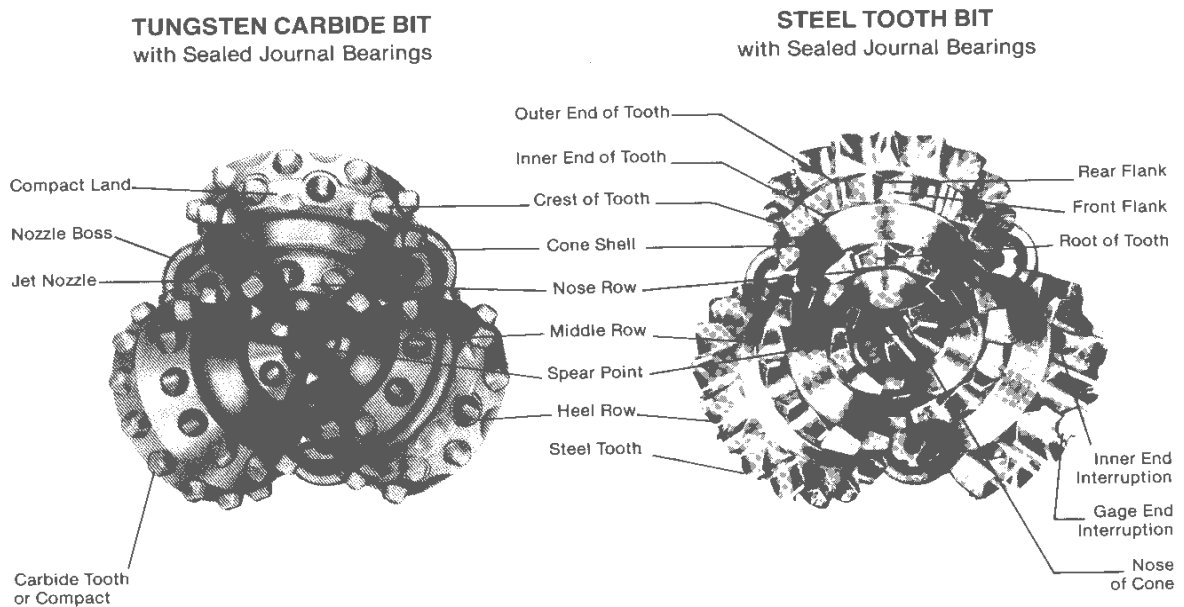


Figura 8. Brocas triconicas de dientes de acero y carburo de tungsteno. Fuente: Catálogos de la compañía Hughes Tool.

Para ejemplificar la gran cantidad de clases de brocas dependiendo el tipo de formación a perforar se tuvo en cuenta la siguiente tabla; cabe aclarar que esta información es manejada de diferente forma por las empresas que fabrican estas herramientas.

Tabla 1. Clases de brocas triconicas de acuerdo de acuerdo al tipo de formación a perforar. Fuente: Pagina en Internet de la Baker Hughes²

Application	UltraMax	HardRok	HydraBoss	STAR2	XLX
Motor/Directional					
High RPM					
High Temperature					
Highly Abrasive					
Prone To Balling					
Slim Hole					
Hard Formation					
Soft Abrasive					
Deep High Pressure Shales					

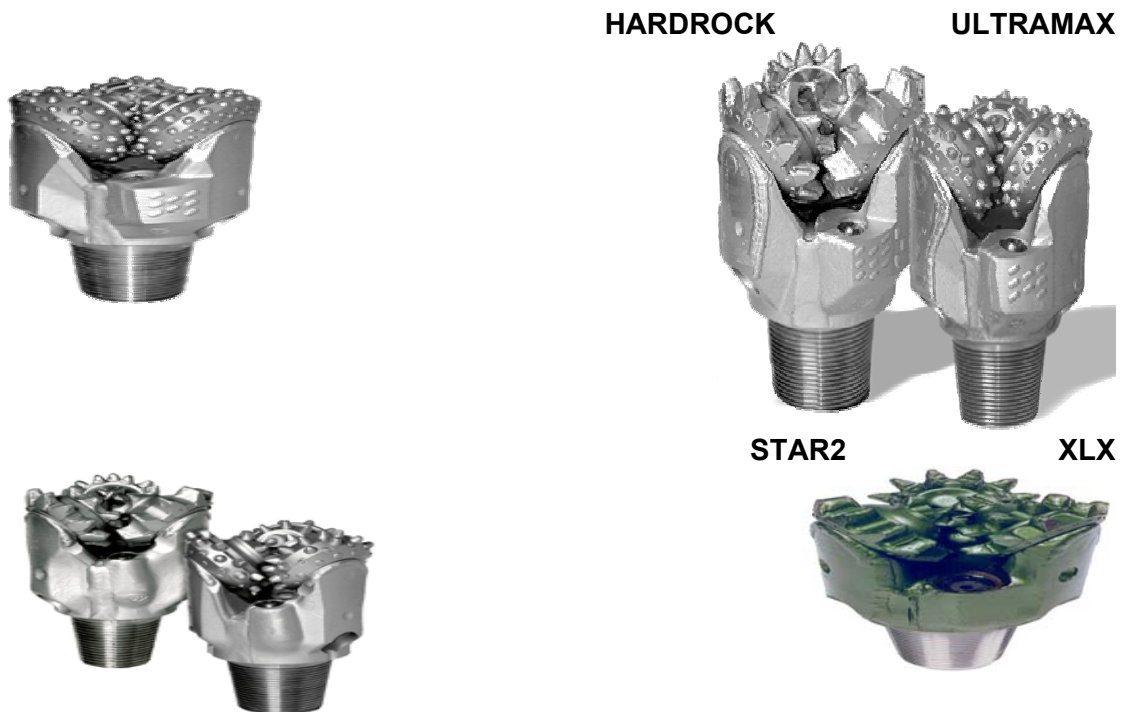


Figura 9. Vista general de los diferentes tipos de brocas triconicas. Fuente: Pagina en Internet de la Baker hughes²

Con el fin de observar un poco más en detalle la posición que adaptan los dientes o insertos en la operación de perforación y la función que desempeñan:



Figura 10. Vista general de los dientes o insertos de la broca. Fuente: Pagina en Internet de la Baker hughes²

2.3.2 BROCAS COMPACTAS (PDC)

Otro tipo de barrenas llamadas de diamante, porque su elemento cortante lo forman diamantes industriales incrustados en el cuerpo de la barrena. El diseño del cuerpo de la barrena así como la disposición y configuración de las hileras de diamantes ofrecen una gran variedad de alternativas para perforar las diferentes clases de rocas³.

Durante los últimos años se viene experimentando y acumulando experiencia con la perforación con aire en vez de lodo. Esta nueva modalidad ha introducido cambios en el tipo de barrena requerida.

La variedad de tipos de brocas disponibles demuestra el interés que los fabricantes mantienen para que el diseño, la confección y utilización de barrenas de perforación representen la más acendrada tecnología²⁻⁴.

Entre la muchas clasificaciones que se han dado a este tipo de brocas en este documento se tomara la dada por la Baker hughes.

Tabla 2. Tipos de brocas pdc. Fuente: Pagina en Internet de la Baker Hughes²

Application	Black Diamond	BlackTrax	AutoTrax	STAR2	Chip master	RWD DOSRWD DOSTRWD
Rotary Motor						
Turbine						
Rotary Steerable						
Motor Steerable						
RCLS						
Slimhole/CT						
Hole Opening						
Anti-Balling						
Hard Abrasive						

2.3.2.1 Diamante Natural

Estas brocas son utilizadas en formaciones duras y abrasivas. Presentan una variedad de estilos para perforación rotatoria y con motor de fondo. Están diseñadas en varios tamaños, grados y concentraciones de diamante natural, dependiendo del uso específico que se le vaya a dar⁴.



Figura 11. Muestra de una broca pdc de diamante natural. Fuente: Catálogos de la compañía Backer Hughes².

2.3.2.2 Chipmaster

Esta broca PDC es utilizada para perforar formaciones blandas y en formaciones viscosas o pegajosas que tradicionalmente limitan el desempeño de la operación de perforación.



Figura 12. Muestra de una broca pdc chipmaster. Fuente: Catálogos de la compañía Backer Hughes².

Estas brocas presentan una geometría e hidráulica especial con la cual se logra tener una limpieza muy eficiente.

BLACK DIAMOND



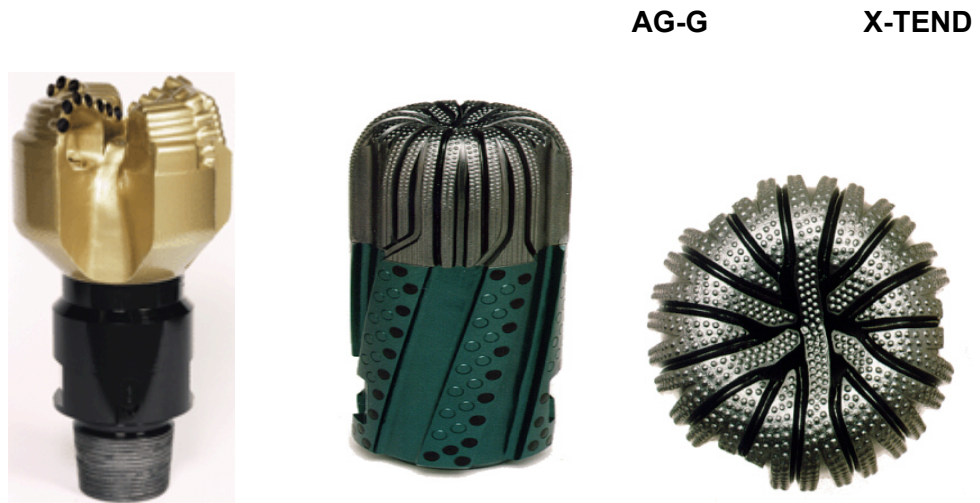


Figura 13. Otros tipos de brocas pdc. Fuente: Catálogos de la compañía Backer Hughes².

2.3.2.3 Escariador

El uso principal del escariador es agrandar el agujero previamente perforado por la broca. Esa ampliación generalmente se restringe a la práctica de correr un escariado arriba y debajo de la broca al estar perforando el agujero. En este caso el escariador sirve de estabilizador de la broca. Además de un escariador directamente arriba de la broca, uno o dos más de estos se colocan en el tramo de lastrabarrenas en puntos donde se crea que pueda encorvarse¹.

2.4 INFLUENCIA DE LAS FORMACIONES EN EL DISEÑO DE LAS BROCAS

El tipo de broca seleccionada para perforar un intervalo de cierta profundidad se hará de acuerdo a la roca que se va a perforar. Generalmente las rocas se clasifican como “suaves” o “duras” de acuerdo a la resistencia de compresión o fractura de la roca, y varía de esquistos suaves y areniscas a calizas densas, cuarzos y granitos.

La vida de una broca termina normalmente debido a una o más de las siguientes circunstancias:

- 1- Desgaste de dientes al grado que no rompen la roca.
- 2- Las superficies externas se han gastado trayendo como consecuencia la perforación de un agujero de menor diámetro.
- 3- Las cajas o balineras se desgastan principalmente por la acción de sustancias abrasivas en el lodo, con el peligro de que estas partes se suelten y pierdan en el agujero.
- 4- Las cajas de las balineras y los rodillos se deterioran y rompen a las condiciones de operación del fondo del agujero, de modo que el cortador se atasca y desgasta por fricción.

2.5 DESGASTE DE LA BROCA

El rendimiento de la broca se mide por la rata de penetración promedio y los pies perforados durante la vida de la broca¹. El desgaste de los dientes se determina a la salida da cada broca y de su análisis dependerá de su posible reutilización en futuras operaciones.

2.6 EVALUACION DE LAS BROCAS USADAS

El propósito de la evaluación de las brocas usadas es determinar el desgaste y la vida remanente de la estructura de corte, cojinetes, diámetros o calibre y si la broca es sellada, la efectividad del sello.

Con estos datos se puede establecer el grado de utilización y provecho de la broca y en futuras corridas se podría hacer mejor uso de ella para evitar problemas operacionales y obtener mayor rendimiento en la perforación¹.

La evaluación de la broca usada es la principal base para decidir que broca correr después y como correrla. Ella forma parte integral en la evaluación del rendimiento de las brocas y como tal, es un dato muy necesario de anotar en las hojas de registro de estas; la evaluación correcta nos da una pista de lo que esta pasando abajo en el hueco y de cómo deberíamos ajustar las condiciones de operación para optimizar el rendimiento de operación¹.

2.7 PROGRAMA DE BROCAS

La selección del tipo de broca debe hacerse de acuerdo con la geología del subsuelo de la región y de las condiciones de la perforación¹, además se deben tener en cuenta los siguientes factores:

- 1- Conocer el diseño de la broca
- 2- Analizar el desgaste de las brocas usadas
- 3- Hacer una buena correlación entre el comportamiento de la broca, las condiciones de operación y las condiciones geológicas.

La mejor ayuda en la planeación de un programa de brocas para la perforación de un pozo es la información completa y exacta de los pozos perforados en el área.

Dicha información implica los siguientes datos¹:

- Tamaño y tipo de brocas
- Peso usado sobre la broca
- Velocidad de rotación usada
- Pies perforados
- Tiempo de perforación de cada broca
- Profundidad de metida y profundidad de sacada de cada broca
- Condiciones de los dientes
- Condiciones en las cuales se saco la broca

- Razones por las cuales se saca la broca
- Tipo de formación
- Hidráulica utilizada
- Características del lodo usado
- Tamaño de la sarta de perforación incluyendo tipo de collares
- Desviación del hueco

2.8 CUANDO SE CAMBIA LA BROCA

La broca se cambia por cualquiera de las siguientes razones que reducen la rata de penetración:

- 1- Los cojinetes de la broca se han gastado y fallan
- 2- Los dientes de los conos de la broca están tan gastados que ya no es económico seguir perforando.

Durante la perforación de un pozo no es fácil tomar la decisión de realizar un cambio de broca. Al romperse los cojinetes el cono deja de girar y en consecuencia aumenta el torque. El indicador de torque es un auxiliar en estos casos. Las lecturas del indicador son relativamente fáciles de interpretar si los pozos no son muy profundos, su interpretación se hace difícil a medida que aumenta la profundidad¹.

La otra razón por la cual se cambia la broca es por el desgaste de los dientes³. La mayor parte de los cambios de broca que se hacen en la actualidad, son basados en la experiencia. Aunque la experiencia es una base excelente, la decisión de cambio de broca se toma basados en esta y además ayudados de la información del costo del pie perforado por la broca¹.

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

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

La geomecánica tiene su origen en la ingeniería civil, principalmente por el uso de suelos y rocas como material de construcción en obras de gran envergadura como: presas, túneles, etc. Posteriormente se usó la geomecánica para fines mineros en la construcción de túneles en minería subterránea y estabilidad de taludes en minería a cielo abierto. En la década de los 50's a los 60's se comienza a implementar la geomecánica en las actividades petroleras, siendo usada para dar explicación acerca del fracturamiento hidráulico, estabilidad de pozos y subsidencia/compactación; pero solo llega a tomar un papel protagónico hasta la década de los 70 – 80^o.

3.1 LA GEOMECANICA EN LA ESTABILIDAD DE POZOS

Debido a que es una herramienta útil, es usada para evaluar la estabilidad de un pozo petrolero, por esto es necesario conocer cuales han sido sus antecedentes, los

costos que implica y las posibles soluciones que proporciona, con el fin evaluar la utilidad que esta ofrece a la industria.

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

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

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

selección de un criterio de falla el cual pueda describir la máxima resistencia de los materiales.

En sus comienzos la geomecánica aplicada a la ingeniería de petróleo estaba principalmente enfocada en los temas del fracturamiento hidráulico o el rendimiento de la broca de perforación. Con el paso del tiempo la industria se ha dado cuenta de que el estado de esfuerzos in-situ y su modificación debido a trabajos de perforación y producción tienen un gran efecto en los rendimientos de estas operaciones.

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

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

La interacción entre todos los anteriores factores genera problemas de estabilidad durante la perforación y producción que son encontrados en todas las áreas del mundo. La evaluación del problema de estabilidad de pozos representa el clásico

problema de mecánica de rocas en la predicción de la respuesta de la roca a una carga mecánica.

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

- ◆ La broca de perforación está varios cientos de metros abajo y no hay métodos disponibles para la observación directa de lo que está pasando.
- ◆ Pueden haber grandes variaciones en los esfuerzos de formación y los esfuerzos in-situ no son medidos sistemáticamente.
- ◆ Hay grandes variaciones en las propiedades mecánicas de la formación, pero los costos de corazonamiento son tan altos que solo pequeñas cantidades de material están disponibles para pruebas mecánicas de roca.
- ◆ Muchas fuerzas actúan en la formación alrededor del pozo: química del lodo, redistribución de esfuerzos, cambios de temperatura, etc.

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

Como se comentó anteriormente, los problemas de estabilidad pueden aparecer tanto en pozos inclinados como en verticales y son generalmente más acentuados en pozos desviados, toda vez que la distribución de esfuerzos es menos favorable.

Muchos son los problemas asociados con la estabilidad de pozos, entre ellos se encuentran:

- ◆ Ensanchamiento del pozo
- ◆ Reducción del tamaño del pozo debido al flujo plástico de la roca dentro del pozo (flujo de shale y sal)
- ◆ Pérdida de circulación
- ◆ Exceso de torques y altas presiones de bombeo en la perforación
- ◆ Daño del pozo inducidos por los esfuerzos
- ◆ Fallas de pozo inducidas por la perforación
- ◆ Deterioro del casing debido a los esfuerzos de corte (deformaciones en el revestimiento y en la tubería de producción)
- ◆ Pega de tubería
- ◆ Consolidación
- ◆ Subsistencia
- ◆ Producción de arena
- ◆ Dificultades en la toma de registros.
- ◆ *Side-tracking* inadvertidos (poco control direccional).
- ◆ Problemas en los viajes: *Washouts* o zonas de lavado (que generan deformación del pozo en todas las direcciones) y *Reaming*
- ◆ Pobre cementación con sus respectivos problemas

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

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

3.1.3 Impacto (costos) Los problemas de inestabilidad de pozo producen elevados costos y pérdidas de tiempo asociadas a operaciones. Uno de los problemas asociados a estas zonas como el piedemonte colombiano (esta región constituye la zona de interés de este estudio debido a la gran cantidad de operaciones de perforación que actualmente se adelantan) es la inestabilidad del pozo, que le cuesta a la industria más de 6000 millones de dólares anuales solo durante operaciones de operación (Jody Powers)⁷. Además si se presentan problemas en la fase de producción el tiempo perdido se traduce en un tiempo equivalente de no producción.

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

Por ejemplo, los problemas asociados con lutitas pueden llegar a costar US\$400 – US\$500 Millones/año, (Bol et al. 1992); problemas de compactación y subsidencia superan el billón de dólares en el Campo Ekofisk; y problemas de estabilidad de pozos llegan hasta US\$80 – US\$100 Millones/año, (Bali, 1994).

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

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

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

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

- ◆ Selección adecuada del peso del lodo: una de las formas de hacer el pozo mas estable es incrementar la presión del pozo aumentando el peso del lodo lo que hace decrecer el esfuerzo tangencial de la roca alrededor del pozo. Este incremento no debe ser tan alto ya que el esfuerzo tangencial puede volverse en tensión y originar una fractura. Por esta razón se debe mantener un rango adecuado del peso del lodo.
- ◆ Control de la trayectoria de perforación.
- ◆ Composición química del lodo: esta relacionado con los shales problemáticos que contienen arcillas las cuales reaccionan con lodos base agua para inducir esfuerzos en el pozo por hinchamiento del shale.
- ◆ Control térmico del pozo: la temperatura del pozo influye en la resistencia al fracturamiento por tensión, así como en el flujo iónico de formaciones de sal dentro del pozo.

- ◆ Ubicar casing en tramos cortos es una solución pero no sería económicamente rentable.
- ◆ Control de las prácticas de perforación/viajes que afectan la densidad de circulación efectiva (ECD - Effective Circulation Density).

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

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

4. PROPIEDADES MECANICAS DE LAS ROCAS.

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

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

Según Fjaer⁸ los parámetros mecánicos de una formación pueden ser divididos en tres principales grupos.

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

4.1 PARÁMETROS ELÁSTICOS

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

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

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

✚ **Teoría de la Elasticidad Lineal** Es el tipo de respuesta mas simple de un material, donde existe una relación lineal entre las fuerzas externas y las deformaciones correspondientes. Este comportamiento se da generalmente cuando los cambios en las fuerzas son pequeños. Esta teoría fue introducida por Robert Hooke, quien en 1676 estableció que la fuerza aplicada a cualquier cuerpo elástico es proporcional a la deformación, es decir:

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

Donde, σ es el esfuerzo aplicado, E es el módulo de Young y ε es la deformación producida.

✚ **Teoría de elasticidad no lineal** Para un material elástico lineal siempre se tendrá una relación constante entre el esfuerzo aplicado y la deformación resultante, sin tener en cuenta la magnitud del esfuerzo y la deformación, por lo tanto la relación esfuerzo - deformación para cualquier material será una línea recta como se muestra en la figura 14a.

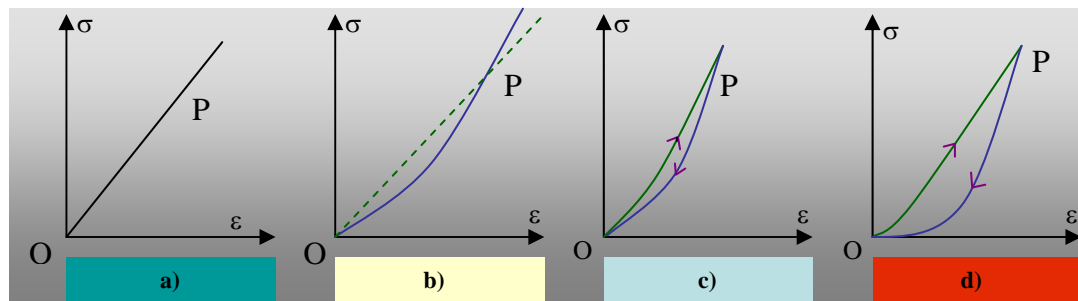


Figura 24. Relaciones esfuerzo – deformación para: a) Material elástico lineal, b) Material perfectamente elástico, c) Material elástico con histéresis, d) Material que ha sufrido deformación permanente. Fuente: Fjaer 1996

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

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

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

El comportamiento no lineal puede tener varias causas y al parecer en diferentes formas. Por ejemplo, la figura 14b es idéntica para el proceso de carga y descarga;

por lo tanto de tal material se dice que es perfectamente elástico y como se muestra el módulo relacionado al punto P en la curva puede ser identificado por la inclinación de la línea OP (módulo secante), o por la inclinación de la tangente PT (módulo tangente). Si la definición correcta para el módulo es usada, según la ley de Hooke puede ser escrita como:

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

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

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

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

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

La relación esfuerzo - deformación observada en la figura 14c (material elástico) es observada comúnmente en las rocas. La ruta de carga es diferente a la ruta de descarga, este efecto es llamado histéresis; esto quiere decir que el trabajo hecho durante el proceso de carga no es completamente liberado durante la descarga, de tal forma que parte de la energía de deformación se disipa en el material. El módulo elástico relacionado con la etapa de descarga es llamado módulo de descarga. Ya en la figura 14d el material ha sufrido una deformación permanente durante el ciclo carga / descarga (Material dúctil)

4.1.2. Definición de Esfuerzo: El esfuerzo es definido por una fuerza y una sección transversal o superficie a través del cual una fuerza está actuando. En mecánica de rocas la convención de signos establece que los esfuerzos compresivos son positivos; la razón histórica para esto es que los esfuerzos relacionados en geología son en su mayoría compresivos. En la figura 15, se puede ver que las fuerzas que se están aplicando a lo largo del eje del material son iguales. Ahora si se calculan los esfuerzos existentes en cada sección (a), (b) y (c) se puede ver que son diferentes.

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

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

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

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

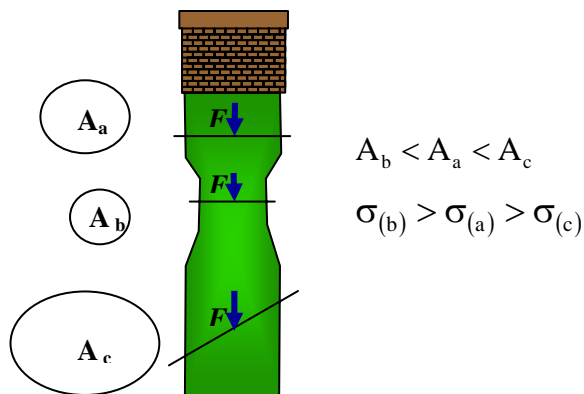


Figura 15. Definición de esfuerzo. Fuente: Fjaer 1996

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

La orientación de la fuerza relativa a la sección transversal es también muy importante. Por ejemplo: si se considera la sección transversal en (c) con un área A_c donde la fuerza no es normal a dicha sección; se puede descomponer la fuerza F en una componente Normal F_N y una componente paralela F_P a la sección, definiendo:

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

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

Donde σ_N es el esfuerzo normal y τ_s es el esfuerzo de corte. Por lo tanto, hay dos tipos de esfuerzos que pueden actuar a través de una superficie donde la magnitud de cada uno depende de la orientación de la superficie. Los esfuerzos normales tienden a cambiar el volumen del material (por ejemplo la presión hidrostática) y son soportados por el módulo de bulk el cual a su vez depende del módulo de Young y la relación de Poisson; mientras que los esfuerzos de corte tienden a deformar el material pero sin cambiar su volumen y están soportados por el módulo de corte.

4.1.3 Definición de deformación: **Es la compresión o extensión de un cuerpo que resulta de la aplicación de fuerzas externas. La cantidad de deformación se incrementa con la magnitud de los esfuerzos y también con el tiempo⁶.**

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

$$\varepsilon = \lim_{L \rightarrow 0} \frac{\Delta L}{L} \quad (10)$$

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

$$\varepsilon = (L_i - L_f) / L_i \quad (11)$$

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

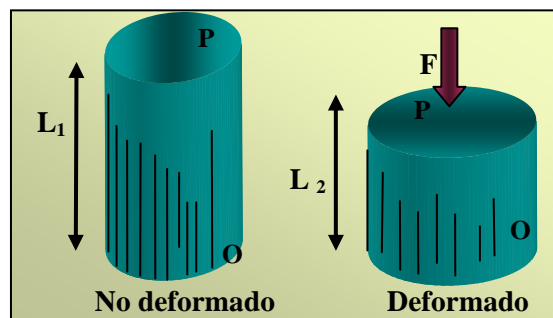


Figura 16. Deformación longitudinal. Fuente: Cabrera 2003.

♦ **Deformación de cizalladura (cambio angular)** Es expresada por el cambio (Ψ) del ángulo entre dos direcciones inicialmente ortogonales como se muestra en la figura 17.

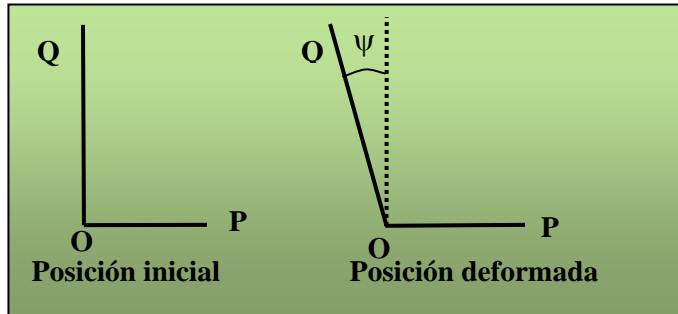


Figura 17. Deformación de cizalladura. Fuente: Fjaer 1996

Donde la cantidad:

$$\Gamma = (1/2)\Psi \quad (12)$$

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

4.1.4 Módulos elásticos: La mayoría de las rocas tienen un comportamiento no lineal cuando están sujetas a grandes esfuerzos, pero su comportamiento puede ser descrito normalmente por relaciones lineales para cambios en los esfuerzos suficientemente pequeños⁸.

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

$$\sigma_x = F/A \quad (13)$$

$$\varepsilon_x = (L_i - L_f)/L_i \quad (14)$$

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

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} \sigma_x \Rightarrow E = \frac{\sigma_x}{\varepsilon_x} \quad (15)$$

El modulo de young puede ser calculado de diversas maneras, y las más comunes son⁹: (figura 18)

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

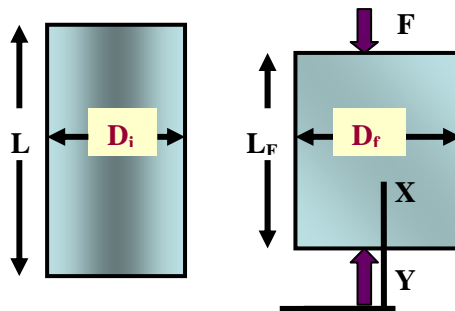


Figura 18. Aplicación para el módulo de Young y la relación de Poisson. Fuente: Fjaer 1996.

✚ **Relación de Poisson (ν):** Es la capacidad que tiene un material de expandirse lateralmente bajo esfuerzos efectivos. Si $\nu = 0$ quiere decir que no hay expansión en el material, mientras un máximo valor de Poisson oscila en 0.5 (expansión

completa). Valores típicos de ν para rocas de yacimiento está entre $0.15 \leq \nu \leq 0.25$. Al aplicar el esfuerzo σ_x en la figura 19 hay un incremento en el ancho D de la muestra; así que la elongación lateral es⁸:

$$\varepsilon_y = \varepsilon_z = (D - D')/D \quad (16)$$

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

$$\nu = \frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \quad (17)$$

🔧 **Métodos para calcular el módulo de Young y la Relación de Poisson** Si el material es linealmente elástico, la curva esfuerzo contra deformación (figura 14) es una línea recta donde¹⁰:

$$E_{\text{tang}} = E_{\text{sec}} = E_{\text{promed}} = \frac{\Delta\sigma_a}{\Delta\varepsilon_a} \quad (18)$$

$$\nu = -\frac{\varepsilon_r}{\varepsilon_a}$$

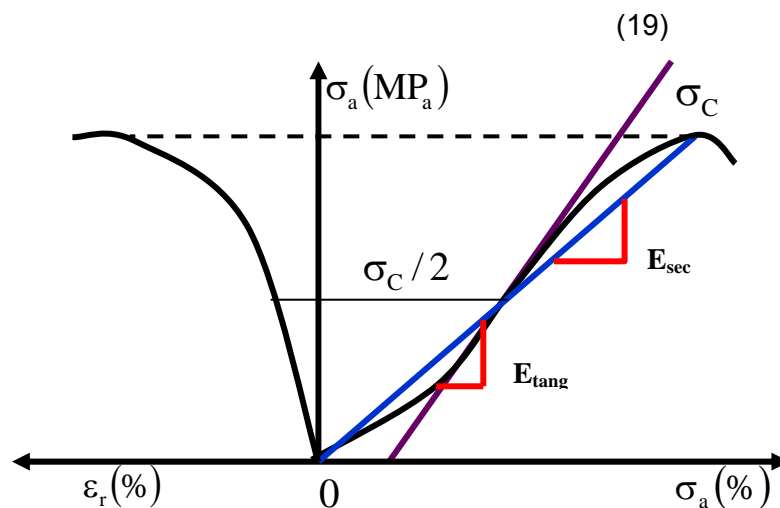


Figura 19. Métodos para calcular módulo de Young y relación de Poisson. Fuente: Cabrera 2003, “Aplicaciones Prácticas de la Geomecánica en la Industria Petrolera y Gasífera”.

✚ Modulo elástico de Bulk (volumétrico) Es la relación del esfuerzo hidrostático σ_p relativo a la deformación volumétrica ε_v . (figura 20), donde¹¹:

$$K = \frac{d\sigma}{d\varepsilon_v} \tag{20}$$

O en términos de los módulos elásticos sería:

$$K = \frac{E}{3(1-2\nu)} \tag{21}$$

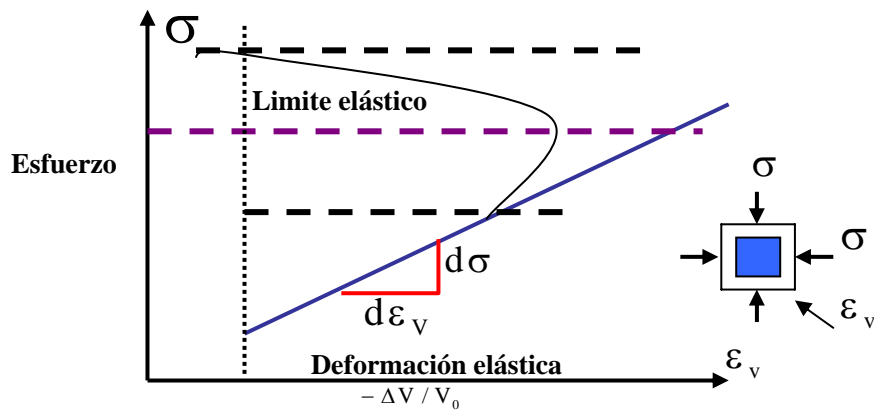


Figura 20. Método para calcular módulo de Bulk o volumétrico. Fuente: Cabrera 2003, “Aplicaciones Prácticas de la Geomecánica en la Industria Petrolera y Gasífera”.

Tabla 3. Equivalencia entre los módulos E, G, K, λ y ν de un sólido isotrópico⁶.

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

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

4.2 PROPIEDADES MECANICAS A PARTIR DE PRUEBAS DE LABORATORIO

El primer congreso internacional en presiones de rocas y soporte de la tierra fue realizado en 1951 en Liege, Bélgica¹². En 1966 se creo la sociedad internacional de mecánica de rocas ISRM, la cual bajo sus parámetros se han establecido muchas normas en la industria las cuales han sido un marco de referencia para la estandarización de pruebas de laboratorio y procedimientos operacionales en la industria petrolera, manejo y preparación de pruebas, manipulación de corazones. Un número variado de pruebas de laboratorio se han desarrollado para determinar la resistencia de las formaciones rocosas. El tipo de prueba seleccionada para medir una característica particular de la roca deberá simular lo más cerca posible las condiciones encontradas en el campo.

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

la base de que estas pueden ser extendidas para cubrir situaciones mas complicadas que aquellas de los experimentos.

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

Una muestra de prueba típica según los parámetros estándar de la ISRM establece que los especímenes dirigidos para pruebas estándar de mecánica de rocas deben ser rectos, cilindros circulares y con una relación de longitud a diámetro entre 2 y 3. En la figura 21 se observa el efecto de la relación longitud/diámetro en el cálculo de la resistencia a la compresión no confinada (UCS) de la roca.

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

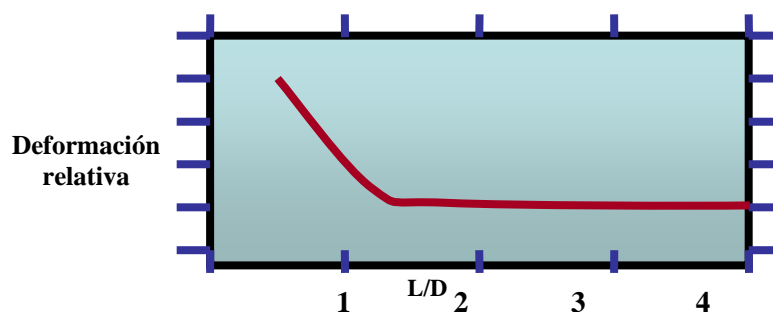


Figura 21. Efecto de la relación longitud/diámetro en el cálculo de la resistencia a la compresión uniaxial de la roca. Fuente: Fjaer 1996.

4.2.2 Tipos de pruebas de laboratorio: Aunque algunas propiedades del material pueden ser obtenidas a partir de consideraciones básicas de la naturaleza atómica de los materiales, se confían en los experimentos para determinar las propiedades que controlan la deformación y resistencia de la roca. Para estas pruebas de laboratorio (figura 22) es necesario hacer una serie de suposiciones con respecto a la condición ideal de la roca; esto es, que sean homogéneas, continuas, isotrópicas (propiedades no direccionales) y elásticas¹¹.

4.2.3 Pruebas de resistencia a la compresión: La respuesta mecánica de las rocas se debe conocer al afrontar un problema en el cual se involucran parámetros de deformación bajo carga. Los ensayos de compresión se desarrollan para dar parámetros de resistencia y deformabilidad que de forma teórica se ajusten a un modelo de falla. En el presente estudio se consideran dos tipos de pruebas para calcular la resistencia a la compresión⁸ uniaxial (no confinada) y triaxial.

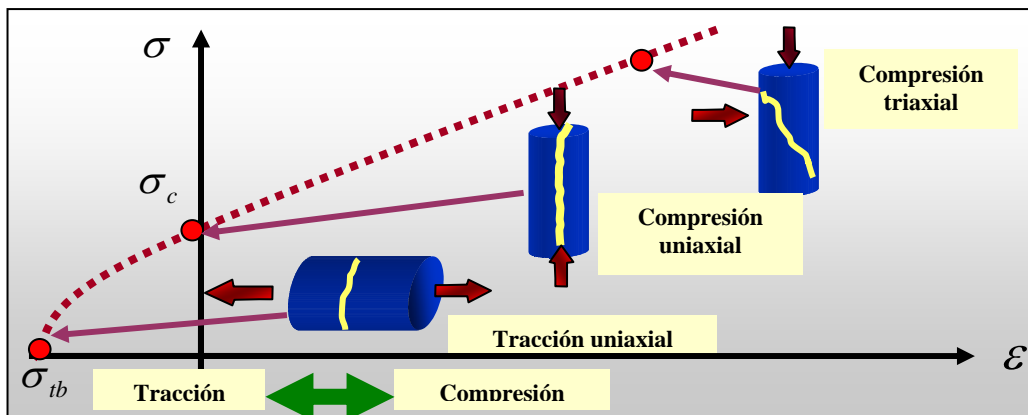


Figura 22. Tipos de pruebas de compresión en rocas. Fuente: Cabrera 2003

Prueba de compresión uniaxial (no confinada): La prueba consiste en someter a carga un cilindro recto de muestra de roca con una presión de

confinamiento igual a cero hasta que esta falle. La prueba es una de las más convenientes y útiles para la determinación de las propiedades de la roca. Actualmente se usan cilindros relativamente largos con una relación entre la longitud, L, y el diámetro, D, la cual varía entre 2 a 3. Obert et. al. (1946) encontró que la resistencia uniaxial de los cilindros de roca varía como:

$$C_o = C_1 [0.778 + 0.222D/L] \quad (22)$$

Donde C_1 es el valor de la resistencia cuando $D/L=1$. Esto indica que la resistencia decrece con el incremento de la longitud en relación al diámetro. El valor del esfuerzo en el momento de la falla es definido como la UCS (Unconfined Compressive Strength - resistencia compresiva no confinada):

$$C_o = \frac{F_{\max}}{A} \quad (23)$$

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

La única forma racional de evitar el efecto Poisson es usar especímenes de la misma roca de formación como espaciadores entre los platos de acero y la muestra de roca. Los especímenes falsos (tapones) están bajo carga triaxial debiendo ser mas resistentes; así, el fallamiento estará limitado al centro de la muestra de roca (figuras 24).

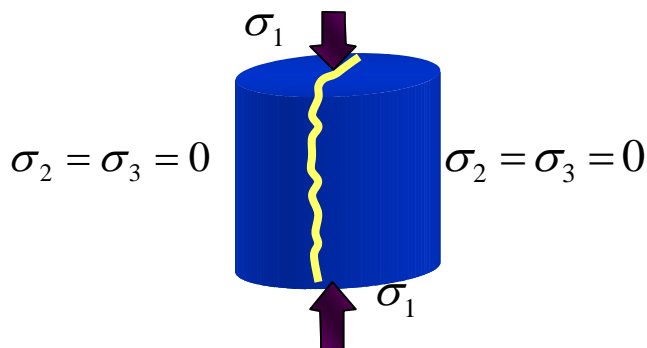


Figura 23. Prueba de compresión sin confinar. Fuente: Cabrera 2003.

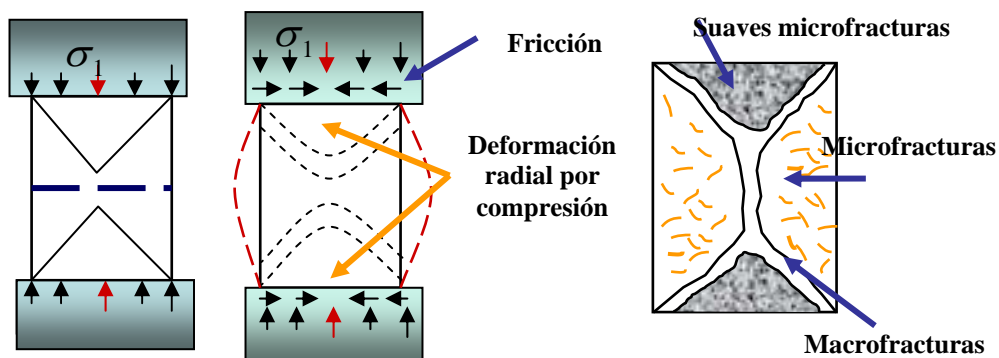


Figura 24. Características de una muestra de roca. Fuente: Fjaer 1996.

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

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

- ◆ La resistencia a la compresión no confinada (UCS)
- ◆ Módulo de Young

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

A continuación se muestra un diagrama de esfuerzos contra deformación en una Prueba de Compresión Uniaxial. En la práctica, la región dúctil puede ser muy pequeña. Varios conceptos importantes son definidos en la figura 25.

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

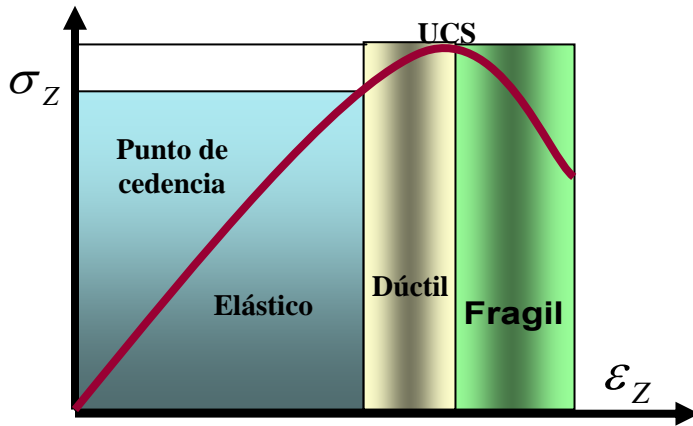


Figura 25. Curva esfuerzo Vs. Deformación en una prueba uniaxial.

🔧 **Prueba triaxial:** Para llevar a cabo la prueba se utiliza una celda donde va ubicada la muestra entre dos pistones móviles los cuales ejercen presión. La superficie plana del pistón tiene un efecto importante en los resultados de la prueba. Las presiones de poro son medidas con transductores de presión que están conectados a los pistones. Por el monitoreo del descenso de la presión de poro de la muestra tanto en los pistones de tope y de fondo y además con las mediciones de la rata de flujo es posible medir la permeabilidad como parte de la prueba mecánica de la roca. Figuras 26 y 27.

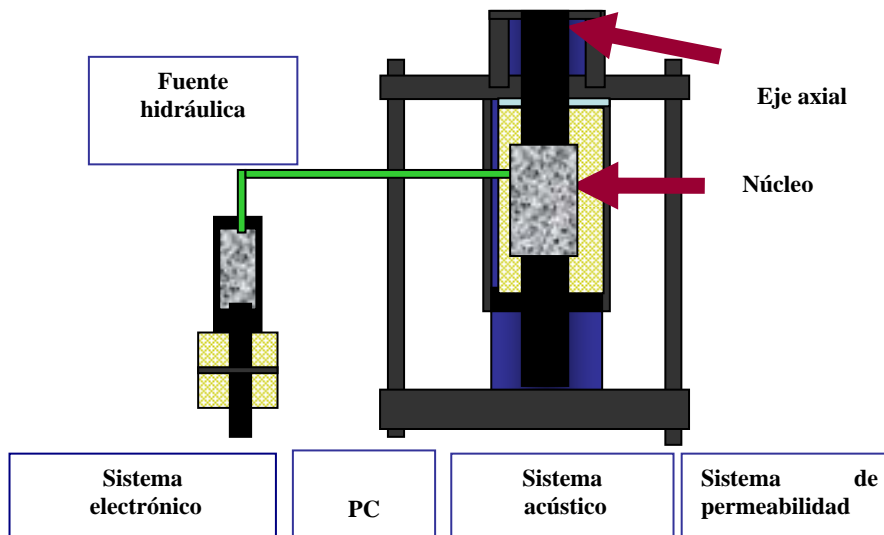


Figura 26. Dibujo esquemático del laboratorio de mecánica de rocas. Fuente: Fjaer 1996.

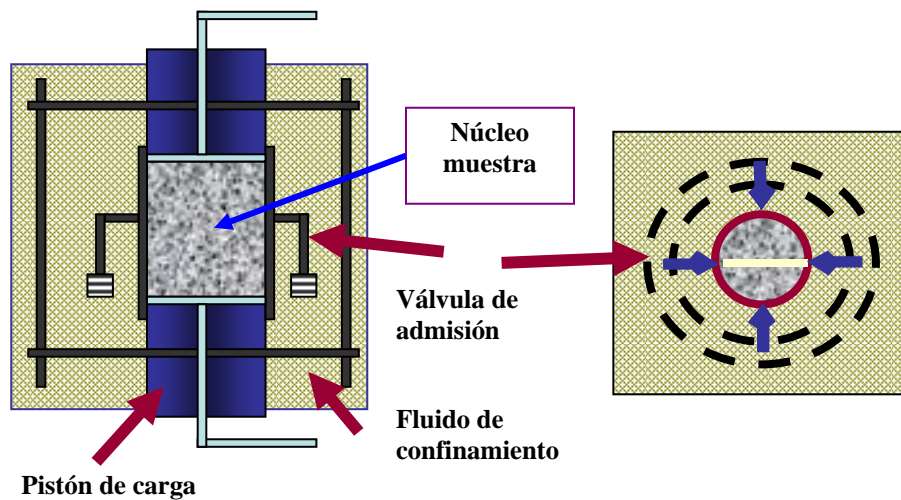


Figura 27. Bosquejo del principio de la celda triaxial. Fuente: Fjaer 1996.

La prueba triaxial es usualmente realizada incrementando la carga axial y de confinamiento simultáneamente hasta que un nivel de esfuerzo hidrostático recomendado es alcanzado. Entonces, la presión de confinamiento es mantenida constante mientras la carga axial se va incrementando hasta que la falla ocurra (figura 28). La carga axial normalmente es aplicada originando una tasa de deformación axial constante.

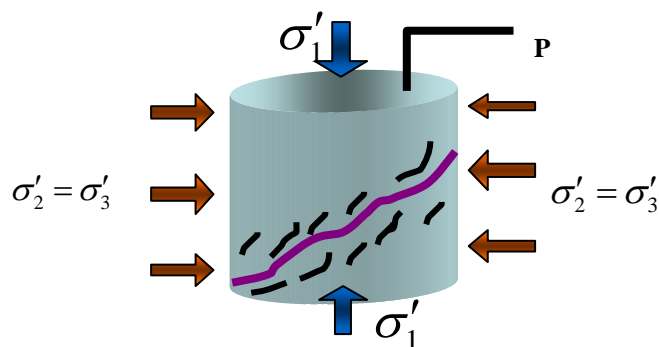


Figura 28. Prueba de compresión triaxial. Fuente: Cabrera 2003.

Este ensayo ha probado ser la prueba mas útil en el estudio de las propiedades mecánicas de la roca en un amplio rango de valores para esfuerzos y para diferentes temperaturas, además puede hacerse tanto en especímenes secos con presión de poro igual a cero (especímenes drenados), como en especímenes saturados con una presión de poro (especímenes no drenados). Resumiendo se puede decir que una prueba triaxial es la influencia típica de la presión de confinamiento en forma de esfuerzo diferencial (esfuerzo axial menos la presión de confinamiento) versus curvas de deformación axial, como se puede observar en la figura 29 donde se muestran resultados de pruebas triaxiales con varias presiones de confinamiento.

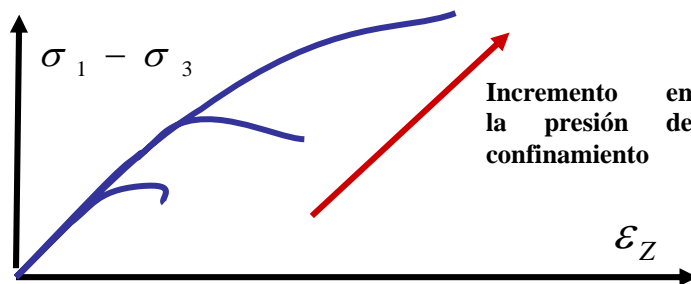


Figura 29. Típica prueba de la presión de confinamiento sobre la forma del esfuerzo diferencial Vs la curva de deformación axial. Fuente: Fjaer 1996.

En general la falla en una prueba triaxial resulta de una fractura de cizalladura simple, plana áspera, inclinada en un ángulo cercano a la dirección del esfuerzo máximo principal, el cual es usualmente paralelo al eje del espécimen. Para caracterizar adecuadamente la muestra la prueba debe ser realizada usando varias presiones de confinamiento. Así como las pruebas hidrostáticas son drenadas y no drenadas estas pruebas también lo son¹¹:

♦ Prueba drenada: En esta prueba las propiedades elásticas y la resistencia depende de los esfuerzos efectivos. Esta prueba proporciona un mejor control

experimental debido a que la presión de poro es mantenida constante a un valor conocido.

◆ Prueba no drenada: La prueba no drenada con mediciones de presión de poro es realizada durante el experimento especialmente con formaciones de muy baja permeabilidad (shales). Puede ser ventajosa ya que la prueba requiere tiempos de estabilización muy cortos.

Bajo condiciones no hidrostáticas (prueba triaxial) la roca exhibe un comportamiento frágil o dúctil dependiendo de la presión de confinamiento, detalles que pueden ser observados en las figuras 30, 31 y 32:

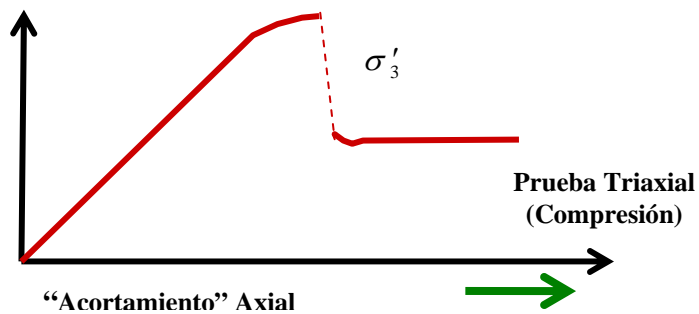


Figura 30. Comportamiento típico frágil, y se mantiene una presión de confinamiento constante. Después que ocurre la falla por cizalladura la deformación axial continúa debido al movimiento a través de la fractura y el incremento de las fracturas secundarias en la zona de fractura principal. Fuente: Osorio 2003 ⁶

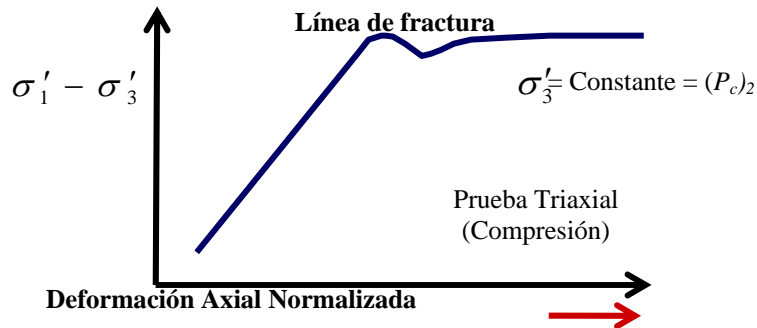


Figura 31. Comportamiento típico cuando la presión de confinamiento esta dentro del rango que caracteriza la transición entre el comportamiento frágil a dúctil. Fuente: Osorio 2003 ⁶.

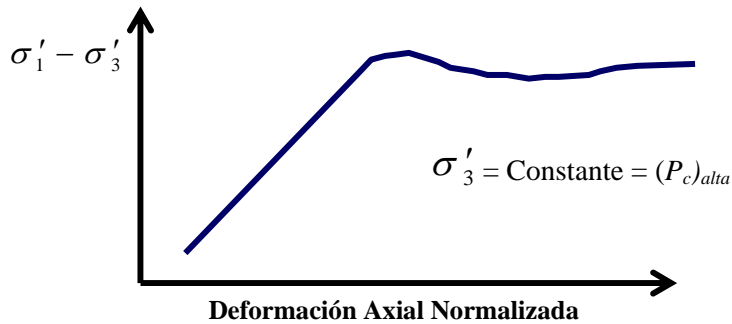


Figura 32. Comportamiento dúctil típico de una roca a cierto nivel de presión de confinamiento. Fuente: Osorio 2003.

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

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

La resistencia a la tensión de la roca es más variable y más influenciada por la forma del espécimen que cualquier otra propiedad mecánica de la roca. Pruebas indirectas para determinar la resistencia a la tensión de la roca son más comunes que la prueba de tensión uniaxial.

✚ **Prueba brasilera:** También llamada prueba de tracción indirecta, este ensayo mide el esfuerzo a la tracción de la roca y consiste en la compresión en el punto de soporte de una muestra cilíndrica. Con esta prueba se halla la resistencia a la tensión inducida (T_0). Asumiendo que la roca es homogénea e isotrópica y que la elasticidad lineal se mantiene, la fractura primaria empezará en tensión desde el centro del espécimen¹⁰ (figura 33).

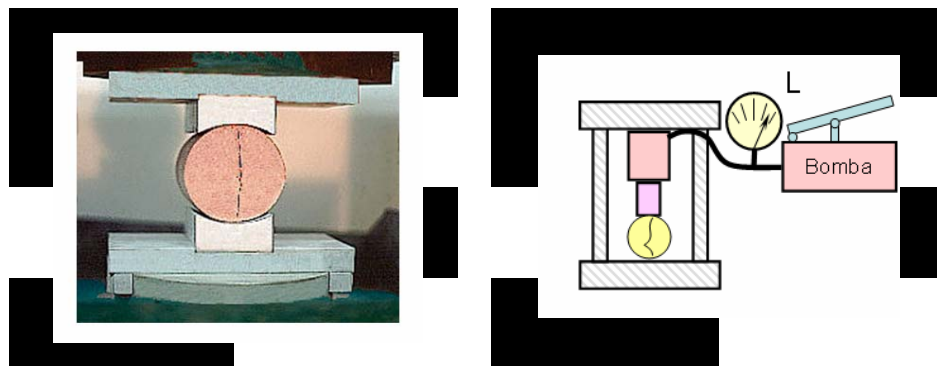


Figura 33. Prueba brasilera. Fuente: Cabrera 2003.

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

$$\tau_0 = 0.636 \frac{F_c}{DL} [\text{MPa}] \quad (24)$$

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

✚ **Prueba de punto de carga:** Es una prueba donde se aplica carga a una muestra en sentido diametral hasta alcanzar la fractura del material. Usada frecuentemente en Ing Civil. Esta prueba se utiliza en la clasificación de materiales rocosos y para estimar otros parámetros de esfuerzo como por ejemplo: tracción o compresión uniaxial¹⁰. El ensayo determina el índice de Resistencia I_s en testigos de roca que requieren de poca preparación y que pueden tener formas regulares o irregulares (figura 34).

$$I_s = \frac{F_c}{D_e^2} \quad (25)$$

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

$$I_s = 0.80T_0 \quad (26)$$

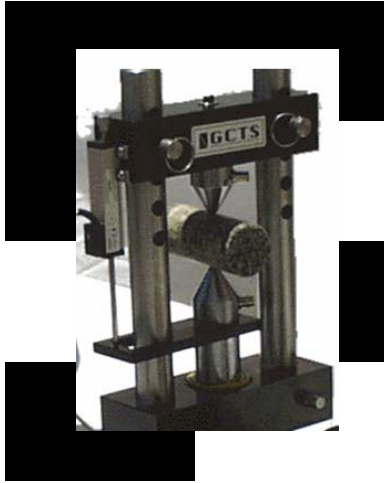


Figura 34. Prueba de punto de carga. Fuente: Cabrera 2003.

5. EVALUACIÓN TÉCNICA DEL USO DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN PARA DETERMINAR EL UCS DE LAS ROCAS

5.1 JUSTIFICACIÓN

En la caracterización mecánica de formaciones en el subsuelo la obtención de corazones es quizás una de las tareas más necesarias. No obstante se lleva a cabo con muy baja frecuencia hasta el punto de estar limitada a la zona de reservorios. La razón es muy clara; la obtención de corazones de roca en profundidad tiene un gran impacto a nivel técnico como operativo, que se refleja en un incremento substancial del costo de desarrollo de un plan de perforación. La perforación se afecta técnicamente porque la extracción de corazones implica bajar la tasa de perforación a niveles muy bajos mientras duren las labores de extracción de núcleos¹, lo cual causa retraso en los planes de perforación trazados en comparación con uno que no incluya dichas tareas. Claro que el beneficio puede reflejarse en la curva de aprendizaje, pero para la perforación de un pozo determinado es perjudicial. Desde el punto de vista operativo el impacto también es alto, pues se requiere la extracción de toda la tubería de perforación para cambiar la broca e introducirla nuevamente, el tiempo de duración de esta operación varía con la profundidad y para 11000 pies podría ser de hasta 24 horas. Lo anterior suponiendo que no se presente ningún problema que retrase las operaciones.

Debido a esto, muchos autores han desarrollado correlaciones que permiten calcular el UCS de las rocas utilizando información de los registros eléctricos¹³⁻¹⁶, si bien los perfiles de UCS generados a profundidad con estos reflejan un comportamiento cualitativamente aceptable, casi siempre se requiere de una calibración del mismo utilizando los valores de UCS obtenidos en el laboratorio con los procedimientos explicados anteriormente, esta desviación en los resultados obtenidos se puede explicar teniendo en cuenta que casi siempre estas correlaciones se generan con información de campos de otros países cuya naturaleza difiere mucho a la que se presenta en la zona de estudio, cabe resaltar

que todos los campos se comportan diferente y por lo tanto cada uno debe ser estudiado por aparte si se quiere tener al final una caracterización acorde con la realidad del mismo.

Esto teniendo en cuenta que una muestra de roca se haya extraído del pozo que esta siendo analizado, esto hace que el uso de las correlaciones que consideran la información de registros eléctricos sea limitado por que no todos los pozos tienen muestras de corazones y por que aquellos en donde se han hecho mediciones con registros eléctricos, estas tan solo cubren las formaciones productoras reflejando el comportamiento de tan solo un pequeño intervalo del pozo perforado.

En los últimos años la industria petrolera ha llegado a la conclusión que uno de los principales factores que influye en la estabilidad de los pozos es la resistencia de la roca¹⁷, según un estudio adelantado por Facultad de Minas – Ingeniería de Petróleos de la Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín - en cabeza del ingeniero José Gildardo Osorio Gallego., que planteo un modelo geomecánico estadístico en donde se identificó las variables que mas influyen en la estabilidad de los pozos y con base en el análisis estadístico se obtuvo que para los dos modelos planteados el UCS de la formación fue la variable de mas alta influencia. Así para los dos modelos planteados se presentaron los siguientes resultados (tomado de Seminario de estabilidad de pozo, José Gildardo Osorio Gallego ICP 2004).

EFFECTOS PROMEDIO (MODELO 1)

Tabla 4. Efectos promedio modelo Geomecánico Estadístico 1. Fuente: Seminario en Estabilidad de Pozo. Gildardo Osorio. ICP 2004.

Factor	Efecto Promedio	Porcentaje
UCS	-186.53	100
Azimet	130.11	69.75
Angulo de Ataque	-125.82	67.45
Inclinación	-121.07	64.91
Peso de Lodo	-89.82	48.15

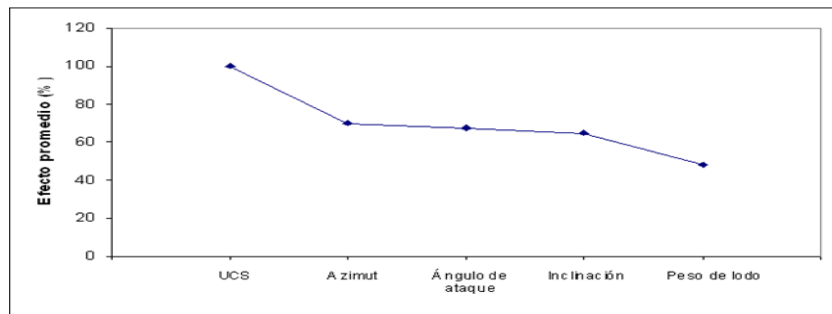


Figura 35. Efectos promedio modelo Geomecánico Estadístico 1 Fuente: Seminario en Estabilidad de Pozo. Gildardo Osorio. ICP 2004.

EFFECTOS PROMEDIO (MODELO 2)

Tabla 5. Efectos promedio modelo Geomecánico Estadístico 2. Fuente: Seminario en Estabilidad de Pozo. Gildardo Osorio. ICP 2004.

Factor	Efecto Promedio	Porcentaje
UCS	-187.08	100
Azimut	117.76	62.94
Inclinación	-110.50	59.06
Tiempo de Exposición	-95.87	51.24
Peso de Lodo	-95.29	50.93

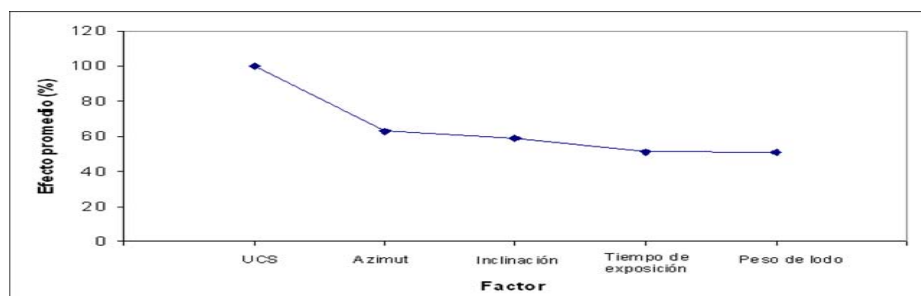


Figura 36. Efectos promedio modelo Geomecánico Estadístico 2. Fuente: Seminario en Estabilidad de Pozo. Gildardo Osorio. ICP 2004.

El estudio muestra cuales son los parámetros que mas causan problemas de inestabilidad; donde se aprecia claramente la gran influencia que tiene el UCS de las rocas en el comportamiento mecánico de los pozos durante la perforación.

Con base en estudios como el anterior y otros hechos a nivel mundial es que la industria petrolera ha tenido un interés creciente en hacer una mejor caracterización de las formaciones antes, durante y después de la perforación.

Las formaciones en estado natural están sometidas a condiciones de esfuerzos aleatorias que dependen en gran medida de la estructura geológica predominante, y esta se convierte en el factor que determina la condición de esfuerzos en profundidad⁶. Ahora bien, perforar un hueco en un sistema que se encuentra en equilibrio, inmediatamente altera la condición de esfuerzos in-situ y es de por si el primer paso para que el pozo y la zona circundante pierda su equilibrio natural¹⁷.

En las zonas tectónicamente activas como la zona objeto de estudio (el Piedemonte Llanero Colombiano), los esfuerzos horizontales tienen diferente magnitud presentándose lo que se conoce como anisotropía de esfuerzos. Esta anisotropía es precisamente la que gobierna la dirección en la que se debe perforar el pozo y por consiguiente la respuesta de la roca ante la nueva condición de esfuerzos¹⁷. Es decir de una buena caracterización mecánica de las formaciones a perforar dependerá del grado de inestabilidad que se tenga durante la perforación.

Por todo lo expuesto con anterioridad, se entiende que existe la necesidad de estimar el UCS de las rocas a partir de una metodología que sea económicamente viable, que arroje resultados confiables y que permita analizar el mayor intervalo de profundidad posible perforado permitiendo realizar análisis de estabilidad mas exactos, durante la perforación y plantear modelos geomecánicos mas detallados que permitan reducir los costos y riesgos durante la perforación; el uso de modelos matemáticos que impliquen el uso de parámetros de perforación brinda todas estas posibilidades por las siguientes razones:

- Los parámetros de perforación son información fácil y muy económica de obtener, bien sea con los reportes diarios o finales de perforación, o con lecturas hechas en campo.
- A diferencia de los registros eléctricos, los parámetros de perforación se leen en casi la totalidad del intervalo perforado permitiendo así caracterizar mas detalladamente la zona en la que se está trabajando.
- Una vez se valide un modelo que relacione el UCS de las rocas con los parámetros de perforación y se ajuste a las condiciones operacionales y al escenario geológico de la zona a estudiar, se pueden generar perfiles de UCS a profundidad utilizando parámetros pie a pie; esto representa una ventaja muy grande ya que una vez estos perfiles sean confiables representarían una herramienta muy útil no solo al momento de hacer análisis de estabilidad si no también en otras actividades como por ejemplo la selección de las brocas apropiadas para perforar el pozo redundando esto no solo en un mayor rendimiento de la perforación, también en una reducción sustancial de los costos de operación.

6. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL PIEDEMONTE LLANERO

Actualmente alrededor del mundo el desarrollo de proyectos de exploración y desarrollo se esta incrementando en zonas “difíciles”, que ofrecen nuevos retos para la industria. Estas zonas (cuencas sedimentarias tectónicamente activas, bajo el punto de vista del análisis de estabilidad) por lo general involucran altos costos de ingeniería para llevar a cabo la producción del campo. En una cuenca activa debido a la interacción que existe entre las placas continentales, los esfuerzos horizontales son mayores que el esfuerzo vertical de sobrecarga. En el área en estudio la zona además de la anterior condición mencionada presenta fallamiento activo y una configuración estratigráfica muy compleja.^{18,19}

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

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

6.1 LOCALIZACIÓN

La cuenca de los llanos orientales es una cuenca asimétrica, localizada al este de los Andes y hace parte de las cuencas Subandinas de antepaís, como se puede observar en la figura 37.

La cuenca se orienta en dirección Suroeste-Noreste y se extiende unos 100 kilómetros al norte y sur de Yopal (Casanare), hasta Venezuela y está separada de la cuenca de Barinas por el arco de Santa Barbara y hacia el sur se encuentra separada de la cuenca del Putumayo por el arco de la Macarena- Guaviare. La cuenca se encuentra limitada al oeste por el sistema de fallas de Guaicaramo y al este por el sistema de fallas de Yopal-Borde llanero²⁰.



Figura 37. Mapa de ubicación de la cuenca del piedemonte llanero.

Fuente: Well Review BP, 2001.

6.2 GENERALIDADES DE LA CUENCA

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

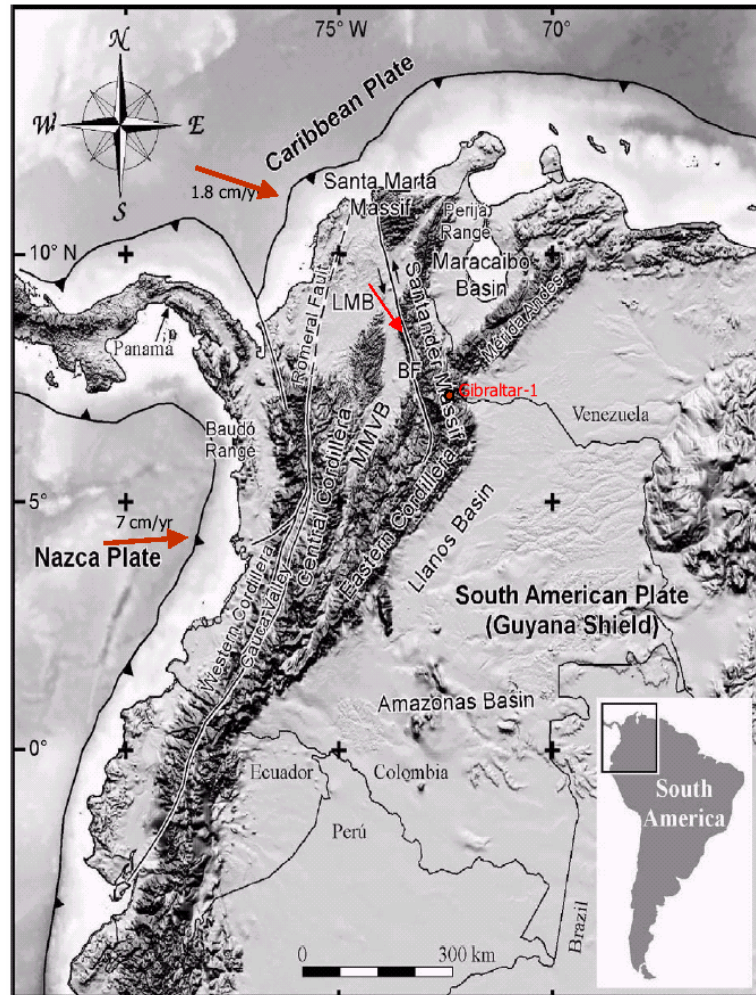


Figura 38. Esquema tectónico regional del Nor-occidente de Suramérica. Fuente: Reporte final pozo 1, Gibraltar 2002.

La zona del piedemonte llanero ubicada en las estribaciones orientales de la cordillera oriental contiene una gran cantidad de reservas de hidrocarburos encontradas principalmente en yacimientos de areniscas cuarzosas compactadas. La estratigrafía del área involucra formaciones que van desde el Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico con muchas discordancias regionales debido a la gran actividad geológica de la zona. Las rocas más antiguas perforadas en el área son las arcillolitas del Ordovícico, luego encontramos de manera discordante la secuencia cretácea (Formaciones Une, Gachetá y el grupo Guadalupe) y la secuencia terciaria (Formaciones Barco, Los Cuervos, Mirador, Carbonera, León, Guayabo y Necesidad).^{21,22}

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

6.3 ESTRATIGRAFÍA

En la cuenca de los Llanos Orientales se encuentran varias nomenclaturas estratigráficas que han sido utilizadas por diferentes autores y empresas, para lo cual a continuación se presenta en la tabla 6 donde se relacionan todas las nomenclaturas utilizadas en la cuenca.

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

El entendimiento de las secuencias estratigráficas y sus efectos sobre la deformación y el estilo estructural y de los mecanismos que gobiernan su deformación ayudan al mejor entendimiento de la estructuración del Piedemonte Llanero. La presencia de una secuencia cíclica conformada por intercalaciones de formaciones predominantemente arenosas y formaciones arcillosas hace que la estratigrafía se deforme siguiendo algunos patrones básicos que se evidencian a lo largo de la cuenca. Los despegues principales de las fallas se presentan en las formaciones principalmente arcillosas como son las arcillolitas del Ordovícico, la formación Gachetá, los miembros arcillosos del Grupo Carbonera y la formación

León. Estas formaciones también actúan como sellos siendo el más importante y regional el miembro C8 del Carbonera²².

Tabla 6. Carta de Correlación Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia. Fuente: Fajardo 2000²².

ERA	PERIODO	EPOCA	EDAD	Nomenclaturas Estratigráficas					EN ESTE ESTUDIO	
				PIED. LLAN. INGEOMINAS	META ECOPETROL	CASANARE ELF-AQUITAINE	ARAUCA INTERCOL	ARAUCA OCCIDENTAL		
CENOZOICO	Q	Pleistoceno								
		Plioceno	Tardío	CORNETA	Fm. NECESIDAD	Fm. GUAYABO	Fm. ISNOTU-PALOMAR	Fm. GUAYABO		Fm. GUAYABO
			Temprano		Fm. GUAYABO	Fm. GUAYABO				
		Mioceno	Medio	CAJA						Fm. LEON
			Temprano	DIABLO	SHALE LEON	SHALE LEON	SHALE LEON	SHALE LEON		Fm. CARBONERA
		Oligoceno	Tardío	SAN FERNANDO	CARBONERA	CARBONERA	CARBONERA	CARBONERA		Fm. CARBONERA
			Temprano							Fm. CARBONERA
		Eoceno Tardío	Priaboniano	Fm. MIRADOR	T 2	Fm. MIRADOR	Fm. MIRADOR	Fm. MIRADOR		Fm. MIRADOR
				SOCHA / LOS CUERVOS Arcillas		Fm. LOS CUERVOS	Fm. LOS CUERVOS			Fm. BARCO LOS CUERVOS
		Paleoceno		SOCHA / BARCO Areniscas		Fm. BARCO	Fm. BARCO			Fm. BARCO LOS CUERVOS
Fm. GUADALUPE				Fm. GUADALUPE	Fm. GUADALUPE			Fm. GUADALUPE		
MESOZOICO	CRETACEO	Tardío	Maastrichtiano	Fm. GUADALUPE		Fm. GUADALUPE	Fm. GUADALUPE	Fm. GUADALUPE	Fm. GUADALUPE	
			Campaniano			Fm. GACHETA	Fm. GACHETA	Fm. GACHETA	Fm. GACHETA	
			Santoniano	Fm. CHIPAQUE	Fm. GUADALUPE	Fm. GACHETA	Fm. GACHETA	Fm. GACHETA	Fm. GACHETA	
			Coniaciano							
		Turoniano							Fm. UNE	
		Concomantiano								
Temprano	Albino Aptiano	Fm. UNE					Fm. UNE	Fm. UNE		
PALEOZOICO	TRIÁSICO JURÁSICO		Fm. BATA							
			Fm. FARRALLONES							
			Fm. GUETAME							
PRECAMBRIO				BASAMENTO CRISTALINO		(ESCUDO GUYANES)				

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

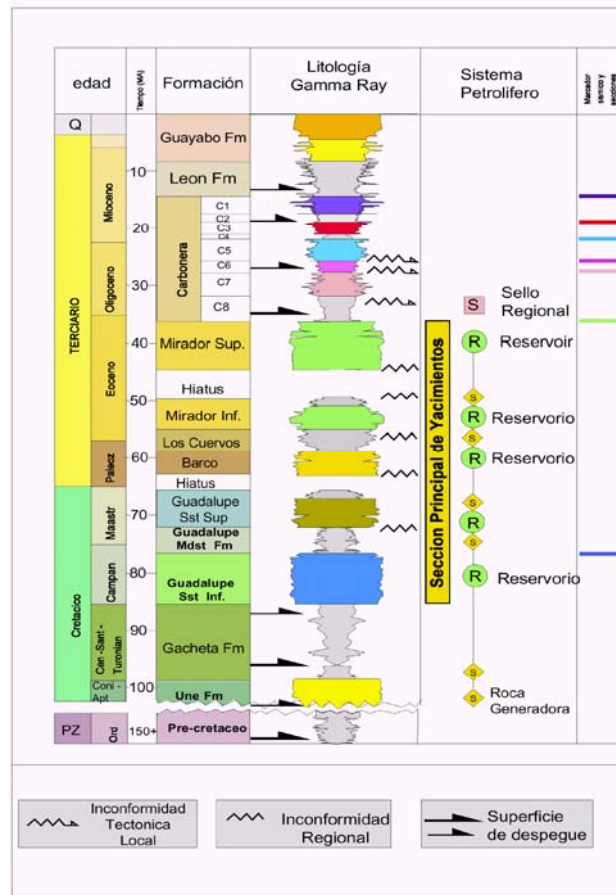


Figura. 39. Columna Estratigráfica Generalizada. Fuente: Martínez 2003¹⁹.

6.3.1 Formación Une: La formación Une corresponde a cretáceo inferior (cenomaniano-coniaciano) y se depositó inconformemente sobre los sedimentos del paleozoico, esta constituido principalmente por arenas blancas de grano medio a grueso moderadamente seleccionadas con intercalaciones de areniscas de color café claro localmente Glauconíticas²⁰.

La formación Une corresponde a un episodio basal fluvio-marino, mientras que el límite superior está indicado por el cambio litológico de areniscas masivas a lutitas, debido a un cambio de ambiente de sedimentación, que está definido por un evento de profundización o máxima relación A/S (relación espacio de acomodación contra suministro de sedimento), que representa el principal evento de inundación en la cuenca durante el Cretáceo. En conclusión la formación Une, en la cuenca de los Llanos, muestra una transición de ambientes fluviales hacia la base a ambientes de

bahías o estuarios hacia el tope; de oriente a occidente se observa una transición de ambientes continentales a ambientes marinos (figura 40).



Figura 40. Ambiente de depositación de la Formación Une. Fuente: Virgilio 2004 ²⁴

6.3.2 Formación Gachetá La Formación Gachetá corresponde al cretáceo (Coniaciano-Santoniano), esta delimitada a la base por una superficie de inundación y al tope por una superficie de inconformidad que representa tiempo de erosión, exposición sub-área e incisión de valles y es un conjunto medio arcilloso con alternancia de arcillas claras con grises oscuras a negras poco seleccionadas, intercaladas con niveles pequeños de calizas finamente arenosa de color blanco con contenido variable de Glauconita, depositadas en ambiente de plataforma marina, “shorface” y en menor proporción estuarios (figura 41).

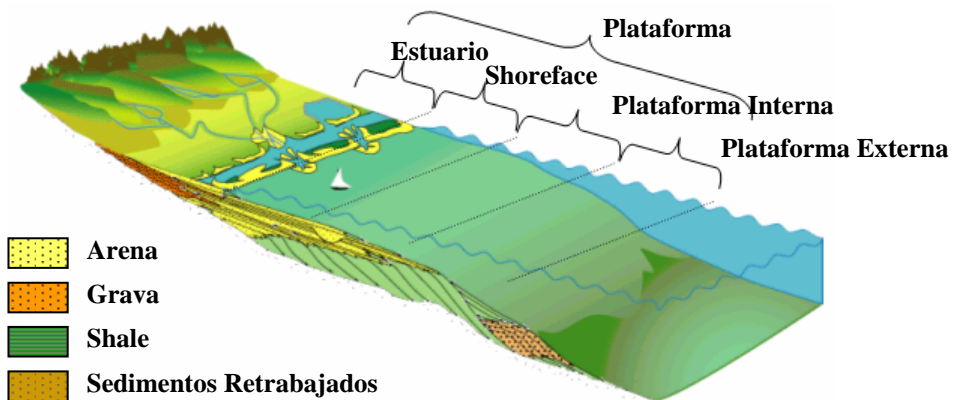


Figura 41. Ambientes de depositación de la F. Gacheta. Fuente: Virgilio 2004 ²⁴.

6.3.3 Formación Guadalupe La Formación Guadalupe corresponde al cretáceo (Campaniano) y está limitada a la base y al tope por superficies de inconformidad. La discordancia de la base pone en contacto lodolitas de plataforma o areniscas de “shoreface” de la Formación Gacheta con areniscas de canales estuarinos del Guadalupe; se considera que el origen de esta inconformidad está relacionado principalmente con procesos eustáticos²⁰. La superficie de inconformidad del tope pone en contacto esta formación con rocas del Paleoceno tardío o del Eoceno tardío; el origen de esta discordancia está relacionado con procesos tectónicos.

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

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

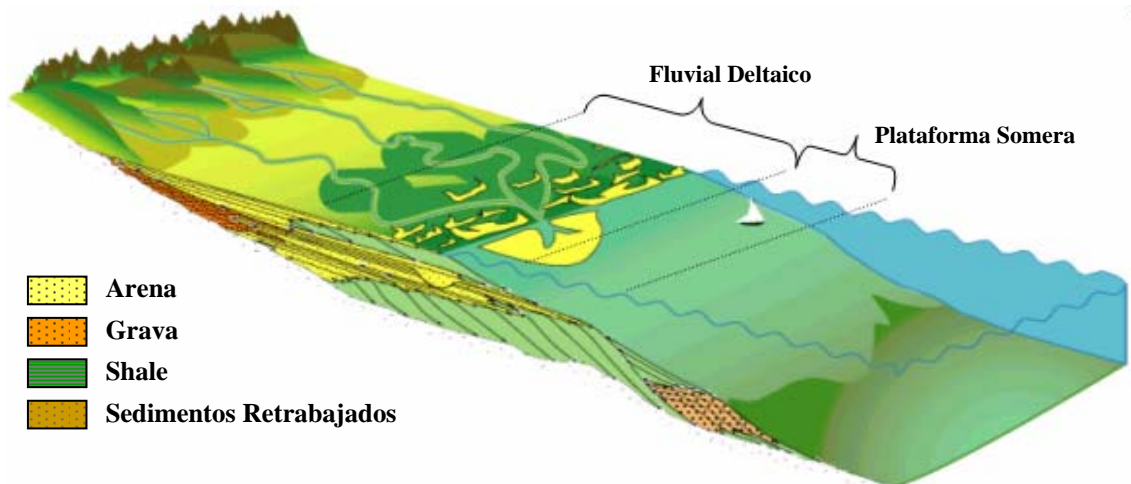


Figura 42. Ambiente de depositación de la formación Guadalupe. Fuente: Virgilio 2004 ²⁴.

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

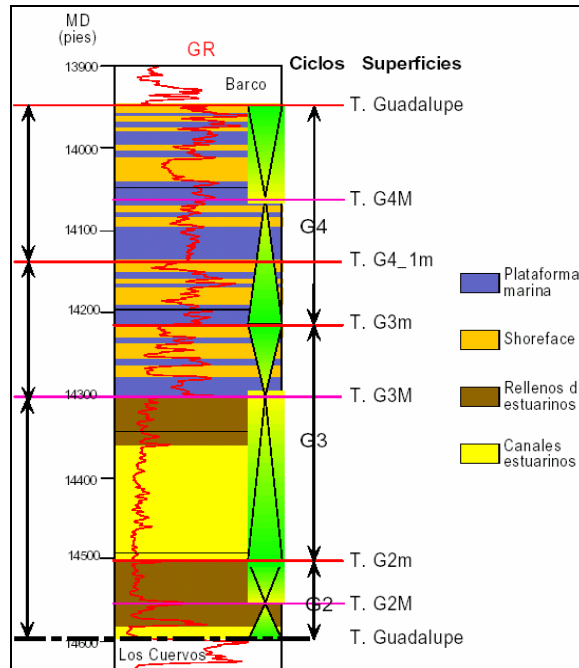


Figura 43. Interpretación Ambiental y Estratigráfica de la Formación Guadalupe. Fuente: Soto 2001²⁰.

Las areniscas que actúan como roca almacenadora tienen buena continuidad lateral. La relación de disminución en A/S de G3 está constituida por areniscas de “shoreface” con delgadas intercalaciones de lodolitas de plataforma marina. Tanto los intervalos arenosos como los lodosos tienen buena continuidad lateral, por lo tanto las unidades de flujo están intercaladas con intervalos que actúan como barreras verticales al flujo de fluidos. El ciclo G4 está constituido predominantemente por lodolitas de plataforma marina somera con intercalaciones de areniscas de “shoreface” especialmente hacia la base y tope del ciclo²⁰.

6.3.4 Formación Barco La Formación Barco corresponde al Terciario (Paleoceno tardío) y descansa sobre la discordancia que está relacionada con procesos tectónicos (orogenia pre-Andina) y se interpreta un ambiente continental y de planicie costera (figura 44); se identifican depósitos de canales, depósitos de areniscas progradantes en llanuras costeras o estuarios y depósitos de lodolitas de

llanura costera o bahías (figura 44). Se definieron cuatro ciclos o eventos estratigráficos que se denominan de base a tope B1, B2, B3 y B4.

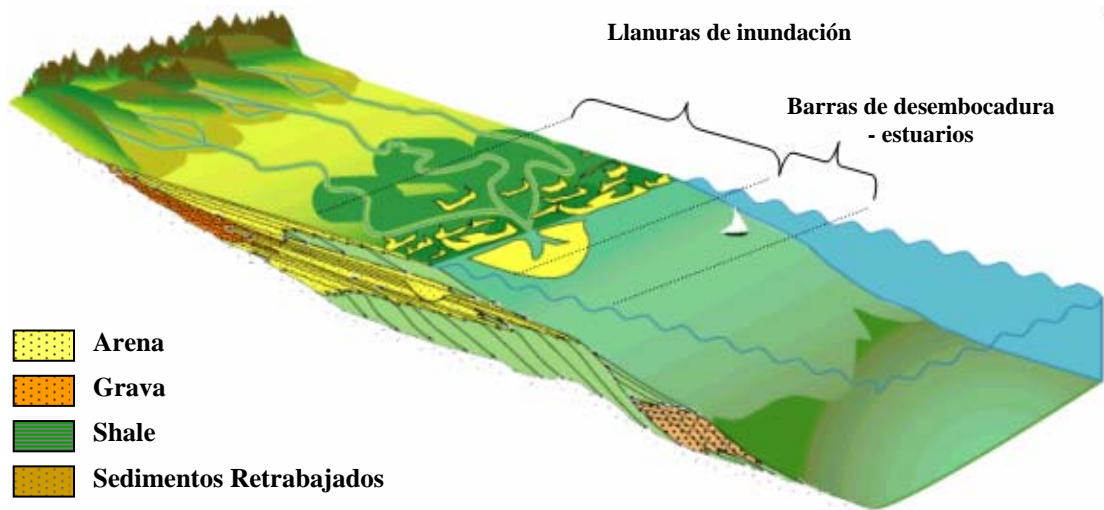


Figura 44. Modelo de ambiente de deposición de la Formación Barco.
Fuente: Virgilio 2004 ²⁴.

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

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

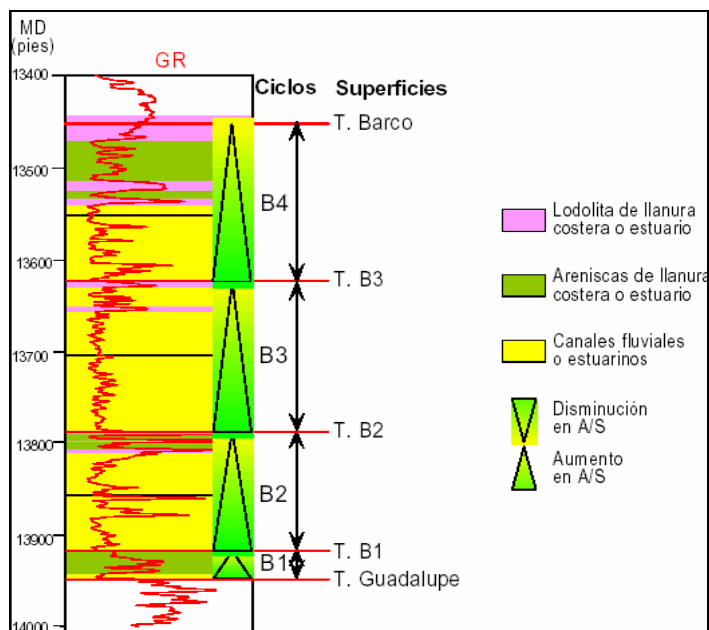


Figura 45. Interpretación Ambiental y Estratigráfica de la Formación Barco.
Fuente: Soto 2001²⁰.

6.3.5 Formación los cuervos La formación Los Cuervos es de edad Paleoceno tardío y se interpreta como un ambiente de llanura aluvial (figura 46). Constituida por areniscas cuarzosas de color gris separadas por arcillositas grises²⁰. Esta formación consiste principalmente de lodositas moteadas, arcillolitas, limonitas y en menor proporción areniscas de grano fino. La sedimentación de estas litologías tuvo lugar en una planicie costera superior, en donde se identifican depósitos de llanura de inundación, rellenos de lagos, “crevasse splay” y ocasionalmente canales.

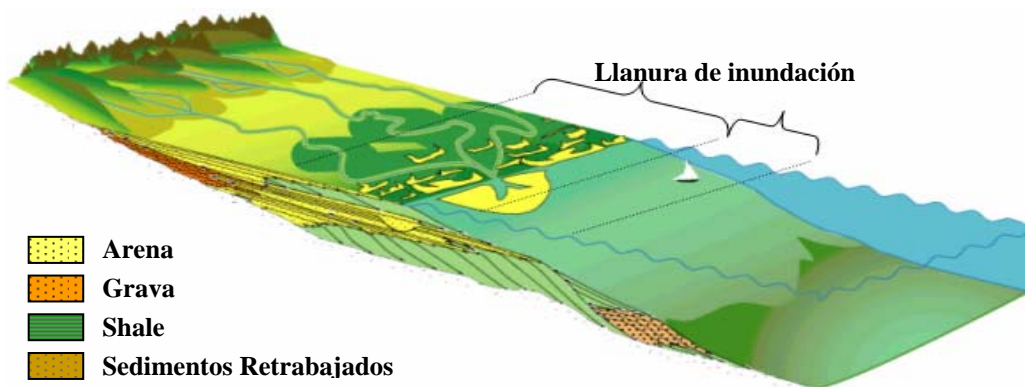


Figura 46. Modelo de deposición de la formación Cuervos. Fuente: Virgilio 2004²⁴.

6.3.6 Formación Mirador Esta formación se constituye en el reservorio más importante de la cuenca con aproximadamente el 50 % del hidrocarburo del reservorio. La formación Mirador es de edad Eoceno tardío, se divide en un intervalo Inferior y otro superior. El Mirador inferior se depositó en un ambiente continental donde se identifican depósitos de canales, complejos de “crevasse splay” o rellenos de lagos y lodolitas de llanura de inundación y su límite basal coincide con una de las principales discordancias (figura 47). 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.

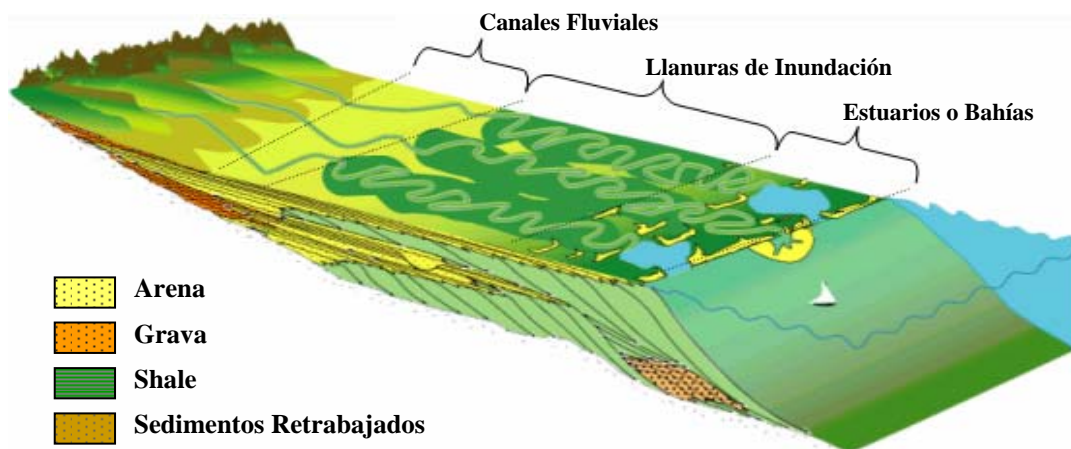


Figura 47. Modelo de ambiente deposición de la formación Mirador inferior.

Fuente: Virgilio 2004 ²⁴ .

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

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

base y tope por superficies de inconformidad y solo se identifica en el sector central del campo Cupiagua. En los ciclos M5 a M7 se identificaron depósitos de canales, de “bay-head deltas” y de relleno de bahías (figura 47).

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

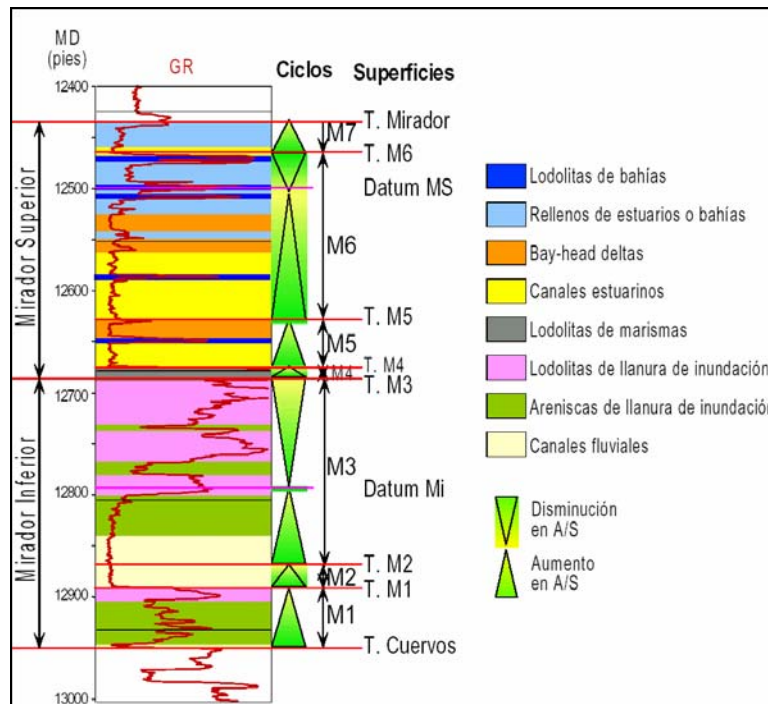


Figura 48. Interpretación Ambiental y Estratigráfica de la formación Mirador.
Fuente: Soto 2001 ²⁰.

6.3.7 Formación Carbonera La formación carbonera es de edad Oligoceno a mioceno temprano. Este periodo corresponde a episodios transgresivos y regresivos de corta duración en mar epicontinental de poca profundidad y consiste en una alternancia de rocas arcillo-limosas, limolitas, limolita arenosa y areniscas. El ambiente de depositación para la formación Carbonera se interpreta como barras de estuarios, lagos o bahías para la base de la Formación Carbonera (figura 49).

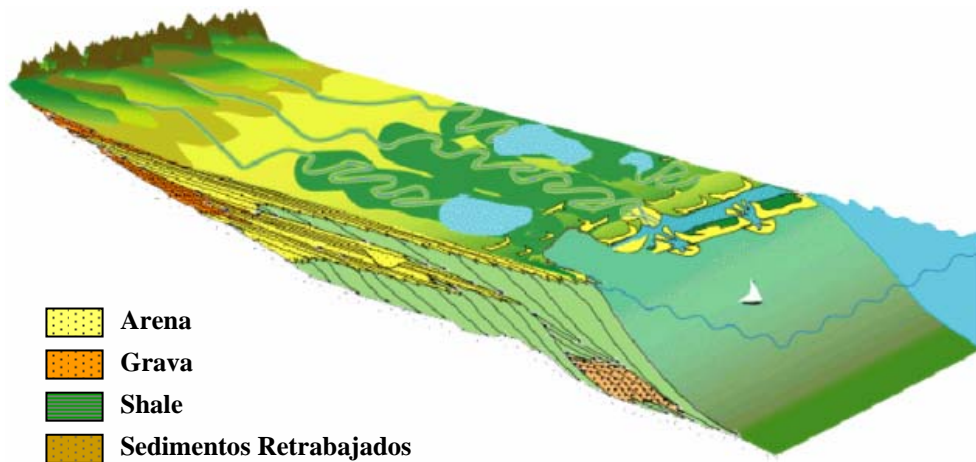


Figura 49. Ambiente de deposición de la F. Carbonera. Fuente: Virgilio 2004

24 .

La formación carbonera se divide en 8 miembros:

✚ **Unidad C - 8** Esta Unidad se encuentra encima de los depósitos fluviales de la formación Mirador. Corresponde a una rápida transgresión en una plataforma de muy baja pendiente, esto se deduce del carácter marino del tope de la formación Mirador, que indica un periodo de transgresión cuya continuidad es la unidad C-8⁶. Esta unidad se encuentra constituida por lutitas con capas de arenas y sugieren una transición de depósitos lodosos de lagos, estuarios o bahías a depósitos arenosos de cuerpos progradantes. La Unidad C8 se comporta como sello vertical para las acumulaciones de la formación mirador.

✚ **Unidad C - 7** Esta unidad se depositó durante el Oligoceno y la superficie de inundación al tope de esta Unidad marca el límite entre el Oligoceno y Mioceno Temprano. Esta unidad se compone de arenas depositadas en un ambiente marino somero, deltaico y continental, son de color claro a café, de grano fino a medio, a veces conglomeráticas y separadas por niveles de arcillas gris a verde.^{21, 22} La base del C7 corresponde a la superficie de inconformidad o un punto de máxima progradación y el tope a una superficie de inundación. La unidad grada lateralmente a sedimentos marinos y desaparece como unidad litoestratigráfica en la margen oeste de la cuenca. Las unidades del C-6 al C-1 se desarrollaron como consecuencia de transgresiones y regresiones oligocenas-miocenas. Estas

unidades están constituidas por una alternancia de niveles arenosos y lutíticos con predominancia de detritos gruesos en los miembros impares de dichas unidades (C-5, C-3, C-1) y de lutitas en las unidades pares (C-6, C-4, C-2)

🚧 **Unidad C - 6** La información bioestratigráfica señala que esta Unidad se depositó durante el Mioceno Temprano. (Munar y otros (1991), Rueda y Garzón (1995), Fajardo y otros (1997) y Reyes y otros (1998)). La base de C6 es la superficie de inundación y el tope corresponde a una superficie de inconformidad o un punto de máxima progración. Esta unidad está constituida por intercalaciones de lodolitas y areniscas progracionales de ambientes continentales o transicionales, las primeras predominan hacia la base y las segundas predominan hacia el tope de la Unidad arcillosa la cual reduce el espesor hacia el este de la cuenca.^{21,22}

🚧 **Unidad C - 5** Esta unidad se depositó durante el Mioceno Temprano. (Munar y otros (1991), Rueda y Garzón (1995), Fajardo y otros (1997) y Reyes y otros (1998)). La base de C5 corresponde a una superficie de inconformidad o evento de máxima progración denominado y el tope a una superficie de inundación. En la mayor parte de la cuenca esta Unidad está constituida por depósitos progracionales arenosos y lodolitas de ambientes continentales y transicionales.^{21,22}

🚧 **Unidad C - 4** Esta unidad se depositó durante el Mioceno Temprano. (Munar y otros (1991), Rueda y Garzón (1995), Fajardo y otros (1997) y Reyes y otros (1998)). La base de C4 corresponde a la superficie de inundación y el tope corresponde a una superficie de inconformidad o evento de máxima progración. Esta Unidad está constituida por intercalaciones de lodolitas y areniscas, los intervalos lodosos son predominantes hacia la base y las areniscas son más espesas y en ocasiones predominan hacia el tope de la Unidad.

🚧 **Unidad C - 3** Esta unidad se depositó durante el Mioceno Temprano. Munar y otros (1991), Rueda y Garzón (1995), Fajardo y otros (1997) y Reyes y otros (1998). La base de C3 corresponde a una superficie de inconformidad o evento de máxima progración y el tope a una superficie de inundación, el ambiente se interpreta

como lacustre de bahías.^{21,22} Es un reservorio poco desarrollado en la parte centro-norte de la cuenca y se desarrolla rápidamente hacia el suroeste. Esta unidad está compuesta por una alternancia de niveles de arenisca fina a gruesa, blanca a translúcida y algunos niveles de limonitas y arcillas gris verde, carbonosas.

✚ **Unidad C – 2** Esta unidad se depositó durante el Mioceno Temprano. Munar y otros (1991), Rueda y Garzón (1995), Fajardo y otros (1997) y Reyes y otros (1998). La unidad C-2 se convierte en el mejor sello después de la formación León, esta compuesta casi exclusivamente por lutitas grises y algunas limolitas. La base es predominantemente lodosa y corresponde a la superficie de inundación y hacia el tope se encuentran intercalaciones arenosas que incrementan su espesor en esta misma dirección y el tope corresponde a una superficie de inconformidad ^{21,24}. Las lodolitas se interpretan como depósitos lacustres o de bahías, y las areniscas como depósitos progradantes en estos cuerpos de agua.

✚ **Unidad C - 1** Esta unidad se depositó durante el Mioceno Temprano. Munar y otros (1991), Rueda y Garzón (1995), Fajardo y otros (1997) y Reyes y otros (1998). La base de C1 corresponde a la superficie de inconformidad y el tope a una superficie de inundación. El tope de C1 es el evento de profundización más fácilmente identificable dentro de la Formación Carbonera en toda la cuenca²². Esta unidad es la última secuencia arenosa de la formación Carbonera y se encuentra sellada por las lutitas de la formación León y corresponde a la máxima invasión hacia el este, sobre el escudo de Guyana, del mar oligoceno. Está compuesta por una alternancia de cuerpos arenosos, en ocasiones gruesos separados por niveles delgados de limonitas oscuras y lutitas grises.

6.3.8 Formación León La formación León es de edad Terciaria (Mioceno medio) y constituye el único sello eficaz de la cuenca y representa la máxima invasión de los mares terciarios. La formación León está limitada a la base por un evento de máxima relación A/S o superficie de inundación, este evento es fácilmente identificable en casi toda la cuenca de los Llanos y el tope de la Unidad se ha definido en un punto de máxima progradación o una superficie de mínima relación A/S. La formación León se depositó en ambientes lacustres con predominio de aguas dulces hacia el sureste y este de la cuenca y en ambientes de lagunas

costeras, bahías o estuarios con influencia salobre hacia el noroeste y oeste de la cuenca (figura 50). Está compuesta por shales y arcillas gris oscuras y verdosas, con delgadas Interestraticaciones, frecuentemente hacia la base de areniscas arcillosas de color verde o gris, de granos finos a muy fino poco consolidados..

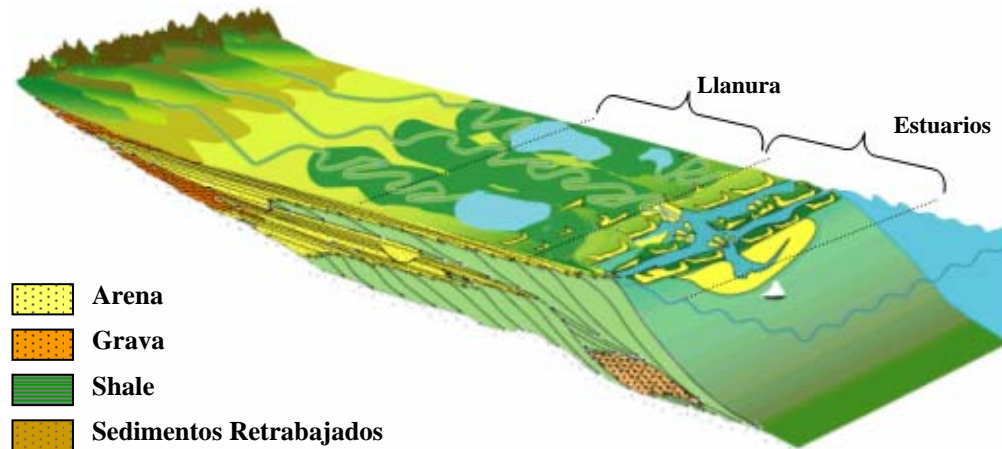


Figura 50. Modelo de ambiente de deposición de la Formación León Base.
Fuente: Virgilio 2004 ²⁴.

6.3.9 Formación Guayabo La formación Guayabo es de edad (plioceno-cuaternaria) y representa la última sedimentación de la cuenca. Está constituida por una alternancia de material detrítico, fino y grueso, mal clasificado. Se pueden diferenciar dos ciclos de depósitos con fuentes de clásticos provenientes del escudo. Los ambientes sedimentarios también varían, siendo marino hacia la base y fluvio marino a continental al tope (figura 51).

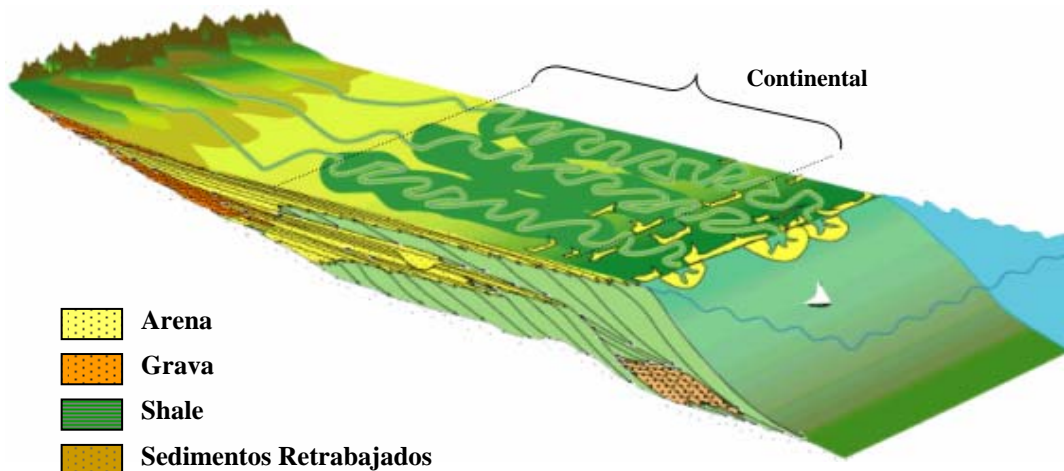


Figura 51. Modelo de ambiente de deposición de la Formación Guayabo.
Fuente: Virgilio 2004 ²⁴.

El miembro inferior es más arcilloso que el superior, consta de areniscas pardo-amarillentas y rojas de grano fino a medio, másiva 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.

6.4 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

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

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

Carbonera para finalizar en el Carbonera superior y la formación León. Esta variación en la posición del despegue conlleva a la formación de estructuras tipo “duplex” o estacadas las cuales contienen diferente estratigrafía dependiendo de la posición del despegue inferior y superior y de su posición relativa en la cuenca¹⁹. Por lo tanto a medida que el despegue asciende las estructuras involucran rocas cada vez más jóvenes lo que causa que en algunos sectores se encuentren zonas de apilados de hasta tres o cuatro laminas estructurales repitiendo las misma estratigrafía. Hacia el oeste y más profundo se encuentra un sistema que contiene rocas del Cretáceo Medio y al este y más somero la estructuración es dentro del Grupo Carbonera.

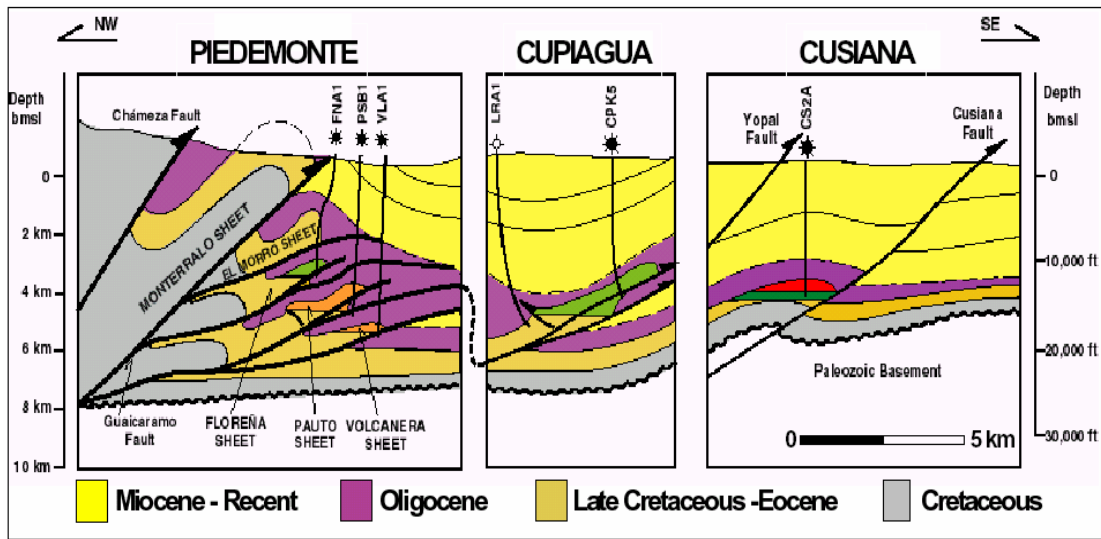


Figura 52. Sección estructural esquemática representando los diferentes estilos estructurales del Piedemonte Llanero. Fuente: Martínez 2003¹⁹.

El mapa de la figura 53 muestra los diferentes campos descubiertos a lo largo del tren y la figura 52 es una sección estructural esquemática representando los diferentes estilos estructurales de estos campos y su posición relativa con respecto al tren. A manera general se presentan tres zonas de deformación: la zona del tren de estructuras frontales (ej, Cusiana), la zona de transición de estructuras aisladas (ej. Cupiagua) y la zona del tren de estructuras cabalgantes (ej. Volcanera, Pauto, Dele, Floreña).

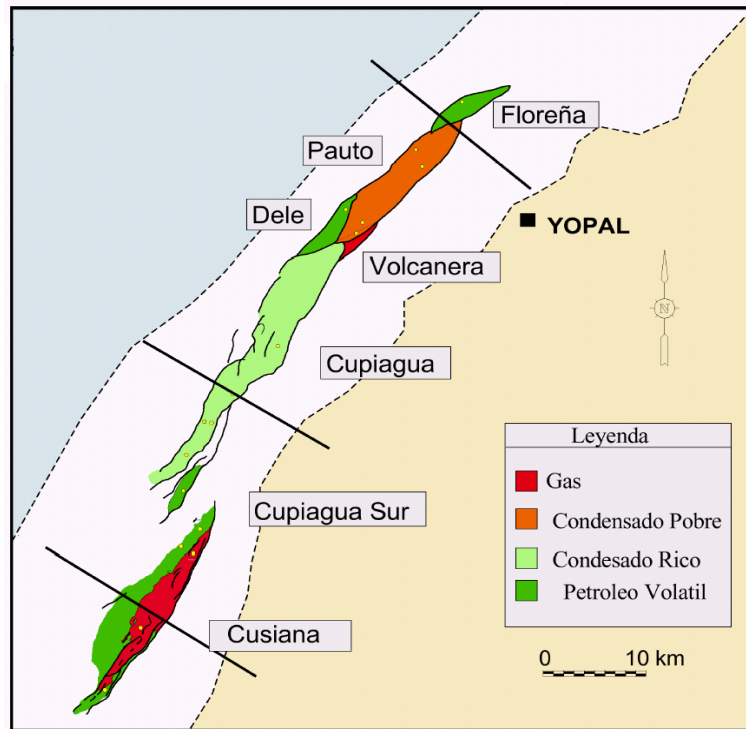


Figura 53. Mapa estructural del tren de algunos campos en el piedemonte. Fuente: Martínez 2003 ¹⁹.

El entendimiento actual de la geometría de las estructuras y de la historia cinemática del área ha permitido postular que la evolución de estos campos ha sido a través de varias etapas de deformación. La etapa temprana, correspondiente a acortamiento paralelo a las capas y plegamiento antes de fallamiento, ocurre antes de la orogenia Andina y su inicio varía de acuerdo a cada estructura de 25 a 5 millones de años²⁵. Durante las etapas más importante de acortamiento se distinguen tres fases, la primera con cabalgamientos en secuencia asociados al Cretaceo Medio y donde se delinear las estructuras principales y cada una de los trenes del área, una segunda con despegues más profundos en las arcillolitas del Paleozoico, la cual modifica las estructuras ya existentes y un último evento o simultáneo al anterior donde ocurre fallamiento fuera de secuencia¹⁹. En el extremo sur de la cuenca se encuentra la estructura de Cusiana perteneciente al tren de estructuras frontales. Es una de las pocas estructuras que tiene una expresión en superficie, observándose un anticlinal de gran extensión.

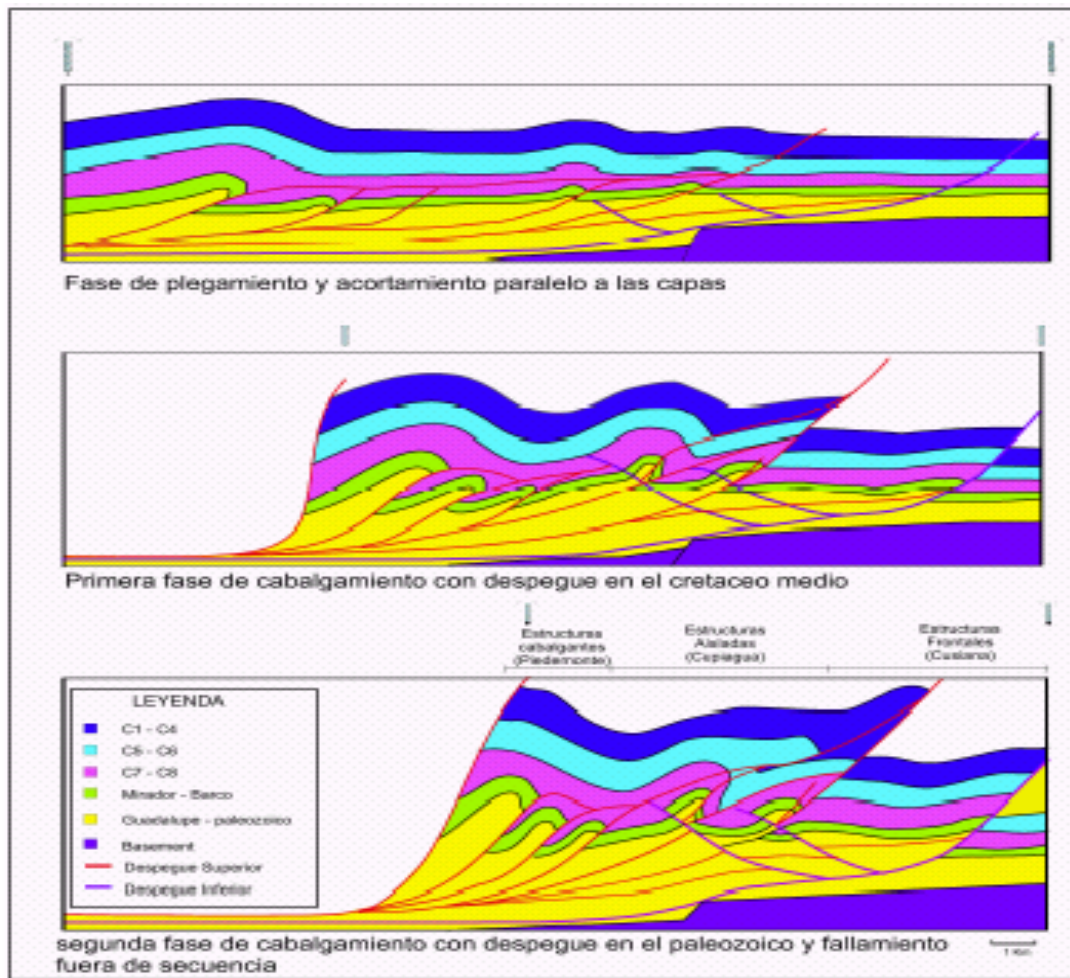


Figura 54. Restauración esquemática mostrando los diferentes tipos de estructuras y su posición con respecto a la cuenca. Estructuras frontales tipo Cusiana, estructuras aisladas apretadas tipo Cupiagua y estructuras cabalgantes “duplex” en una zona triangular tipo Piedemonte (Floreña, Pauto, Volcanera). Fuente: Martínez 2003 ¹⁹ .

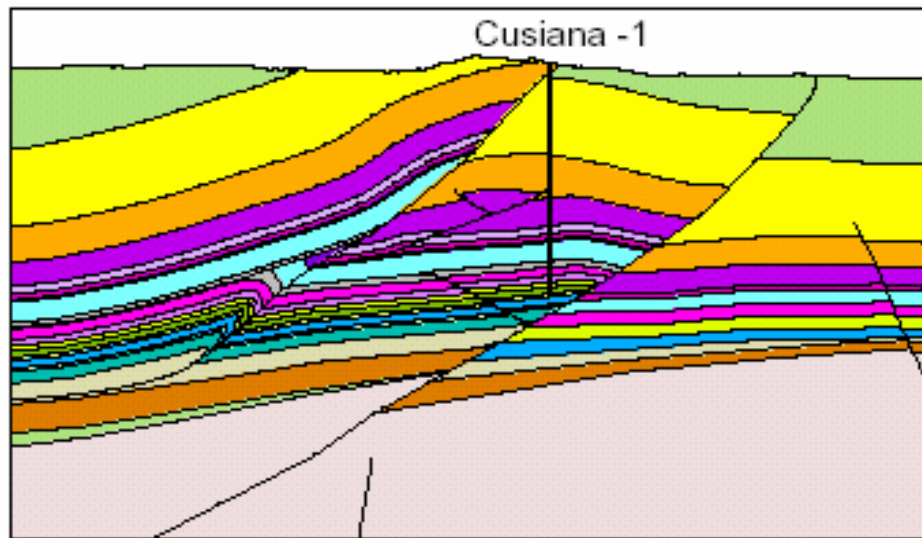


Figura 55. Sección estructural y línea sísmica interpretada a lo largo de la estructura de Cusiana. Zona del tren de estructuras frontales. Fuente: Martínez 2003 ¹⁹.

Esta estructura (figura 55) se puede considerar por su buena expresión y continuidad sísmica como una estructura grande y simple a grandes rasgos. Se describe como un anticlinal de gran amplitud y bajo relieve.

La posición del despegue principal se encuentra en las arcillolitas del Paleozoico lo que contribuye a una estructura menos apretada. No obstante, este tipo de estructuras evolucionan en múltiples etapas de deformación las cuales le crean complejidades internas como limbos frontales de alto buzamiento y retrocabalgamientos¹⁹.

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

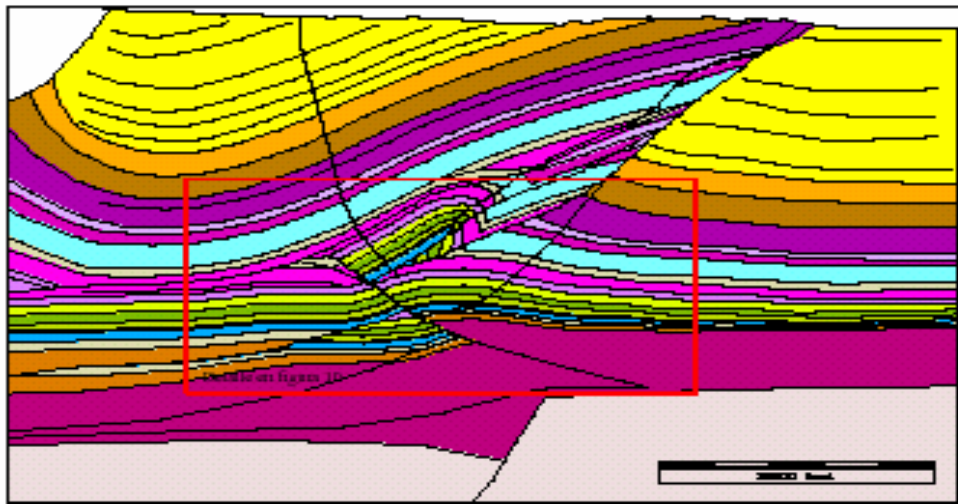
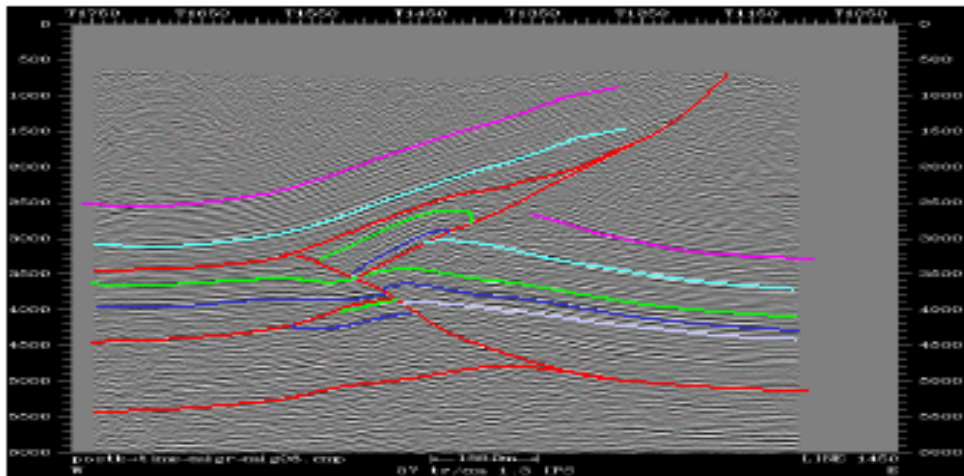


Figura 56. Sección estructural y línea sísmica interpretada a lo largo de la estructura de Cupiagua. Zona del tren de estructuras aisladas apretadas. Fuente: Soto 2001 ²⁰.

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

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

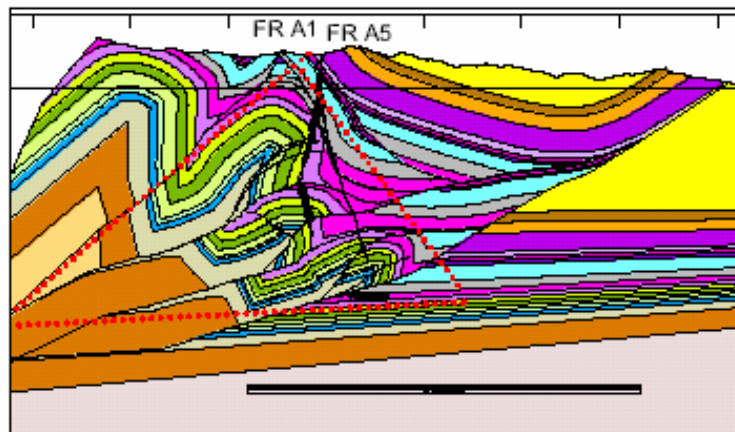


Figura 57. Sección estructural y línea sísmica interpretada a lo largo de las estructuras del Piedemonte, Pauto, Floreña y El Morro. Zona del tren de cabalgamiento. Fuente: Martinez 2003 ¹⁹.

6.6 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL DE CUPIAGUA

La geometría general del campo Cupiagua corresponde a un anticlinal asimétrico que se clasifica como un fault propagation fold¹⁸. Esta estructura esta asociada al bloque levantado de un sistema de fallas de cabalgamiento denominadas informalmente falla Core y falla Frontal. Estas fallas tienen vergencia SE con despegue dentro de los niveles arcillosos de la Formación Gacheta. La profundidad del despegue de estas fallas es menor hacia el norte, generando así una rampa lateral a partir de esta posición. En vista de planta estas dos fallas corren paralelas a lo largo de la estructura (figura 58).

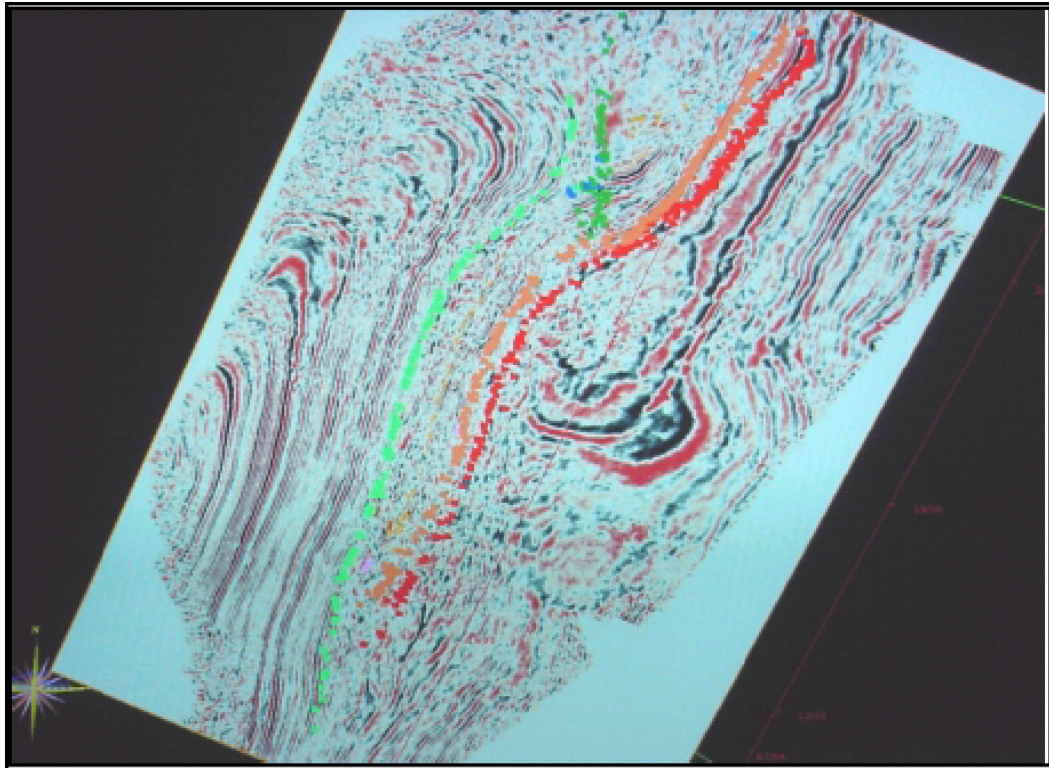


Figura 58. Plano Inclinado de Tiempo y Rumbo. Fuente: Soto 2001 ²⁰.

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

La estructura tiene un flanco trasero poco inclinado y elongado limitado en su parte mas 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 está conformada por dos altos estructurales asociados a los bloques levantados de la falla Frontal (core fault) y del retrocabalgamiento separados por

una estructura sinclinal; como rasgos secundarios se tiene una serie de pequeños retrocabalgamientos con dirección similar al cabalgamiento principal.

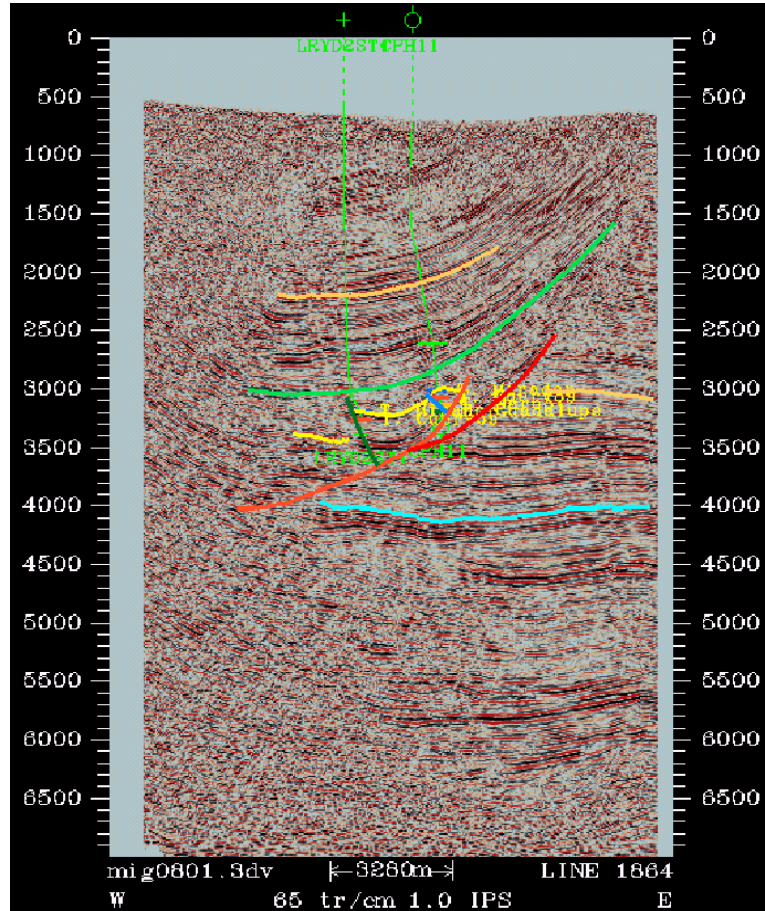


Figura 59. Línea Sísmica al norte de la estructura. Fuente: Soto 2001²⁰.

7. RELACION ENTRE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN Y LA RESISTENCIA DE LAS ROCAS

7.1 GENERALIDADES.

Durante años, varios autores han intentado mediante diversos proyectos de investigación a gran escala relacionar los parámetros obtenidos durante el proceso de perforación con la resistencia y otras propiedades de las rocas²⁷⁻⁴¹. La industria del petróleo ha enfocado por más de 40 años esfuerzos y recursos considerables en actividades de investigación con el objetivo de entender y de alguna manera modelar el rendimiento que las brocas muestran durante la perforación de pozos de petróleo³¹.

La literatura^{31,45} dice que el proceso de perforación, involucra una compleja interacción de más de 20 variables independientes de las cuales las principales son aquellas relacionadas con las propiedades mecánica de la roca y el diseño de la broca; la industria petrolera a nivel nacional e internacional requiere de métodos prácticos para cuantificar la cinemática de un diseño de broca en particular y describir la interacción resultante entre la broca y la roca, no obstante esta meta ha sido muy difícil de lograr; el problema en parte es que no existe un set de dimensiones simples que puedan ser medidas en una broca con el fin de caracterizar su diseño; debido a esto, muchos de los modelos de perforación encontrados en la literatura se basan en suposiciones respecto al comportamiento de la broca y en indicadores de la resistencia de la roca tales como el índice de perforabilidad, el exponente d o la energía específica³⁷⁻⁴¹.

La experiencia reportada en la literatura existente ha demostrado que los modelos de perforación altamente empíricos y aquellos que involucran la perforabilidad de la roca son de una utilidad general muy limitada al momento de predecir la eficiencia de la operación³¹; no obstante estos pueden ser adaptados a una localidad o región dada por medio de una aplicación repetida de los mismos. Otra alternativa es modelar explícitamente la geometría de la broca y las propiedades de la roca que se

van a perforar ⁴²⁻⁴⁴; Sin embargo en la práctica, la información que constituye los datos de entrada de dichos modelos son raramente disponibles, haciendo que su aplicación no sea posible; para evitar esto, el modelo de perforación debe contener suficiente información detallada para que su uso sea de relevancia durante la operación, pero no debe requerir datos que normalmente no son medidos en el equipo o lógicamente deducidos a partir de los registros de perforación.

El uso de los parámetros de perforación en la predicción de la resistencia de las rocas ha tenido como resultado el desarrollo de modelos de perforación para varios tipos de brocas, aunque las brocas tricónicas dado su uso general han recibido una mayor atención al respecto^{34, 43, 45}. Consecuentemente, los modelos para predecir la rata de penetración de este tipo de broca son los que han sido desarrollados mas profunda y detalladamente.

7.2 FACTORES QUE AFECTAN LA RATA DE PENETRACIÓN.

La rata de penetración (ROP) obtenida cuando un pozo esta siendo perforado generalmente muestra una declinación estable a medida que la profundidad del pozo aumenta. Esta reducción en el ROP es a menudo atribuida al incremento de la presión diferencial, la cabeza hidrostática, los esfuerzos in-situ y a la reducción de la porosidad debido a la compactación de la roca ⁴⁶.

Las causas de la reducción del ROP con la profundidad se pueden dividir dentro de dos categorías generales:

- ✚ Procesos que afectan la roca antes de que esta se quiebre
- ✚ Procesos que actúan sobre la roca una vez esta se rompe y forma los ripios.

Varios autores en sus publicaciones han discutido considerablemente los detalles del proceso de remoción de los ripios⁴⁷⁻⁴⁹. En 1985 los autores T.M. Warren y M.B. Smith publicaron un análisis muy completo de los detalles del proceso que afecta el ROP una vez que la roca se ha quebrado⁴⁶.

Como resultado de dicho estudio, se concluyó que el esfuerzo promedio in-situ cerca de la cara del pozo se reduce debido a la relajación de tensión existente en el fondo cuando el pozo es perforado, esto causa un incremento en el volumen poroso que puede reducir significativamente la presión de poro local de las rocas impermeables tales como shales, pero no afecta la presión de poro de las rocas permeables. Subsecuentemente, el ROP se ve fuertemente afectado por la diferencia entre la presión de poro local y la presión del fluido en la cara del pozo, en consecuencia las formaciones impermeables se perforan mas lentamente que la formaciones permeables ⁴⁶ .

7.2.1. Esfuerzos in situ.

Estos esfuerzos corresponden al estado existente en la formación antes de la perforación, son denominados tradicionalmente como esfuerzos principal vertical o litostático, horizontal máximo y horizontal mínimo. Técnicamente, los esfuerzos in situ no son propiedades mecánicas de la roca de formación pero influyen los parámetros elásticos y de resistencia; el nivel de esfuerzos in situ determina si una roca esta críticamente cargada o no.

7.2.1.1. Esfuerzo vertical.

Este esfuerzo se define como el peso de sobrecarga de los estratos suprayacentes a la profundidad de interés. Se determina generalmente como la integral del producto de la profundidad y la gravedad específica de la masa de roca:

$$\sigma_z = \int_0^z \rho(z)gdz \quad (27)$$

También se plantea que este esfuerzo se determina directamente de la densidad de los shales que llegan a superficie como ripios de perforación (Hernández E. et al, 2002), mediante la siguiente expresión:

$$\sigma_z = \frac{\rho_{shale}}{144} \quad (28)$$

Donde ρ_{shale} esta dada en (lb/ft³). El gradiente de este esfuerzo es generalmente 1 psi/ft; en una cuenca de régimen pasivo este es el esfuerzo principal in situ máximo. Este gradiente de sobrecarga se determina generalmente a partir de registros de densidad. A continuación se ilustra la manera de aplicar el primer método expresado en la ecuación (27).

La densidad usada en la ecuación 29 puede ser calculada de un registro acústico convencional, según Castagna et. al (1993), de la siguiente forma:

$$\rho_b = 1.75V_p^{0.265} \quad (29)$$

$$\rho_b = 1.66V_p^{0.261} \quad (30)$$

Donde ρ_b es la densidad de matriz de la roca dada en g/cc y V_p es la velocidad de onda compresional en km/s. La relación (29) se usa para shale y la (30) para arenas.

ESFUERZO VERTICAL EN Q-6							
Formación	UNIDAD	TOPE TVD (ft)	BASE TVD (ft)	Espesor (ft)	Densidad intervalo (gr/cc)	Esfuerzo vertical en psi	Esf Sumatoria en la base
Guayabo		0	5121	5121	2,578	5596,3	5596,3
	cherte	5121	7208	2085		2293,6	7889,9
LEÓN	Leon low	7206	7591	385	2,593	423,5	8313,4
	Leon CH-A	7591	8092	501		551,1	8864,5
CARBONERA	C-1	8092	9840	1748	2,598	1926,5	10791,0
	C-2	9840	10440	600	2,600	861,7	11452,7
	C-3	10440	10784	344	2,598	379,0	11831,7
	C-4	10784	10989	205	2,600	226,1	12057,8
	C-5	10989	12187	1198	2,600	1321,0	13378,8
	C-6	12187	12504	317	2,599	349,5	13728,2
	C-7	12504	12850	146	2,599	180,9	13889,2
	C-7	12650	13113	463		510,4	14399,6
	C-8	13113	13583	470	2,599	518,2	14917,8
Mirador		13583	14132	549	2,649	816,9	15634,6
cuervos		14132	14818	486	2,649	546,1	16080,7
Barco		14618	14989	371	2,649	416,9	16497,6
Guadalupe	Mudstone	14989	15102	113	2,600	124,6	16622,2
	Sandstone	15102	15641	539	2,550	583,0	17205,2
CARBONERA	C-7	15641	16300	659	2,599	726,5	17931,6
	C-8	16300	16704	404	2,599	445,4	18377,0
				16704		18377,0435	
						Gradiente	1,10015826

Figura 60. Determinación del gradiente de esfuerzo vertical a partir de la Ec. (27). Fuente: Corzo y Rincón, 2004.

7.2.1.2 Esfuerzo horizontal mínimo.

La magnitud de este esfuerzo puede ser determinado de pruebas directas como el fracturamiento hidráulico, Pruebas Leak-Off (LOT, se registra en rocas porosas) y MiniFract entre otras, mediante la determinación del gradiente de fractura para una formación. La figura (61) presenta un esquema general de las variables involucradas en la determinación del esfuerzo mínimo.

Por otro lado las fallas compresivas como los Breakouts (Babcock 1978. Gough y Bell, 1982) pueden ser detectadas por herramientas como el “dipmeter” (cáliper de 4 brazos) y registros de imágenes (tanto sónicos como eléctricos) que indican la dirección de los esfuerzos tanto horizontal máximo como el mínimo. La mayoría de los Breakouts tienen mayor ocurrencia en shales y carbonatos que en areniscas.

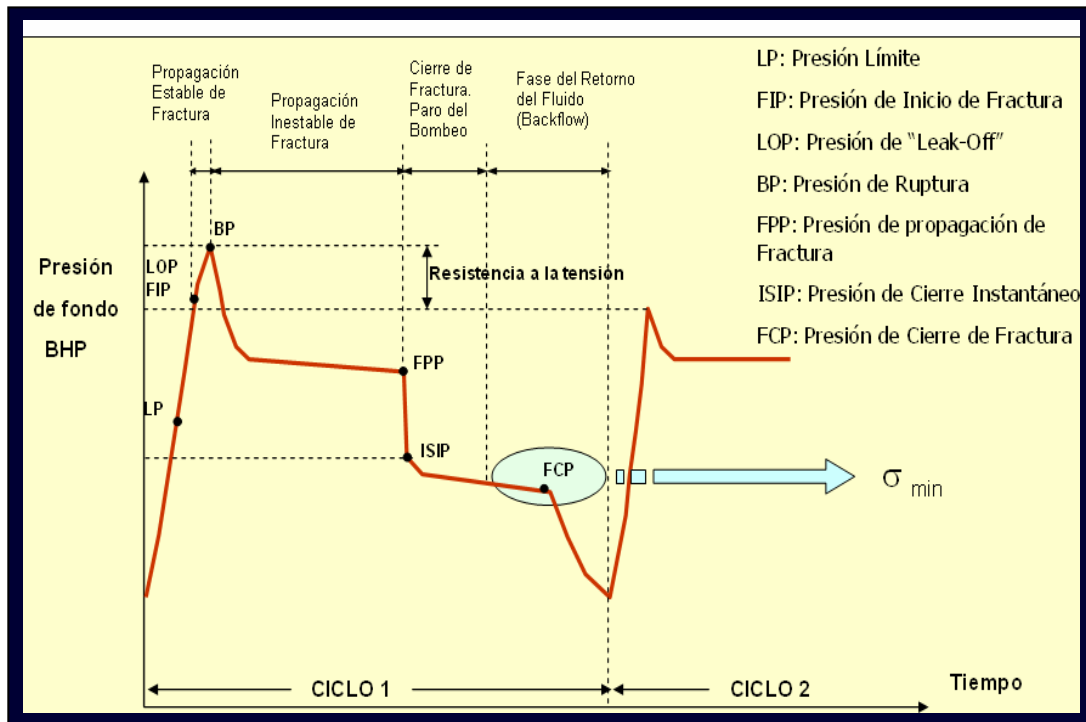


Figura 61. Diagrama genérico de una prueba LOT. Fuente: Cabrera, 2003.

7.2.1.3. Esfuerzo horizontal máximo.

Los registros de imágenes son una tecnología moderna que permite determinar la magnitud y dirección de este esfuerzo a partir de las fallas presentadas en el pozo como las de Breakout y/o fracturas de tensión inducidas (Zoback, 1982).

La ecuación (31) presentada a continuación es aplicable para pozos verticales (y para pozos con menos de 10° de inclinación), esto se debe a que su deducción parte de la ecuación (31) (Kirsch y Bradley), la cual es exclusivamente para pozos verticales. Es importante resaltar lo anterior debido a la gran ponderancia que tienen los esfuerzos in situ.

$$\sigma_H = \frac{C_o + p_w + p_o - \sigma_h(1 - 2 \cos 2\theta_b)}{(1 + 2 \cos 2\theta_b)} \quad (31)$$

$$C_o = \sigma_\theta = \sigma_h + \sigma_H + 2(\sigma_H - \sigma_h)\cos 2\theta_b - 2\rho_o - \Delta p \quad (32)$$

Para la aplicación de la Ec. 31 se requiere conocer la resistencia compresiva uniaxial C_o , la magnitud del esfuerzo mínimo horizontal σ_h , y el ancho del ángulo de falla del Breakout θ_b .

Este esfuerzo (horizontal máximo) puede ser determinado también de *Fracturas de tensión inducidas* (Zoback and Haimson, 1982 Plumb and Hickman, 1985), las cuales son aberturas verticales que aparecen en las paredes del pozo, separadas 180° una de la otra (Fig. 62). Se producen como resultado de la concentración de esfuerzos alrededor del pozo durante la perforación, los cuales exceden la resistencia tensil de la roca (Moos y Zoback, 1990).

$$\sigma_H = 3\sigma_h + T_o - \rho_w - \rho_o \quad (33)$$

Para calcular la magnitud del esfuerzo horizontal máximo a partir de las fallas inducidas de tensión se requiere conocer: la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo y la resistencia tensil de la roca de formación. Como se explicó para el caso de determinación del esfuerzo horizontal máximo a partir de breakouts, esta ecuación (33) es aplicable solo para pozos verticales y para pozos con inclinaciones menores de 10° .

Una vez conocidos los esfuerzos principales, se puede inferir el esfuerzo promedio:

$$\sigma_{Prom} = \frac{\sigma_H + \sigma_h + \sigma_v}{3} \quad (34)$$

7.2.2. Presión de poro.

La presión de poro es parámetro de mucha importancia en el planeamiento de la perforación de un pozo. Puede ser determinada mediante técnicas directas o indirectas:

Directas: las pruebas RFT, DST, el exponente d y exponente d corregido; ecuación modificada de Eaton (1975), la cual involucra parámetros de perforación (figura 61).

Indirectas: los registros sínicos, de resistividad y densidad.

El gradiente de presión de poro normal P_{on} , está dado para la densidad del agua salada en 0.465 psi/ft y el gradiente para una columna de agua dulce en 0.4333 psi/ft.

Numerosas pruebas realizadas en laboratorio y publicadas en la literatura han demostrado que para el caso de brocas tricónicas se presenta una reducción severa en el ROP como resultado del incremento de la presión en la cara del pozo^{37, 47}.

Los efectos de la presión de confinamiento sobre las propiedades de la roca son bien conocidos⁵⁰, a medida que la presión de confinamiento aumenta, la resistencia y la ductilidad se incrementan haciendo que el ROP disminuya (figura 62).

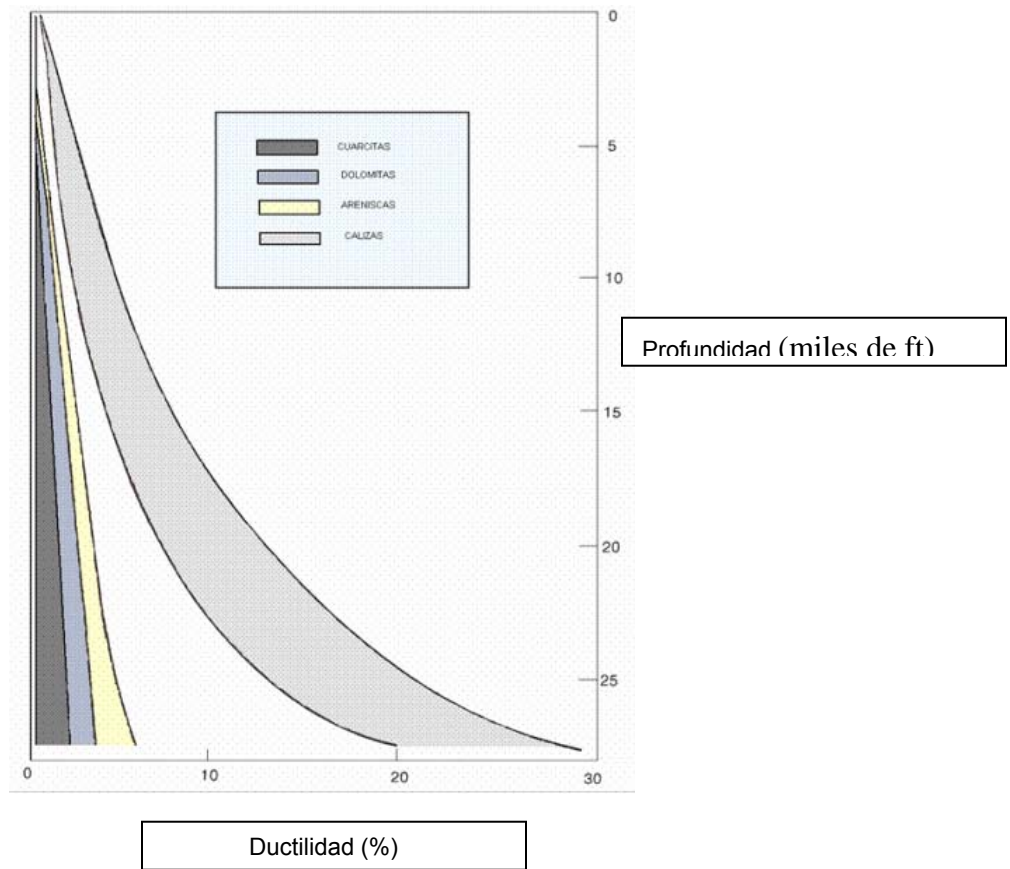


Figura 62. Variación de la ductilidad de la roca con la profundidad según la litología. Fuente: Aguilera R. Libro “Yacimientos Naturalmente Fracturados”

7.3 BREVE ESTADO DEL ARTE DE LOS MODELOS MATEMÁTICOS PUBLICADOS EN LA LITERATURA QUE RELACIONAN PARÁMETROS DE PERFORACIÓN CON LA RESISTENCIA DE LAS ROCAS.

7.3.1 Comentarios.

Existen numerosos modelos de perforación reportados en la literatura en el último tercio del siglo pasado que relacionan varios factores mecánicos involucrados en el proceso de perforación con la ROP. El modelo publicado por Galle y Woods⁵² fue el modelo para brocas de formaciones suaves mas frecuentemente utilizado en la industria hasta principios de los años ochenta²⁷. Este modelo se consideró inadecuado como fue discutido por Randall y Estes⁵³; el problema básico con el modelo es que no puede ser aplicado en una situación práctica sin violar las

suposiciones a partir de las cuales este fue desarrollado, por lo tanto el modelo no refleja apropiadamente los efectos en el ROP al variar el peso sobre la broca (WOB) y la velocidad de rotación (RPM) de la broca cuando todas las otras condiciones permanecen constantes²⁷.

El modelo publicado por Maurer³⁰, el cual consideraba condiciones de limpieza del hueco perfecta y desarrollado a partir de estudios de indentación no se considera aplicable en la mayoría de las situaciones donde se perforan formaciones suaves²⁷. El autor atribuye la desviación de los resultados arrojados por su modelo con respecto a los datos vistos en campo a los efectos de una inadecuada limpieza del hueco; sin embargo a partir de los resultados que el autor T.M. Warren reporta en una de sus publicaciones²⁷.

Otro de los modelos existentes es aquel publicado por Cunningham²⁸, según el autor citado en el párrafo anterior este modelo también fallara al ajustar los resultados obtenidos a partir de este con los datos experimentales reportados en su investigación²⁷.

Igualmente existen otros modelos de la misma naturaleza que han sido desarrollados a lo largo de los años y que son fruto del trabajo de muy respetables autores^{27-31, 34, 52}. En el desarrollo de este proyecto se ha realizado una compilación de dichos modelos de los cuales aquellos considerados mas trascendentales por ser relativamente los mas recientes y por la aplicación que han tenido en la industria se comentarán a continuación.

7.3.2. La “Limpieza Perfecta”, Teoría de Perforación Rotatoria (W.C. Maurer-1962)

El autor W.C. Maurer, dedujo una formula para predecir la rata de penetración (ROP) a partir del análisis de los mecanismos de formación de cráteres en las rocas mediante el estudio de pruebas de indentación³⁰, esta fórmula considera condiciones de limpieza del hueco perfecta la cual se define como aquella donde todos los fragmentos de roca es removida cuando un diente impacta la roca (indentación); según el autor, bajo estas condiciones el ROP es directamente

proporcional a la velocidad de rotación (RPM) y al cuadrado del peso sobre la broca e inversamente proporcional al cuadrado diámetro del de la broca y de la resistencia de la roca.

Este estudio consideró que la perforación con brocas cónicas se compone de dos operaciones fundamentales:

- ✚ la formación de cráteres bajo el diente de la broca,
- ✚ La remoción de los fragmentos de roca quebrada desde los cráteres.

En este trabajo el autor hace una discusión profunda de los aspectos mencionados con anterioridad donde delinea los aspectos que hacen parte del proceso de perforación haciendo especial énfasis en los mecanismos involucrados en la formación de cráteres individuales en la roca relacionándolos posteriormente al conjunto del proceso de perforación,

7.3.2.1. Formación del Cráter

Cuando el diente de la broca impacta la roca, esta es elásticamente deformada hasta que su resistencia es excedida; en este momento una cuña de roca quebrada se forma debajo del diente (figura 63). A medida que una fuerza adicional se aplica sobre el diente, el material quebrado se comprime y ejerce altas fuerzas laterales sobre el material sólido circundante a la cuña; cuando estas fuerzas se hacen suficientemente altas, se inicia la formación de fracturas por debajo del diente que son propagadas a la superficie libre de la roca. Las trayectorias de estas fracturas intercepta los esfuerzos principales en un ángulo constante tal y como lo predicen los criterios de falla de Mohr y Griffith³⁰.

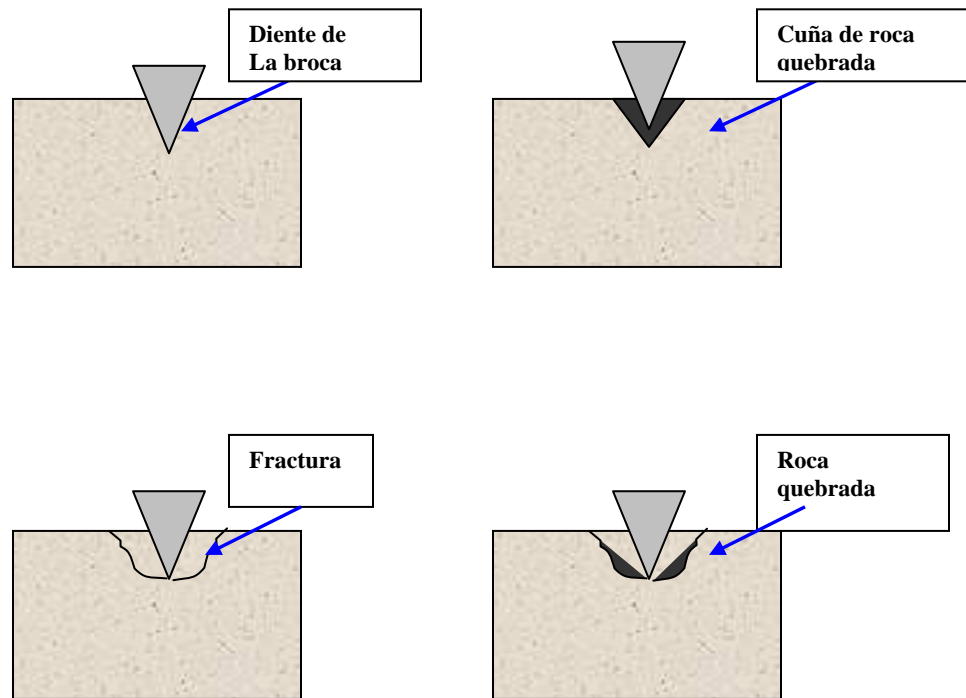


Figura 63. Mecanismo de Formación del Cráter en la Roca. Fuente: W.C. Maurer, Paper SPE 408.

7.3.2.2 Formula de la Rata de Penetración

Relacionando lo visto en las pruebas de indentacion, el autor dedujo la fórmula para el ROP a partir de la siguiente expresión ³⁰:

$$R = \left(\frac{4}{\pi D^2} \right) \left(\frac{dV}{dt} \right) \quad (35)$$

Donde:

R: Rata de Penetración

D. Diámetro de la broca

V: Volumen de roca removida

Cuando todo el volumen de roca quebrada es removida desde el cráter, entonces:

$$V : nV_c \quad (36)$$

Donde:

V: Volumen total de roca removida

n: Numero de impactos del diente

Vc: Volumen del cráter

El volumen total de cada cráter es independiente del tiempo, por lo tanto la derivada de la ecuación 36 con respecto al tiempo es:

$$\frac{dV}{dt} = \frac{dn}{dt} V_c \quad (37)$$

La rata a la cual los dientes están impactando es:

$$\frac{dn}{dt} = IN \quad (38)$$

Donde:

I: Numero de impactos por revolución

N: velocidad de rotación

El efecto de la fuerza puede expresarse como:

$$F - F_o = \frac{W - W_0}{n_t} \quad (39)$$

Donde:

F: Fuerza sobre el diente de la broca

Fo: Umbral de fuerza requerido para iniciar la fractura

W: Peso sobre la broca

Wo: Umbral de peso sobre la broca antes que el diente de la broca penetre la roca

nt: Numero total de dientes en contacto con la roca cuando hay una fuerza máxima por diente.

Finalmente, usando las ecuaciones anteriormente expuestas y mediante procedimientos matemáticos, el autor llego a la siguiente expresión:

$$R \propto \frac{IN(W - W_0)^2}{n_t^2 D^2 S^2} \quad \text{Si } W \geq W_0 \quad (40)$$

$$R = 0 \quad \text{Si } W \leq W_0$$

La estipulación que $R = 0$ cuando $W \leq W_0$ es tan solo una primera aproximación considerando que algo de roca es removida por abrasión y R no desaparece completamente hasta que $W = 0$.

Para una broca que ha sido diseñada para un tipo de roca dada, el tamaño, forma y espaciamiento de los dientes de la broca son esencialmente independientes del tamaño de la misma³⁰, por lo tanto la constante I varía de acuerdo al área de la broca y n_t al diámetro de la esta, entonces la relación I/n_t^2 se supone independiente del tamaño de la broca haciendo que la ecuación 40 tenga la siguiente forma:

$$R \propto \frac{N(W - W_0)^2}{DS^2} \quad \text{Si } W \geq W_0 \quad (41)$$

Teniendo en cuenta que los pesos sobre la broca usados durante la perforación son altos, el autor supone lo siguiente:

$$W \gg \gg W_0$$

De esa forma, la ecuación 41 se reduce a:

$$R = \frac{KN(W)^2}{DS^2} \quad (42)$$

Donde:

R: Rata de Penetración

N: Velocidad de rotación de la broca

W. Peso sobre la broca

D: Diámetro de la broca

S: Resistencia de la roca a la perforación

K: Constante de perforabilidad

Esta ecuación constituye la fórmula para predecir el ROP considerando condiciones de limpieza del hueco perfecta desarrollada por W.C. Maurer³⁰.

La constante de perforabilidad, tiene las dimensiones de distancia recíproca (inverso de la distancia), esta variable considera la distancia promedio entre las puntas de los dientes de la broca que se encuentran ordenados sucesivamente³⁰; esta constante de perforabilidad depende de muchos parámetros como lo son las propiedades de la roca, propiedades del lodo de perforación, condiciones de presión y el diseño de la broca.

7.3.3. Una Aproximación Empírica Para Relacionar Parámetros de Perforación (R.A. Cunningham-1978)

En el trabajo adelantado por el autor R.A. Cunningham, se usan los resultados obtenidos de pruebas de laboratorio para estimar los efectos que el peso sobre la broca (WOB), velocidad de rotación de la broca (RPM), resistencia de la roca a la perforación y la presión diferencial tienen sobre la rata de penetración (ROP); de la misma forma se considera la resistencia de la roca a la perforación como una propiedad que puede ser medida y usada matemáticamente²⁸.

En su trabajo, el autor menciona las complejidades de las teorías de falla de la roca, geometría de la broca, heterogeneidad de la formación, propiedades del lodo, la hidráulica del proceso de perforación, etc. El autor baso su trabajo en un método mas trabajable buscando generar una herramienta que permitiese predecir la rata de penetración de una manera confiable asumiendo que la broca de perforación es una herramienta valida para desarrollar pruebas de perforación (drilling rate test)²⁸.

Basándose en resultados obtenidos en pruebas de este tipo, y teniendo en cuenta que hasta aquel entonces, la experiencia había demostrado que el ROP es proporcional a la velocidad de rotación de la broca, el autor partió de la siguiente expresión matemática al momento de realizar sus estudios:

$$R = KW^a N \quad (43)$$

Donde :

K, a: Constantes determinadas a partir de pruebas.

R: Rata de penetración (ft/hr)

N: Velocidad de rotación (RPM)

W: Peso sobre la broca sobre pulgada (lb/pulg)

El autor aclara que con el fin de inferir las constantes a y K, se deben adelantar pruebas de perforación (drilling tests) en una formación dada a dos diferentes pesos sobre la broca pero a un mismo valor de RPM; al sustituir la variables conocidas durante la prueba en la ecuación 43 (R, N y W), entonces se obtienen dos ecuaciones con dos incógnitas a y K que fácilmente pueden ser calculadas. Una vez dichas constantes hayan sido estimadas, la rata de penetración podría ser estimada para cualquier otro valor de N y W para una formación en particular.

7.3.3.1 Resistencia a la perforación de la Roca

En este trabajo, el autor indica que a nivel general, entre mas alta sea la resistencia compresiva de la roca a perforar, se requiere de un mayor peso sobre la broca si se

quiere perforar a una tasa de penetración constante; sin embargo, en este estudio no se encontró una relación estrecha entre la resistencia compresiva de la roca y el ROP; por lo tanto el parámetro de resistencia que se tuvo en cuenta fue la resistencia a la perforación de la roca, no obstante esta fue considerada como una propiedad física de la formación perforada sin ninguna importancia significativa.

De acuerdo a lo dicho en el párrafo anterior, y considerando que las constantes a y K son funciones de la resistencia a la perforación de la roca, tan solo una constante sería necesaria para describir el efecto que el peso sobre la broca tiene sobre la tasa de penetración, en ese orden de ideas la ecuación 43 se puede expresar de la siguiente manera²⁸:

$$R = \frac{NW^a}{0.424\sigma_d^{1.5}} \quad (44)$$

Donde

R: Rata de Penetración (ft/hr)

N: Velocidad de rotación (RPM)

W: Peso sobre la broca sobre pulgada (lb/pulg)

a : Constante de la broca

σ_d : Resistencia a la perforación de la roca (psi)

La constante a fue relacionada con el termino de resistencia a la perforación de la roca con base en los resultados arrojados por las pruebas analizadas por el autor; como resultado se llego a una ecuación que permite determinar la variable a de esta forma:

$$a = 0.178254Ln\sigma_d + 1.09793 \quad (45)$$

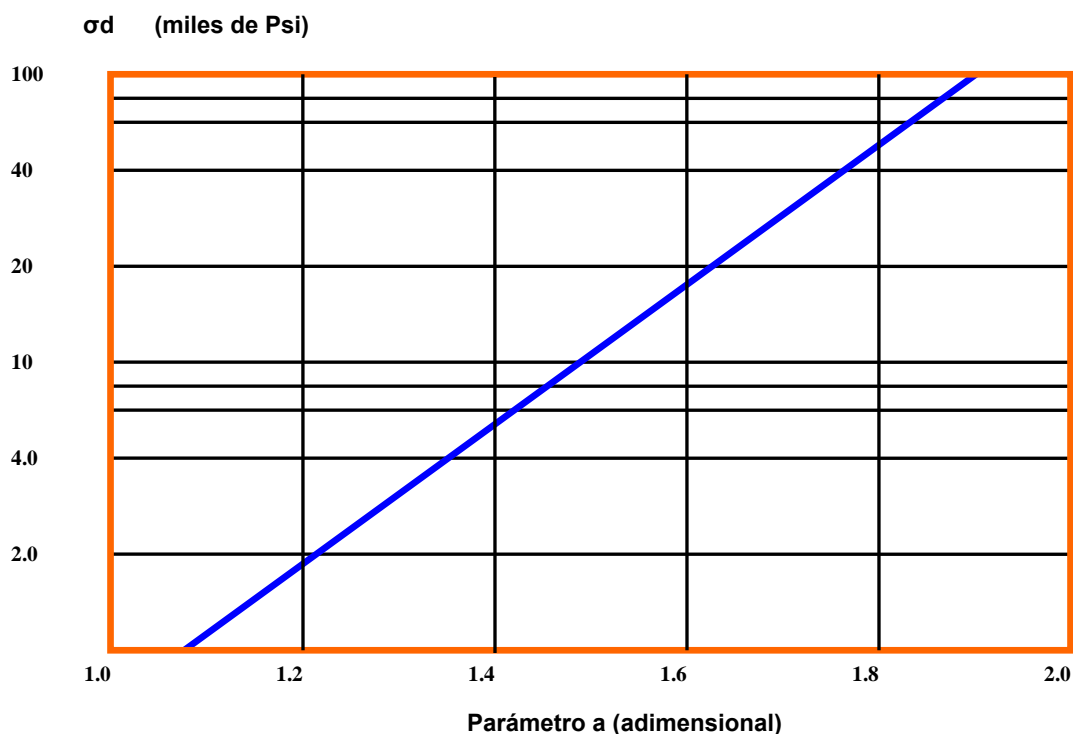


Figura 64. Resistencia a la Perforación de la Roca vs. El Parámetro Adimensional “a”. Fuente: R.A. Cunningham, Paper SPE: 6715.

El autor constantemente reitera la importancia que tiene desarrollar pruebas de perforación (drilling tests); no obstante aclara que si esto no es posible no pudiendo

así estimar la resistencia a la perforación de la roca, en su lugar se puede utilizar un valor de resistencia a la compresión de la roca; en ese orden de ideas, el parámetro de resistencia involucrado en la ecuación también es una aproximación de la resistencia compresiva de la roca. En todo caso también resalta que los resultados obtenidos con la ecuación utilizando ambos tipos de resistencia de la roca son muy aproximados²⁸.

7.3.3.2 Presiones en el Fondo del Pozo.

El estudio realizado también propuso un método conveniente para estimar los efectos de las presiones en el fondo del hueco y los cambios que estas tienen. Resultados obtenidos a partir de pruebas de campo y de laboratorio generalmente muestran reducciones severas en el ROP a medida que la diferencia entre la

presión ejercida por el peso del lodo y la presión de poro en la broca se incrementan, algunos autores han demostrado esto adecuadamente ^{54-55, 47}.

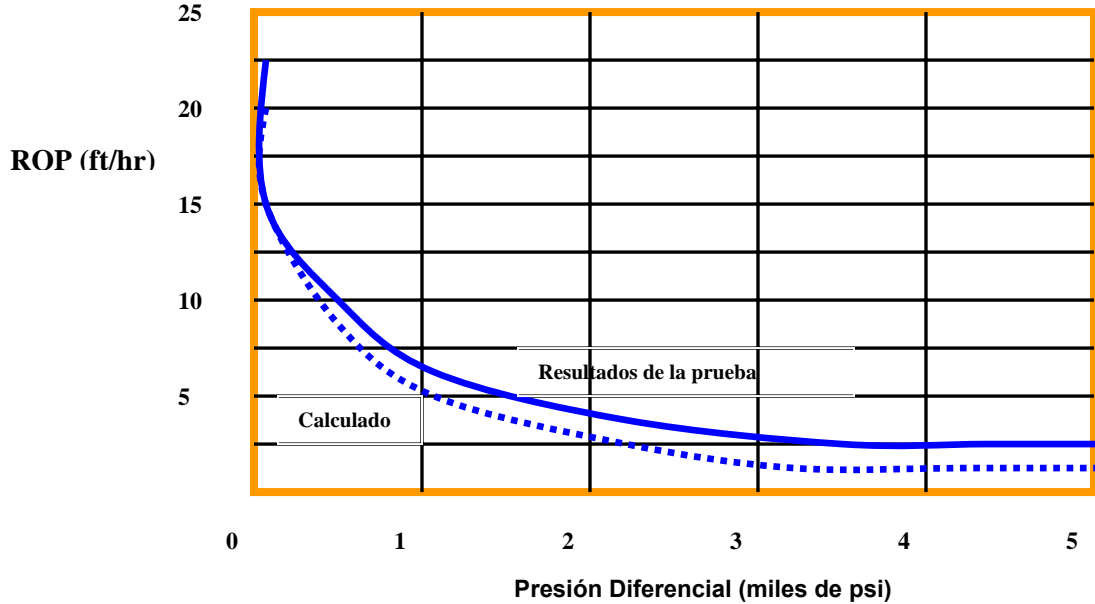


Figura 65. ROP vs. Presión Diferencial. Fuente: R.A. Cunningham, Paper SPE: 6715.

En general, los resultados reportados en el trabajo del autor demostraron que a un valor determinado de WOB, RPM, presión en el fondo del pozo y a ciertas condiciones hidráulicas, la ROP se ve mas afectado en las formaciones mas suaves con respecto a las duras²⁸. Basándose en los datos disponibles, una ecuación empírica fue presentada y relaciona la presión diferencial con los parámetros contemplados en la ecuación 44; de esta manera dicha ecuación fue modificada tomando la siguiente forma:

$$R = \frac{NW^a}{0.424\sigma_d^{1.5} + \sqrt{NW^a}(\Delta P)^{0.75}} \quad (46)$$

Donde:

R: Rata de Penetración (ft/hr)

N: Velocidad de rotación (RPM)

W: Peso sobre la broca sobre pulgada (lb/pulg)

a: Constante

rod: Resistencia a la perforación de la roca(psi) – Resistencia compresiva de la roca (miles de psi)

ΔP : Presión Diferencial (presión del peso del lodo menos la presión de poro)

Como comentario final, el autor recomienda aplicar esta ecuación cautelosamente y dentro de los límites en los cuales las pruebas fueron desarrolladas y a partir de las cuales la ecuación 46 fue desarrollada; también advierte que en vista de la relativamente pequeña cantidad de datos de los cuales se obtuvo el modelo, este puede requerir de ajustes adicionales.²⁸

7.3.4. Modelo de Perforación para Brocas de Formaciones Suaves (T.M. Warren-1981)

En 1981, el reconocido autor T.M. Warren desarrollo un modelo de perforación para brocas de formaciones suaves, que relaciona:

- ✚ Peso sobre la broca (WOB)
- ✚ Velocidad de rotación de la broca (RPM)
- ✚ Diámetro de la broca (D)
- ✚ Tipo de broca
- ✚ Resistencia de la roca

Todos los parámetros mencionados antes se integraron en un modelo matemático con el fin de predecir la rata de penetración (ROP). El modelo fue desarrollado a partir de pruebas realizadas en un equipo de perforación diseñado con fines de investigación con brocas con diámetros entre 6 a 12(1/4) de pulgada²⁷.

Dicho equipo, fue adecuado con el fin de trabajar a condiciones de WOB, RPM, torque y capacidad hidráulica con el fin de probar las brocas bajo condiciones semejantes a las vistas durante una operación de perforación en campo. Debido a esto, el modelo desarrollado en la investigación adelantada por el autor tenía una importancia muy significativa que le daba un mayor valor en comparación a los otros modelos publicados en aquel entonces²⁷.

Basándose en las inexactitudes que el autor encontró en los modelos existentes en aquella época, el autor T.M. Warren patrocinado por la compañía Amoco Production emprendió un proyecto de investigación buscando desarrollar un modelo que permitiese reflejar las características específicas observadas en cada tipo de broca para formaciones suaves durante la perforación. El modelo fue desarrollado basado en la premisa que el efecto que las condiciones mecánicas en la operación (RPM, WOB, Resistencia de la roca, etc) tiene sobre el ROP podían ser determinados en el laboratorio con brocas a escala completa; posteriormente este modelo podría ser acoplado con un modelo generalizado que corregiría los efectos de las propiedades del lodo, hidráulica, etc ²⁷.

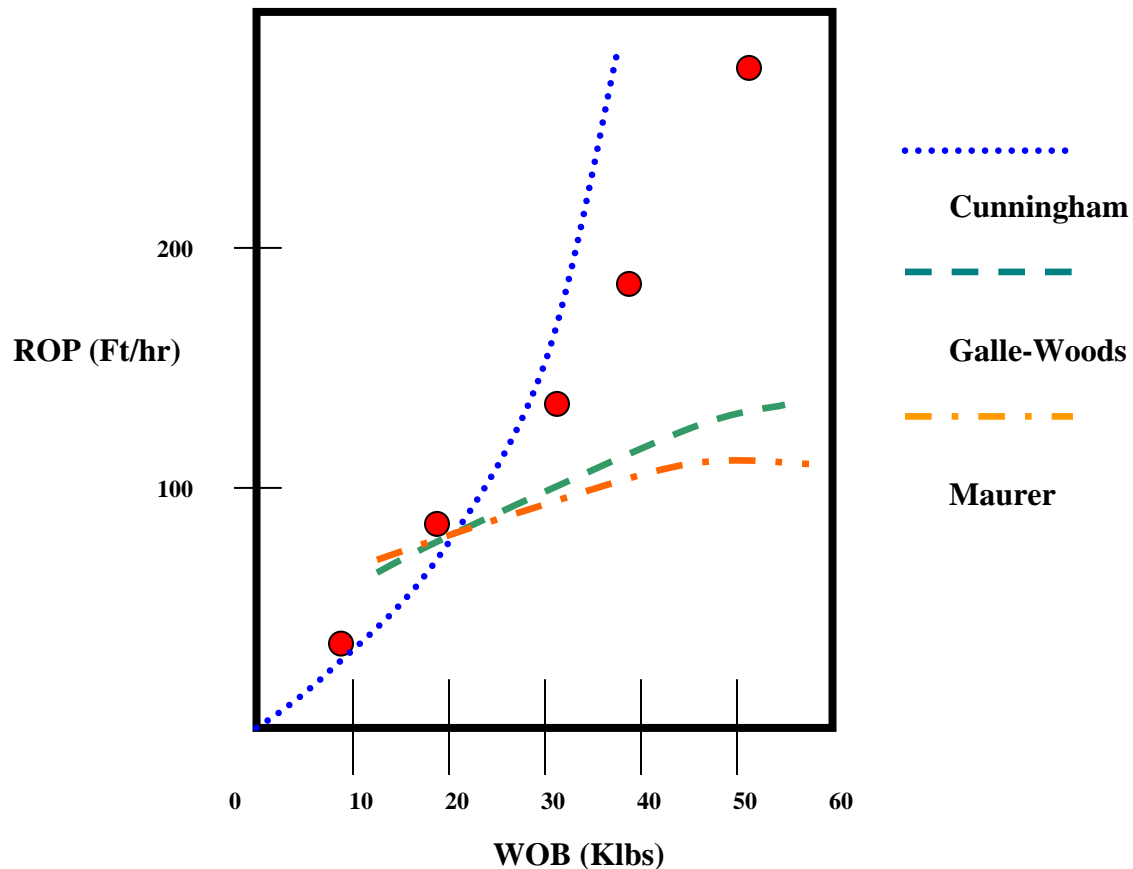


Figura 66. Comparación de las ROP Predichas Por Algunos Modelos de Perforación Con los Datos Experimentales Obtenidos Por T.M. Warren.

Fuente: T.M. Warren, Journal of Petroleum Technology (June-1981).

7.3.4.1. Mediciones Experimentales del Rendimiento de la Broca

Datos experimentales fueron tomados respecto a la eficiencia de brocas IADC (Internacional Association of Drilling Contractors) serie 1, estos datos fueron tomados con un equipo de perforación a gran escala. Este equipo era capaz de probar brocas de 6 a 12(1/4) de pulgada de diámetro a valores de WOB, RPM y condiciones hidráulicas similares a las experimentadas durante la perforación en campo.

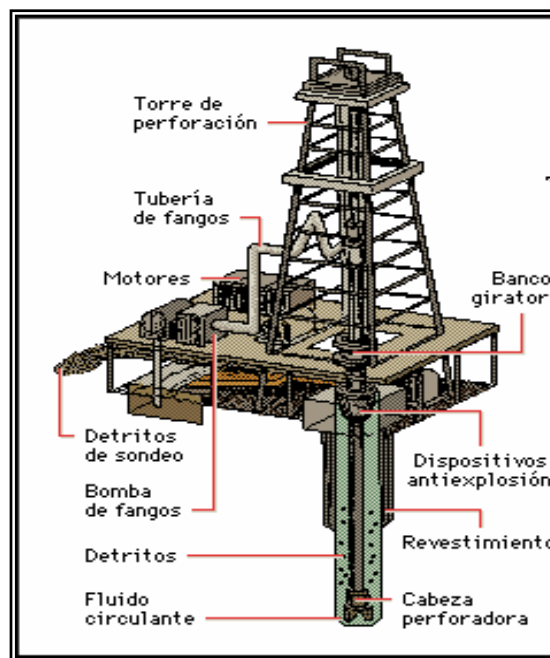


Figura 67 Equipo de Perforación a Escala Completa Con Estructura Similar al Utilizado por el Autor T.M. Warren en la Recolección de Datos para Desarrollar el Modelo de Perforación para Brocas de Formaciones Suaves.

Fuente: Microsoft-Enciclopedia Encarta.

Cada broca fue probada en rocas tipo limolita y en algunos casos en tipo mármol. En la mayoría de la pruebas el fluido de perforación utilizado fue el agua y las condiciones hidráulicas (rata de flujo y velocidad del chorro) se mantuvieron

constantes durante la prueba. Una presión diferencial de 100 psi en el fondo del hueco se mantuvo constante también.

La tabla 7 muestra las variables que fueron registradas durante cada una de las pruebas adelantadas:

Tabla 7. Variables registradas en el equipo de perforación a escala completa utilizado en las pruebas. Fuente: T.M. Warren, Journal of Petroleum Technology (June-1981).

Variable	Unidad	Fuente
Tiempo	Seg.	Reloj Digital
Profundidad	Ft.	Potenciómetro
Vel. de Rotación	RPM	Tacómetro Magnético
WOB	Klb	Celda Medidora de Tensión
Torque	Ft-Lbf	Celda Medidora de Torque
Rata de Flujo	Gal/min	Turbina Medidora de Flujo
Temp. Del lodo	°F	Termocupla
Backpressure	Psi	Transductor de presión
Presión del lodo	Psi	Transductor de presión

Cada una de estas variables fue registrada automáticamente en cinta magnética en intervalos de aproximadamente 7 segundos; el WOB y RPM fueron controlados para asegurar que fuesen mantenidos constantes a lo largo de las pruebas. Cada combinación de WOB y RPM se mantuvieron y de esta forma hasta que al menos 4 datos completos de prueba fuesen obtenidos a condiciones constantes. Estas lecturas fueron promediadas y la media calculada de cada una de las variables fue usada en las correlaciones para desarrollar el modelo de perforación.

7.3.4.2 Desarrollo del Modelo de la Rata de Penetración

El modelo de perforación fue desarrollado usando análisis dimensional y la respuesta de curvas generalizadas; este modelo es similar pero no idéntico a aquel publicado por Wardlaw ⁵⁶. Dicho modelo fue modificado de modo tal que los resultados que éste arroja tengan un mejor ajuste con los datos experimentales; el modelo que tuvo un mejor ajuste a los datos experimentales obtenidos con el tipo de brocas probadas fue:

$$R = \left(\frac{aS^2D^3}{N^bW^2} + \frac{c}{ND} \right)^{-1} \quad (47)$$

Donde:

R: Rata de Penetración (ft/hr)

N: Velocidad de rotación (RPM)

W: Peso sobre la broca por pulgada (lb/pulg)

a, b y c: Constantes de la broca

S: Resistencia Compresiva de la roca/6000 (psi)

D: Diámetro de la broca (Pulg)

7.3.5. Respuesta de la Rata de Penetración de Brocas Rotatorias Como Una Función de la Propiedades de la Roca y la Profundidad del Pozo (B.H. Walker-1986)

En el año de 1986, el autor B.H. Walker desarrolló una ecuación para brocas cónicas de insertos a partir de pruebas de perforación (drilling tests) en laboratorio como una función del peso sobre la broca (WOB), profundidad del pozo y las propiedades de la roca medidas en el laboratorio; este modelo fue planteado con la finalidad de predecir la rata de penetración (ROP) durante la perforación y entender como las propiedades de la roca afectan su comportamiento ³⁴.

En dicho estudio, se usaron 10 propiedades diferentes de cada uno de los 7 tipos de rocas usados en el desarrollo de la correlación, junto con el WOB y la profundidad

del pozo, buscando generar una correlación que permitiese inferir el ROP. Las brocas fueron probadas bajo condiciones completamente simuladas de perforación, de la misma forma se simularon profundidades de 1200, 4400 y 8800 pies. Las pruebas se desarrollaron con 10 lb/gal de lodo base agua con un rango de pesos de lodo típicamente usado en el campo con este tipo de broca; la velocidad de rotación de la broca se mantuvo constante a lo largo de las pruebas, la rata de flujo fue sometida a variaciones para determinar si la limpieza de la broca estaba afectando la eficiencia de la misma a los niveles de energía hidráulica usados en el estudio.

Siete rocas diferentes de baja permeabilidad con un amplio rango de propiedades de la broca se utilizaron en el desarrollo del modelo; la razón por la cual se utilizaron rocas de baja permeabilidad fue con el fin de eliminar las complejidades implícitas al cambio de la presión de poro dentro de los poros de la roca durante la perforación³⁴.

Algunas de las propiedades de la roca usadas fueron:

- ✚ Mineralogía
- ✚ Resistencia Compresiva in-Situ
- ✚ Tamaño de grano promedio
- ✚ Modulo de Young
- ✚ Porosidad

7.3.5.1 Procedimiento de la Prueba de Perforación

Una broca Reed HPSM (IADC 5-3-7) con un diámetro de 8(1/2) pulgadas con tres boquillas de 12/32 pulgadas de diámetros (0.96 cm) fue usada para la prueba de perforación. Esta broca tenía una caída de presión en las boquillas de 1250 psi a una rata nominal de flujo de 400 gpm (galones por minuto) para el lodo utilizado durante la prueba.

El fluido era un lodo de perforación convencional (lignosulfanato) con las propiedades reportadas en la tabla 8.

Tabla 8. Propiedades de los lodos utilizados durante la prueba de perforación realizada por B.H. Walker de acuerdo al tipo de roca probada.

Fuente: B.H. Walker. Paper SPE 15620

	Arenisca 1	Arenisca 2	Shale	Limolita	Dolomita	Mármol	Basalto
Temperatura (°F)	100	100	103	100	101	103	100
Densidad (Lb/gal)	10	10	10	10	10	10	10
Visc. Plastica (cp)	14	14	14	14	14	14	14
Yield Point	4	5	5	5	5	6	5
Gel (10 seg)	5	5	5	5	5	6	5
Gel (30 seg)	10	10	10	10	10	13	10
ph	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.5	10.2
Filtrado API (pulg³/30 min)	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	8.2	8.3

Estas propiedades fueron consistentes antes, durante y después de la prueba de perforación, como puede observarse en la tabla, por cada prueba solamente hubo un set de valores de propiedades del lodo ³⁴.

Las pruebas se llevaron a cabo en un simulador llamado Wellbore Simulator en el Laboratorio de Investigación en Perforación de Terra Tek, una descripción detallada del equipo de prueba puede consultarse en las referencias 57 y 58. Las muestras de roca cilíndrica fueron encaquetadas con un material impermeable, una vez sellada la roca esta era ubicada dentro del equipo de simulación. Antes de cada prueba, el lodo era circulado a través de una línea de flujo hasta que la temperatura

alcanzase el valor de 100 °F el cual se mantenía constante usando un intercambiador de calor.

Para asegurar que la limpieza en el fondo del hueco no fuese un factor dominante a lo largo de las pruebas, se usaron diferentes niveles de energía hidráulica en el desarrollo de las mismas. Esto incluyó niveles de flujo de 350, 300 y 250 gpm; reflejándose esto en niveles de energía hidráulica por pulgada cuadrada de 3.6, 2.2 y 1.2.

Una vez los resultados obtenidos con las pruebas fueron recopilados y analizados mediante una regresión múltiple de las variables, todas las variables independientes fueron normalizadas en un rango de 0 a 1 dividiendo cada número por el máximo valor de cada una de ellas³⁴. Estas variables pueden observarse en la tabla 9.

Tabla 9. Variables Independientes recopiladas en las pruebas de perforación por B.H. Walker. Fuente: B.H. Walker. Paper SPE 15620

Variable	Coef. de Correlación múltiple ajustada	Error Standard
Resistencia Compresiva	0.3	16.5
WOB	0.54	13.3
Porosidad	0.65	11.6
WOB. Bore	0.81	8.9
Tamaño de grano	0.84	8.1
Bore (2)	0.85	8.0
Bore	0.88	7.0
Porosidad	0.24	17.7
WOB	0.49	14.6
WOB. Bore	0.74	10.5
Tamaño de Grano	0.81	9.0
Fuerza Pico de Indentacion	0.85	7.8
Bore (2)	0.86	7.7
Bore	0.90	6.4

De dicho análisis de regresión se obtuvieron dos ecuaciones que relacionan el ROP con la resistencia compresiva in-situ de la roca y la fuerza pico de indentación, el modelo matemático desarrollado que esta en función de la resistencia es:

$$R = 14 + 54W - 56P + 31\phi - 10g - 16\sigma_c + 46P^2 - 31PW \quad (48)$$

Donde:

R: Rata de Penetración (Ft/hr)

W: Peso sobre la broca (Lbf)

P: Presión en la cara del pozo (psi)

g: Tamaño de grano promedio (pulg)

oc: Resistencia Compresiva in-situ de la roca (psi)

7.3.6. Modelo de Perforación de la Limpieza Imperfecta (T.M. Warren-1987)

En párrafos anteriores, se habló con cierto detalle del modelo de perforación desarrollado por T.M. Warren en 1981, partiendo de dicho modelo el autor desarrolló en el año de 1987 un modelo más complejo que consideraba los efectos de la hidráulica del proceso de perforación. De acuerdo con el autor, la perforación de un pozo es una operación que se compone de muchas acciones individuales que deben ocurrir para que la broca pueda penetrar la roca ⁴⁵.

El trabajo realizado por el autor se basó en el hecho que condiciones experimentales de prueba pueden ser diseñadas con el fin de identificar y cuantificar ciertos procesos individuales tales como la generación y remoción de los ripios; igualmente en el desarrollo de un modelo matemático teniendo en cuenta conceptos teóricos y datos registrados bajo condiciones controladas simplifica los problemas complejos del modelamiento; una vez un modelo básico es desarrollado, este puede ser redefinido mediante la adición de un set mas variado de condiciones de prueba⁴⁵.

La adición de estas nuevas condiciones no invalidará el modelo básico si la física del proceso es manipulada apropiadamente; esta fue la estrategia utilizada por el autor en el desarrollo del modelo que se presenta a continuación.

7.3.6.1 Desarrollo del Modelo

Bajo condiciones de perforación en estado estable, la rata de remoción de ripios desde la broca es igual a la rata a la cual nuevos ripios se forman. Esto implica que el ROP esta influenciado por los procesos de generación y/o remoción de los ripios de perforación, o una combinación de ambos.

El autor T.M. Warren presentó en 1981 un modelo para predecir el ROP de brocas para formaciones suaves desarrollado bajo condiciones donde la remoción de los ripios no influía en el ROP (Ecuación 47). Este modelo relacionaba el WOB, velocidad rotacional, la resistencia de la roca y el tamaño de la broca. Dicho modelo fue desarrollado en base a pruebas que fueron diseñadas para proporcionar información básica acerca de la interacción entre la broca y la roca en ausencia de los complicados efectos de la remoción de los ripios; debido a esto tiene una aplicación a nivel predictivo bastante limitada (Ecuación 47)⁴⁵.

perforabilidad relativa de la roca con una broca IADC (Internacional Association of Drilling Contractors serie 1-1) bajo condiciones de limpieza del hueco perfecta, esta es aproximadamente igual a la resistencia compresiva de la roca dividida por 6000 psi. La ecuación 47, cuantifica el efecto del tipo de broca, tamaño de la broca, peso sobre la broca (WOB), velocidad rotacional de la broca (RPM) y resistencia de la roca. Este modelo es útil para entender el efecto de algunos parámetros básicos en el ROP y para establecer un limite superior en dicho parámetro; sin embargo el ROP en la mayoría de los casos de campo es significativamente inhibido por la rata de remoción de ripios desde el lado inferior de la broca; por lo tanto, según el autor T.M. Warren esta ecuación (47) necesita modificarse de tal forma que considere los efectos de una limpieza del hueco imperfecta y puede predecir mas efectivamente el ROP que se obtendría en campo⁴⁵.

7.3.6.2 Control del ROP Mediante la Remoción de Ripios

Pruebas de perforación fueron adelantadas con una broca de 8.5 pulgadas de diámetro serie 6-1-7 con lodos base agua y base aceite de 9.1 lbm/gal ; las propiedades del lodo utilizado pueden observarse en la tabla 10. La broca tipo IADC 6-1-7 fue usada durante estas pruebas para exagerar el efecto de la remoción de los ripios para un mejor estudio del efecto de la hidráulica de la broca.

Tabla 10. Propiedades de lodo utilizadas en las pruebas de perforación por el autor T.M. Warren. Fuente: T.M. Warren Paper SPE 13259.

Propiedades	Lodos						
	A	B	C	D	E	F	G
Tipo de Lodo	Agua	Agua	Agua	Agua	Agua	Aceite	Aceite
ρ (lbm/gal)	9.1	9.1	13.0	11.0	9.0	7.8	8.0
μ (cp)	14	16	21	20	7	8	11
Yield Point (lbm/100ft ²)	6	10	23	10	11	8	9
Azul de metileno	36	32	30	22	28	-	-
Perdidas de Fluido(cm ³ /30min)	12	9	12	9	12	8	2
Relación Agua/Oil (Adimensional)	-	-	-	-	-	84/16	84/16

7.3.6.3 Energía Hidráulica en la Cara de la Broca.

Los autores Warren y Winters, presentaron los resultados obtenidos con pruebas diseñadas para medir la habilidad de remoción de los ripios a varias condiciones hidráulicas, Estas mediciones se hicieron para evaluar la capacidad de la corriente en las boquillas de una broca de transferir energía en el fondo del hueco⁴⁵.

Una técnica empírica fue utilizada para estimar el efecto de la dispersión acelerada de el chorro de lodo en la limpieza del fondo del hueco a varias condiciones de flujo. Como resultado de este trabajo, se generó una ecuación que permite estimar la fuerza de impacto del lodo modificada por efectos del tamaño de las boquillas de la broca y el contra flujo, dicha ecuación tiene la siguiente forma:

$$I_m = (1 - A_v^{-0.122}) F_j \quad (49)$$

Donde

I_m : Fuerza de impacto modificado del chorro de lodo en las boquillas de la broca (Lbf)

El termino A_v es la relación de la velocidad del fluido en la boquilla de la broca y la velocidad del contra flujo. Este termino se calcula de la siguiente forma:

$$A_v = \frac{V_n}{V_f} = \frac{0.15 * d_b^2}{ndn^2} \quad (50)$$

d_b : Diámetro de la broca (pulg)

d_n : Diámetro de la boquilla de la broca (pulg)

n : Numero de boquillas en la broca

El termino F_j representa teóricamente la medición de la fuerza impacto de la presión del fluido sin considerar el tamaño de la boquilla de la broca y se calcula de la siguiente manera:

$$F_j = 0.000516 \rho q V_n \quad (51)$$

F_j : Fuerza de impacto del chorro de lodo (Lbf)

ρ : Densidad del lodo (Lb/gal)

q : Rata de flujo del fluido (Gal/min)

V_n : Velocidad del fluido en la boquilla de la broca (Ft/seg)

7.3.6.4 Modelo de Limpieza Imperfecta.

Un análisis dimensional fue llevado a cabo para aislar un grupo de variables; estas fueron la fuerza de impacto modificado y las propiedades del lodo⁴⁵. Esto se hizo con el fin de incorporarlas dentro de la ecuación 47 para poder cuantificar la remoción de los ripios en el proceso de perforación.

Estos factores fueron combinados con la ecuación 47 hasta obtener un nuevo modelo cuyos resultados se ajustaran con los datos experimentales; este nuevo modelo es:

$$R = \left(\frac{aS^2D^3}{NW^2} + \frac{b}{ND} + \frac{cD\gamma_f\mu}{I_m} \right)^{-1} \quad (52)$$

Donde:

R: Rata de Penetración (ft/hr)

N: Velocidad de rotación (RPM)

W: Peso sobre la broca por pulgada (lbf)

a, b y c: Constantes de la broca

S: Resistencia Compresiva de la Roca (psi)

μ : Viscosidad del lodo (cp)

γ_f : Gravedad específica del lodo (adimensional)

I_m : Fuerza de impacto modificado del chorro de lodo en las boquillas de la broca (Lbf).

D: Diámetro de la broca (Pulg)

Esta ecuación describe una transición continua desde la generación de los ripios hasta la remoción de los mismos; el diámetro de la broca en el tercer término de la

ecuación refleja el efecto del cambio de las distancias entre las boquillas en función de los cambios del diámetro de la broca.

El modelo muestra que la fuerza de impacto debe incrementarse a medida que el diámetro de la broca se incrementa para mantener un nivel particular de remoción de los ripios de perforación, pero el tamaño particular de las boquillas usadas generalmente se torna menos importante a medida que el tamaño de la broca aumenta.

A partir del análisis dimensional ejecutado, la viscosidad fue la propiedad del lodo incorporada dentro del modelo. El uso de la viscosidad plástica en la pruebas desarrolladas no redujo el ROP suficientemente para ajustar los datos experimentales a densidades de lodo altas. Una implicación básica de tener la gravedad específica del fluido en el numerador del tercer término de la ecuación 7 es que la limpieza hidráulica no se puede mejorar al incrementar la densidad del fluido para aumentar la fuerza de impacto⁴⁵.

7.3.7 Un Modelo de perforación que Considera la Ductilidad de la Roca y el Coeficiente de Desplazamiento del Cono de la Broca.

(W.J. Winters, T.M. Warren-1987)

En el año de 1987, los reconocidos autores W.J. Winter y T.M. Warren participaron en un proyecto de investigación en el cual se desarrolló un modelo de perforación para brocas cónicas³¹; el modelo fue desarrollado con base en la ecuación publicada por el autor Warren ese mismo año (ecuación 52); no obstante en esta ocasión el término de la ecuación correspondiente a la hidráulica del proceso de perforación considera la densidad del lodo y no la gravedad específica de este, razón por la cual el modelo base se planteó de la siguiente manera:

$$\frac{1}{R} = \left(\frac{aS^2D^3}{NW^2} + \frac{b}{ND} + \frac{cD\rho\mu}{I_m} \right) \quad (53)$$

Donde:

R: Rata de Penetración (ft/hr)

N: Velocidad de rotación (RPM)

W: Peso sobre la broca por pulgada (lbf)

a, b y c: Constantes de la broca

S: Resistencia Compresiva de la roca (psi)

ρ : Densidad del lodo (Lb/gal)

μ : Viscosidad del lodo (cp)

I_m : Fuerza de impacto modificado del chorro de lodo en las boquillas de la broca (Lbf).

D: Diámetro de la broca (Pulg)

Originalmente, el modelo utiliza un parámetro de resistencia que representa y está estrechamente relacionado con la resistencia compresiva uniaxial (o no confinada) de rocas quebradizas tales como areniscas, limonitas o dolomitas. Muchas de la formaciones perforadas en la industria del petróleo se conforman de materiales relativamente dúctiles tales como shales (arcillas), para las cuales algunos diseños de brocas son mas efectivos que otros ³¹.

El modelo inicial (ecuación 53) fue de esta forma modificado relacionando la respuesta a la perforación de diferentes estilos de brocas cónicas a la resistencia compresiva y la ductilidad de las rocas mas comunes.

El primer término de la ecuación 53 describe la rata de generación de volumen del cráter en la roca, esta expresión se basó en numerosas pruebas de indentación y modelos teóricos que demuestran que el volumen de cráter producido en la roca por el diente es directamente proporcional al cuadrado de la fuerza aplicada al corte de roca e inversamente proporcional al cuadrado de la resistencia de la roca. La ductilidad de la roca se agregó al modelo matemático (ecuación 53) utilizando un análisis teórico de los esfuerzos y deformaciones generados cuando se penetra un material plástico con el indentador (ref). El autor Outman (ref) concluyo que la falla de la roca por debajo del diente de la broca esta precedida por un flujo plástico de la formación, produciendo así un volumen de material deformado en la vecindad del diente de la broca ³¹.

El volumen de roca fallada se determina por el volumen de roca que es deformada mas allá de su límite de falla. Bajo la suposición que el volumen de roca fallada es inversamente proporcional a la ductilidad de la roca, el primer término de la ecuación 53 es:

$$\frac{1}{V_i} = \frac{aS^2D^3\varepsilon}{NW^2} \quad (54)$$

Donde:

V_i : Volumen de roca fallada

a: Constante de la broca

S: Resistencia Compresiva de la roca (psi)

D: Diámetro de la broca (Pulg)

ε : Ductilidad de la roca (%)

N: Velocidad de rotación (RPM)

W: Peso sobre la broca por pulgada (lbf)

El análisis de Outman se limitó a la descripción del volumen de roca fracturado por la penetración de un diente que se mueve verticalmente pero no en la dirección horizontal, a la fase de indentación del diente pero no a la fase del desplazamiento del diente en el proceso de perforación; por lo tanto la ecuación 54 requería de una expresión para el ROP que considerara el desplazamiento del cono permitiendo así generalizar el uso de la ecuación a todos los tipos de brocas cónicas. El volumen espacial desplazado por el diente de la broca es directamente proporcional a la profundidad de la penetración del diente y al desplazamiento del mismo; considerando lo dicho anteriormente, los autores hallaron una nueva forma de expresar el volumen de roca que es removido durante el desplazamiento del diente de la broca considerando la ductilidad de la roca y el desplazamiento del cono de esta:

$$\frac{1}{V_d} = \frac{SD^2}{NWL\varepsilon} \quad (55)$$

Donde:

V_d : Volumen de roca removida

S: Resistencia Compresiva de la roca (psi)
 D: Diámetro de la broca (Pulg)
 ε : Ductilidad de la roca (%)
 N: Velocidad de rotación (RPM)
 W: Peso sobre la broca por pulgada (lbf)
 L: Desplazamiento del cono de la broca (pulg)

Las ecuaciones 54 y 55 fueron adaptadas por sustitución dentro de la ecuación 53 definiendo una nueva constante de diseño de la broca (ϕ) el cual es inversamente proporcional al efecto del desplazamiento del cono ($\phi = 1/L$); las expresiones respectivas para el volumen de cráter de la roca formado debido a la indentación y desplazamiento del diente de la broca fueron introducidas dentro de la ecuación 53 llegando de esa forma a la siguiente expresión:

$$\frac{1}{R} = \left(\frac{aS^2D^3\varepsilon}{NW^2} + \frac{\phi SD^2}{NW\varepsilon} + \frac{b}{ND} + \frac{cD\rho\mu}{I_m} \right) \quad (56)$$

Donde:

S: Resistencia Compresiva de la roca (psi)
 D: Diámetro de la broca (Pulg)
 ε : Ductilidad de la roca (%)
 N: Velocidad de rotación (RPM)
 W: Peso sobre la broca por pulgada (lbf)
 R: Rata de Penetración (pulg/min)
 ρ : Densidad del lodo (Lb/gal)
 μ : Viscosidad del lodo (cp)
 I_m : Fuerza de impacto modificado del chorro de lodo en las boquillas de la broca (Lbf).

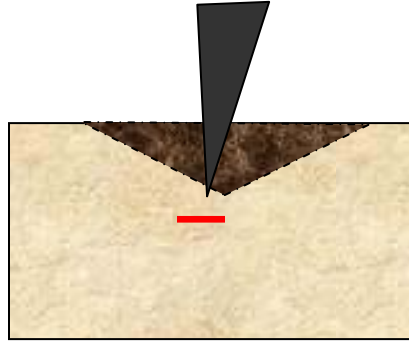


Figura 68 Desplazamiento del cono de la broca al entrar en contacto con la roca. Fuente: W.J. Winter, T.M. Warren. Paper SPE 16696

La ecuación 56 es un modelo matemático deducido analíticamente y dimensionalmente consistente; cuatro constantes de diseño de la broca son utilizadas dentro de este con el fin de caracterizar cada estilo de broca cónica. Estas constantes fueron empíricamente determinadas mediante pruebas y procedimientos de análisis de laboratorio.

7.3.7.1 Generación de un registro de resistencia de la roca.

Los datos obtenidos durante el proceso de perforación, pueden ser utilizados con el fin de obtener un registro de resistencia de la roca durante la perforación de un pozo al despejar el término correspondiente a la resistencia de la roca de la ecuación 56, al hacerlo se obtiene lo siguiente:

$$\sigma = \left[\left(\frac{W^2}{a D^2 \varepsilon} \right) \left(\frac{\frac{N}{R} - \frac{b}{D} - \frac{cN \rho_m \mu D}{I_m}}{D} + \frac{\phi^2}{4a\varepsilon} \right) \right]^{0.5} - \frac{\phi W}{2aD \varepsilon^2} \quad (57)$$

Donde:

S: Resistencia Compresiva de la roca (psi)
D: Diámetro de la broca (Pulg)
 ε : Ductilidad de la roca (%)
N: Velocidad de rotación (RPM)
W: Peso sobre la broca por pulgada (lbf)
R: Rata de Penetración (pulg/min)
 ρ : Densidad del lodo (Lb/gal)
 μ : Viscosidad del lodo (cp)
 I_m : Fuerza de impacto modificado del chorro de lodo en las boquillas de la broca (Lbf).

Con esta ecuación, datos obtenidos en campo durante el proceso de perforación se pueden utilizar como datos de entrada para generar un registro de resistencia de la roca; los datos de resistencia calculados con este modelo se ajustan muy bien con las mediciones hechas en laboratorio mediante pruebas de compresión Standard ³¹.

7.4 ALGUNOS COMENTARIOS GENERALES RESPECTO A LOS MODELOS QUE RELACIONAN LOS PARAMETROS DE PERFORACION CON LA RESISTENCIA DE LAS ROCAS Y LA APLICACIÓN DE LOS MISMOS.

En la literatura, se encuentran otros modelos de la misma naturaleza que los mencionados con anterioridad; se ha hecho un mayor énfasis en estos debido a que son por un lado los mas referenciados en la literatura, por otro lado son los que han tenido una mayor aplicación a nivel experimental y operacional.

Si gran parte de estos modelos fueron inicialmente planteados con miras a predecir la rata de penetración que se podría obtener durante el proceso de perforación, al igual que la ecuación 56, estos pueden expresarse de tal forma que la resistencia de las rocas se pueda calcular teniendo a disposición los demás parámetros considerados dentro de las ecuaciones. También se debe resaltar que en algunos de los modelos la resistencia de las rocas consideradas dentro de los mismos se define como resistencia a la perforación de las roca; no obstante se ha demostrado en la literatura que estadísticamente este parámetro de resistencia se ajusta muy

bien con la resistencia de las rocas medida en el laboratorio mediante pruebas de compresión realizados en muestras de roca ³¹

En este orden de ideas, los modelos mencionados con anterioridad se pueden utilizar para predecir la resistencia compresiva de las rocas. También es necesario considerar que dichos modelos en su totalidad fueron planteados con base en los resultados obtenidos con brocas cónicas (esto se debe a que este tipo de brocas son las mas comúnmente usadas) y que el único de ellos que fue validado en campo fue la ecuación 57³¹.

La idea principal del proyecto que se pretende adelantar con esta tesis es hacer una aplicación en el Piedemonte Llanero colombiano (esta aplicación se realizará en un campo específico que será denominado campo BUCA); este campo posee características geológicas, estructurales y geomecánicas sumamente complejas; también se debe tener en cuenta que las condiciones operacionales en las cuales los pozos de este campo se perforan varían con respecto a aquellas en las cuales los modelos fueron planteados originalmente.

Debido a lo dicho en el párrafo anterior, es necesario en primer lugar escoger entre todas las ecuaciones aquella que mas se ajuste inicialmente a lo visto en la zona de interés (Piedemonte Llanero), esto con base en las mediciones de UCS realizadas en el laboratorio de mecánica de rocas del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP); una vez seleccionado el modelo se debe buscar la mejor manera de ajustarlo de una manera efectiva y lógica al escenario geológico y las condiciones de operación del campo en cuestión (campo BUCA).

8. APLICACIÓN INICIAL DE LOS MODELOS EN LA ZONA DE INTERES Y SELECCIÓN DEL MODELO BASE

8.1 GENERALIDADES

Como se ha comentado en los capítulos anteriores, una de las finalidades de este proyecto de grado además de validar el uso de los parámetros de perforación en el cálculo del UCS de las rocas es aplicar dicha metodología en la zona del piedemonte colombiano. Sin embargo, dicha actividad se desarrollará mas específicamente en el campo denominado Buca; esto se debe a que en la actualidad este es el sector de la región donde existe una mayor actividad de operaciones de perforación y donde existen mayores problemas de inestabilidad de pozos.

Por lo dicho antes, existe una gran necesidad de hacer una caracterización geomecánica detallada de las formaciones que conforman el subsuelo de dicho campo, ya en el capítulo 6 se explicaron profundamente las características geológicas y estructurales de la zona objeto de estudio; sin embargo es necesario aclarar que este trabajo se centrará en las formaciones Mirador, Los Cuervos, Barco y Guadalupe. Esto se hace principalmente dado que por ser intervalos productores (a excepción de la formación Los Cuervos) son las que han sido mas analizadas hasta el momento y cuentan con mayor información que es necesaria al momento de comparar resultados y la validación de los mismos (valores de UCS medidos en laboratorio y registros eléctricos).

A la fecha, existen mediciones de UCS de las formaciones Mirador, Barco y Guadalupe realizadas en muestras de roca (corazones) extraídas de pozos de este campo y la manera como dichas mediciones se llevan a cabo se explicó en el capítulo 4 de este libro; estas mediciones se realizaron en el laboratorio de mecánica de rocas del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) y los resultados de dichas mediciones pueden observarse en la tabla 11.

Tabla 11. Valores de UCS medidos en núcleos de las formaciones productoras del campo Buca. Fuente: Laboratorio de Mecánica de Rocas del ICP.

Formación	Pozo	MD(ft)	UCS(psi)
Mirador	Buca 1	12590.3	36206.85
Barco	Buca 1	13534	30156
Barco	Buca 1	13585	31204.21
Guadalupe	Buca 3	16361.6	24858.45

8.2 RESISTENCIA DE LA ROCA EN FUNCIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN

Retomando los modelos vistos en el capítulo inmediatamente anterior, estos pueden expresarse de tal forma que la resistencia de las rocas se puedan calcular en función de los parámetros de perforación; esto se hace despejando el término de resistencia de las ecuaciones tal cual se hizo con la ecuación 56 llegando finalmente a la expresión de la ecuación 57.

De esta manera, con el fin de estimar la resistencia de las rocas y haciendo los respectivos despejes, tenemos los siguientes modelos matemáticos:

El modelo de Maurer (Ecuación 42) al despejar el término de resistencia de la roca tiene la siguiente forma:

$$S = \left(\frac{KNW}{RD} \right)^{0.5} \quad (58)$$

Donde:

R: Rata de Penetración

N: Velocidad de rotación de la broca

W. Peso sobre la broca

D: Diámetro de la broca

S: Resistencia de la roca a la perforación

K: Constante de perforabilidad

La ecuación 46 planteada por el autor R.A. Cunningham, considera los efectos de la presión diferencial en el pozo, esto implica que está teniendo en cuenta los efectos que la presión de confinamiento tiene sobre la resistencia de la roca, (estos efectos se explicaron en el capítulo 4). Por lo tanto, en miras de calcular el UCS de la roca es mucho más confiable utilizar la ecuación 44 ya que por no tener incluida la presión diferencial dentro de su estructura, los valores de resistencia que se obtengan de ésta serán mucho más aproximados al UCS de la roca que se este analizando.

Despejando el término de resistencia de esta ecuación (44) se tiene lo siguiente:

$$S = \left(\frac{NW^a}{0.424R} \right)^{1/1.5} \quad (59)$$

Donde

R: Rata de Penetración (ft/hr)

N: Velocidad de rotación (RPM)

W: Peso sobre la broca sobre pulgada (lb/pulg)

a: Constante

S: Resistencia a la perforación de la roca – Resistencia Compresiva de la roca (psi)

El modelo de perforación desarrollado por T.M. Warren en el año de 1981, relaciona directamente el UCS de las rocas con los parámetros de perforación y las características de las brocas; vale la pena recordar que el parámetro de resistencia que esta ecuación utiliza es el UCS de la roca dividido por 6000, al despejar este parámetro de la ecuación, se obtiene la siguiente expresión la cual también es conocida como modelo de limpieza del hueco perfecta:

$$S = 6000 \left[\left(\frac{N^b * W^2}{a * D^3} \right) \left(\frac{1}{R} - \frac{c}{N * D} \right) \right]^{0.5}$$

(60)

Donde:

a, b, c: Constantes de diseño de la broca.

D: Diámetro de la broca (pulg.)

N: RPM de la broca.

R: Rata de penetración (pulg/min).

W: Peso sobre la broca. (lbf)

S : Resistencia Compresiva de la roca (psi).

El modelo de perforación desarrollado por B.H. Walter en 1986, relaciona los parámetros de perforación con la resistencia compresiva in-situ de la roca, es decir que al igual que la ecuación 46, también utiliza un parámetro de resistencia de la roca cuyos valores sobrestimarían los del UCS de la roca al considerar los efectos de la presión de confinamiento; por esta razón, esta ecuación no será tenida en cuenta de ahora en adelante.

En 1987, el autor T.M. Warren desarrolló el modelo de perforación representado por la ecuación 52 y al despejar la resistencia de la roca implícita en la ecuación se obtiene lo siguiente:

$$S = \left[\left(\frac{N * W^2}{a * D^3} \right) \left(\frac{1}{R} - \frac{b}{ND} - \frac{c * D * \gamma_f * \mu}{Im} \right) \right]^{0.5}$$

(61)

Donde:

a, b, c: Constantes de diseño de la broca.

D: Diámetro de la broca (pulg.)

N: RPM de la broca.

R: Rata de penetración (pulg/min).

W: Peso sobre la broca. (lbf)

γ_f : Gravedad específica del lodo.

μ : Viscosidad del lodo (cp)

σ : UCS de la roca (psi).

I_m : Fuerza de impacto modificado del chorro de lodo en las boquillas de la broca (lbf).

En ese mismo año, el mismo autor generó un modelo analítico de perforación representado en la ecuación 56, el cual al despejarse la resistencia de la roca se obtiene la expresión vista en la ecuación 57:

$$S = \left[\left(\frac{W^2}{aD^2\varepsilon} \right) \left(\frac{\frac{N}{R} - \frac{b}{D} - \frac{cN\rho_m\mu D}{I_m}}{D} + \frac{\Phi^2}{4a\varepsilon} \right) \right]^{0.5} - \frac{\phi W}{2aD\varepsilon^2}$$

(57)

Donde:

S: Resistencia Compresiva de la roca (psi)

D: Diámetro de la broca (Pulg)

ε : Ductilidad de la roca (%)

N: Velocidad de rotación (RPM)

W: Peso sobre la broca por pulgada (lbf)

R: Rata de Penetración (pulg/min)

ρ : Densidad del lodo (Lb/gal)

μ : Viscosidad del lodo (cp)

I_m : Fuerza de impacto modificado del chorro de lodo en las boquillas de la broca (Lbf).

Φ : Coeficiente de desplazamiento del cono (1/pulg)

a, b, c: Constantes de diseño de la broca.

Finalmente, en el trabajo realizado por T.M. Warren y W.J. Winters en 1987, se menciona un modelo inicial a partir del cual analíticamente se dedujo la ecuación 56. Dicho modelo se basó en la ecuación 52 salvo que este no consideraba la gravedad específica del fluido si no la densidad del mismo (Ecuación 53) ³¹.

Este modelo fue tenido en cuenta en el trabajo llevado a cabo por Hareland en 1993, es por esto que también se consideró en las actividades desarrolladas inicialmente a lo largo de este proyecto. En su trabajo ²⁹, dicho autor explica las implicaciones que tienen el uso de la ductilidad y el coeficiente de la broca ϕ al momento de estimar la resistencia de las rocas ²⁹.

Por las razones mencionadas, la ecuación 53 también se utilizó en los cálculos realizados en la zona objeto de estudio (Piedemonte Llanero Colombiano). Despejando el término de resistencia de la roca y simplificando la ecuación, se llega a la siguiente expresión que llamaremos ecuación de Winters:

$$S = \left[\frac{N * W^2}{a * R * D^3} - \frac{b * W^2}{a * D^4} - \frac{c * \rho * \mu * N * W^2}{a * I_m * D^2} \right]^{0,5}$$

(62)

Donde:

S: Resistencia Compresiva de la roca (psi)

D: Diámetro de la broca (Pulg)

N: Velocidad de rotación (RPM)

W: Peso sobre la broca por pulgada (lbf)

R: Rata de Penetración (pulg/min)

ρ : Densidad del lodo (Lb/gal)

μ : Viscosidad del lodo (cp)

I_m : Fuerza de impacto modificado del chorro de lodo en las boquillas de la broca (Lbf).

a, b, c: Constantes de diseño de la broca.

8.3 RESULTADOS OBTENIDOS INICIALMENTE EN EL POZO BUCA 3

Las ecuaciones 57, 59, 60, 61 y 62 fueron los modelos considerados en la aplicación inicial de los mismos en el campo Buca; la ecuación 58 no se tuvo en cuenta primero por que el término correspondiente a la perforabilidad de la roca requiere de mediciones hechas en laboratorio sobre muestras de roca que hasta el momento no se han llevado a cabo en muestras de la zona que se esta estudiando, segundo por que la literatura menciona reiteradamente la ineficacia en los resultados obtenidos a partir de éste y finalmente por que es un modelo muy antiguo ya que fue desarrollado en 1962.

La finalidad de esta aplicación inicial es identificar cual de todos estos modelos es el que mas se ajusta a las condiciones de la zona de interés, esto se determinara comparando los resultados que dichos modelos arrojen con medidas de UCS existentes en el pozo que se este estudiando. Al comienzo de este trabajo, la información con la que se contaba era muy escasa y tan solo se disponían de los reportes de perforación de muy escasos pozos de la zona, es por esto que inicialmente los parámetros de perforación con los que se trabajó se extrajeron de el reporte final de perforación del pozo denominado Buca 3; en dicho pozo, existe un valor de UCS medido de una muestra extraída de la formación Guadalupe, y cuyo valor de UCS puede observarse en la tabla 10.

Los valores de ductilidad a profundidad para las formaciones analizadas se obtuvieron con base en la profundidad promedio de las mismas utilizando la figura 62; es necesario aclarar que el tipo de brocas con las cuales se perforó el pozo Buca 3 son del tipo pdc, y por lo tanto no se cuentan con valores de las constantes de diseño para este tipo de herramientas. No obstante, esta limitación se superó mediante procedimientos que serán explicados mas adelante.

Como la finalidad de esta primera aplicación es identificar el modelo que presenta un mayor ajuste con los valores de UCS esperados, se tomaron valores de las constantes de diseño de la broca reportados en la literatura³¹; si bien estos valores

no representan realmente las características de las brocas utilizadas, se usaron como datos de entrada de las ecuaciones citadas ajustando posteriormente al escenario geológico y a las condiciones operacionales de la zona el modelo seleccionado como base de esta investigación, estos valores pueden observarse en la tabla 12.

Tabla 12. Constantes de diseño de la broca utilizadas en la aplicación inicial.
Fuente: W.J. Winter, T.M. Warren. Paper SPE 16696

Código Broca	IADC	a	b	c	Φ
2-1-1		0.0083	8.763	0.0023	0.0248
4-2-7		0.0101	1.303	0.0020	0.0123

Los principales parámetros de perforación utilizados en esta primera aplicación pueden observarse en la figuras 68, 69 y 70

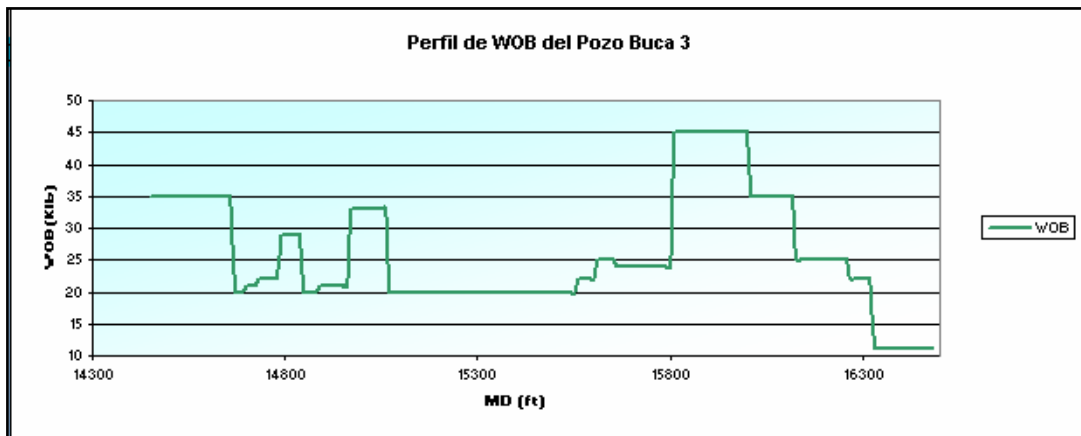


Figura 69. Perfil de peso sobre la broca (WOB) del pozo Buca 3.
Fuente: El autor.

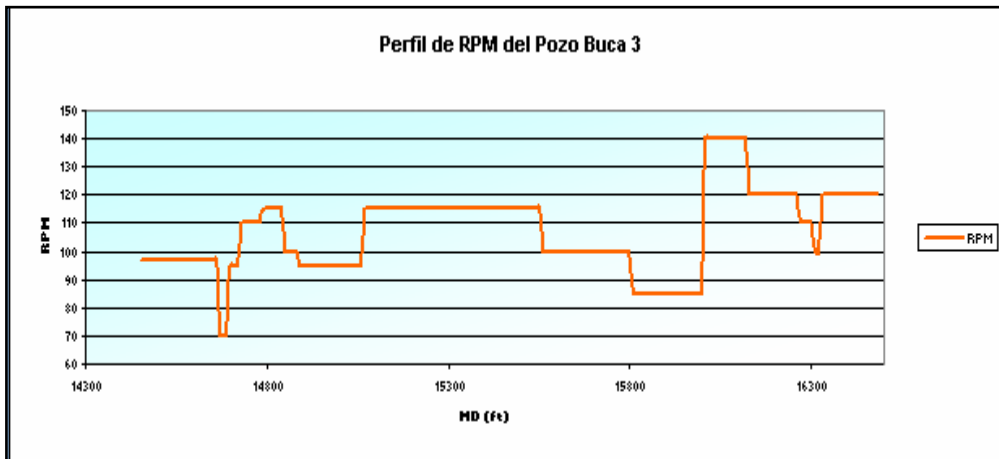


Figura 70. Perfil de revoluciones por minuto de la broca (RPM) del pozo Buca 3. Fuente: El autor.

Una vez todos los parámetros de perforación y demás términos fueron considerados, se aplicaron en el pozo Buca 3. Los resultados pueden observarse en la figura 71.

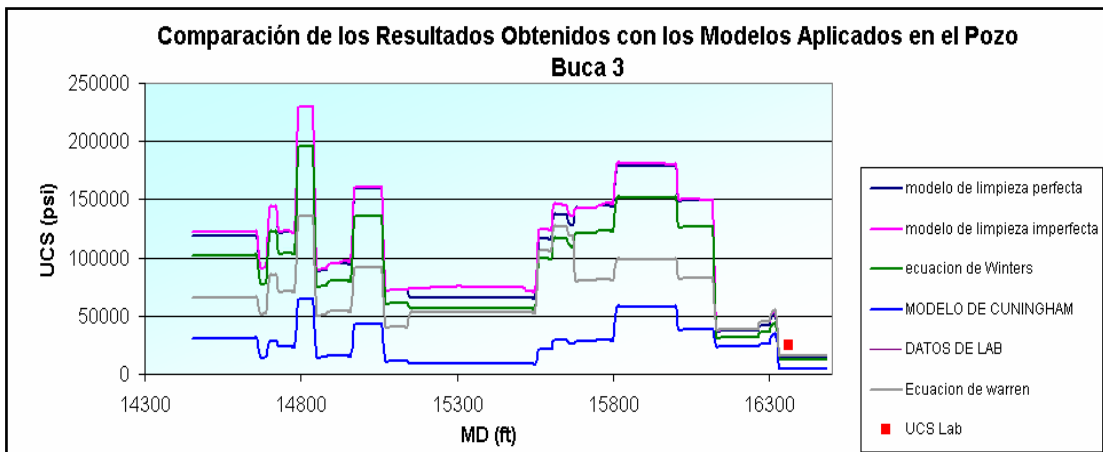


Figura 71. Perfiles de UCS generados inicialmente para el pozo Buca 3 con los diferentes modelos encontrados en la literatura en las formaciones Mirador, Los Cuervos, Barco y Guadalupe. Fuente: El autor.

Las líneas que se observan en la figura 71 corresponden a los diferentes perfiles de UCS generados con los modelos encontrados en la literatura y el punto rojo representa el valor de UCS medido en el laboratorio de mecánica de rocas en la muestra de la formación Guadalupe mencionada en párrafos anteriores.

Al analizar este grafico, se nota que el modelo que más se acerca al valor medido en el laboratorio es el correspondiente a la ecuación de Warren (ecuación 57), como también se puede ver que a nivel cualitativo todos los modelos aplicados tienen un comportamiento muy similar salvo que numéricamente los valores obtenidos por estos son muy diferentes entre si.

Como resultado de este ejercicio inicial, se decidió escoger como modelo base a la ecuación de Warren por los siguientes motivos:

- ✦ De todos los modelos, es el que muestra un comportamiento mas coherente a las condiciones de la zona de estudio
- ✦ De todos los modelos encontrados es el que mayor aplicación ha tenido en la literatura ^{29,31 y 32}.
- ✦ Así como es el más aplicado, igualmente es el más referenciado en la literatura existente.

Una vez seleccionado el modelo base (Ecuación de Warren), se debe proceder con la calibración y ajuste del mismo a las condiciones vistas en la zona de interés, esto se tratará mas profundamente en el siguiente capítulo.

9. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD, MODIFICACION, CALIBRACIÓN Y AJUSTE DE LA ECUACIÓN DE WARREN AL ESCENARIO GEOLOGICO Y LAS CONDICIONES OPERACIONALES DEL CAMPO BUCA

9.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA ECUACIÓN DE WARREN

Con el fin de entender de manera detallada como cada una de las variables consideradas en la ecuación de Warren influyen en el resultado final arrojado por ésta, se llevó a cabo un análisis de sensibilidad de dicho modelo. El objetivo de dicho análisis es identificar cuales son las variables que mas influyen y cuales son las que lo hacen en menor medida en el comportamiento de la ecuación.

Esto se hace con miras a asimilar los parámetros críticos y darles un manejo apropiado. Tras indagar e investigar diversos métodos de análisis de sensibilidad, se decidió utilizar el método grafico conocido como “diagrama de arañas”. Este método permite generar líneas que reflejan el peso que cada uno de los parámetros que conforman una ecuación tiene en su resultado y permite compararlas en un mismo esquema, facilitando enormemente la identificación de su grado de influencia al analizar las pendientes que cada una de tales líneas muestra.

El desarrollo de este análisis de sensibilidad es de por si muy sencillo, ya que al igual que en otros métodos de análisis consiste en modificar una de las variables mientras las otras se mantiene constantes y al hacerlo, observar que tanto cambia el resultado del modelo matemático que se esta estudiando. Dicha variación se induce multiplicando la variable que se está analizando por 0.5, 1.0 y 1.5 y graficar los resultados que la ecuación arroja con cada uno de los valores que el parámetro toma al momento de hacer la multiplicación.

Los valores utilizados en este análisis de sensibilidad pueden observarse en la tabla 13.

Tabla 13. Valores utilizados durante el análisis de sensibilidad de la ecuación de Warren. Fuente: El autor.

Parámetro	Valor
WOB(Klb)	35
RPM	97
ROP (ft/hr)	8.2
D (pulg)	8.5
μ (cp)	22
ρ (lb/gal)	9
Im (lbf)	140
a	0.0083
b	8.763
c	0.0023
Φ	0.0248
ϵ (%)	2.14

Los resultados obtenidos durante el análisis de sensibilidad pueden apreciarse en la figura 72, en donde se pueden observar claramente las líneas que reflejan la variación que el resultado de la ecuación sufre al modificar cada una de las variables en cuestión; la clave de este análisis de sensibilidad es la pendiente de cada una de estas líneas, La línea que tenga una mayor pendiente será la que tenga un mayor peso en el resultado de la ecuación y viceversa. Cada una de las pendientes obtenidas se reportan en la tabla 14

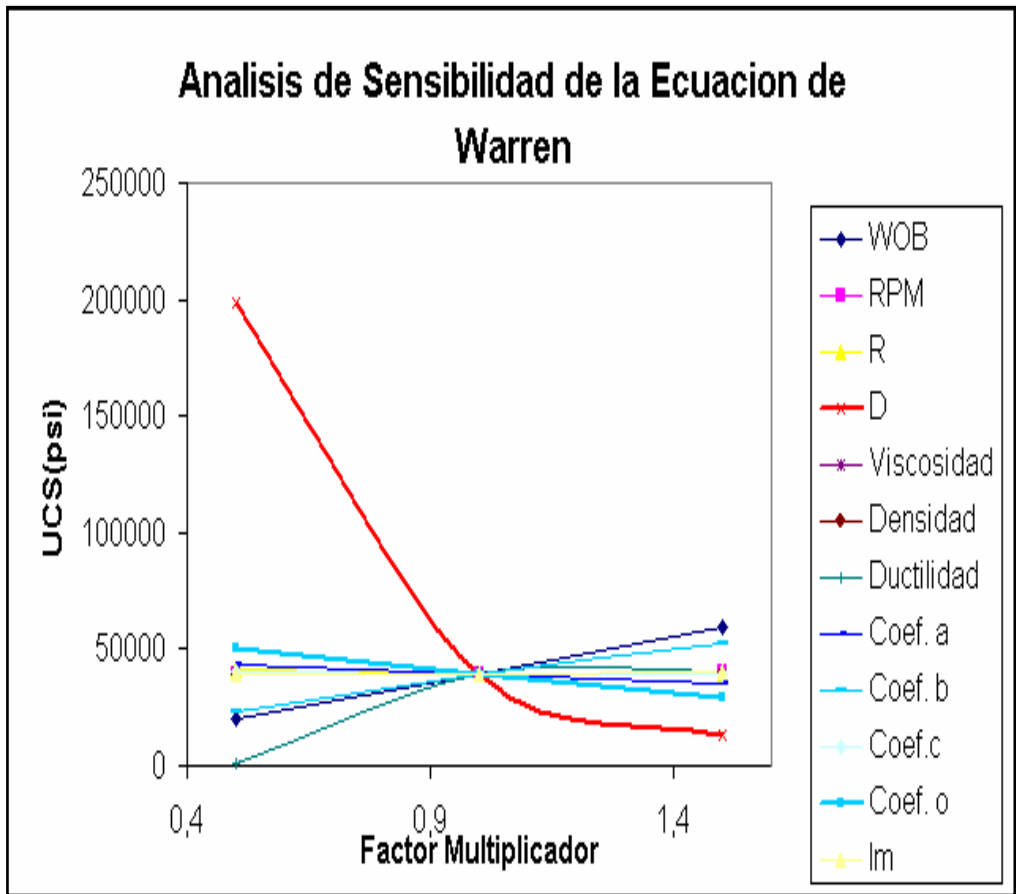


Figura 72. Diagrama de arañas obtenido para la ecuación de Warren mediante el análisis de sensibilidad. Fuente: El autor.

Las pendientes respectivas de cada una de las líneas observadas en la figura 72 se reportan en la tabla 14.

Tabla 14. Valores de las pendiente obtenidas para cada una de las variables estudiadas en el análisis de sensibilidad de la ecuación de Warren. Fuente: El autor.

Parámetro	Pendiente
WOB(Klb)	39728,9712
RPM	1335,04042
ROP (ft/hr)	-2280,75278
D (pulg)	-185426,811
μ (cp)	-391,361232
ρ (lb/gal)	0
Im (lbf)	522,9359304
a	-8073,85515
b	30113,162
c	-391,361232
Φ	-21306,204
ε (%)	39280,8359

Con base el valor de las pendientes obtenidas, se puede inferir cual es el orden en el que cada uno de los parámetros de la ecuación de Warren influye en el resultado de ésta, tal cual se ha explicado en los párrafos anteriores. El orden en el cual cada una de las variables influye puede verse en la tabla 15.

Tabla 15. Orden del grado de influencia de cada uno de los parámetros considerados en la ecuación de Warren. Fuente: El autor.

Parámetro	Grado Influencia
D	1
WOB	2
ϵ	3
b	4
Φ	5
a	6
R	7
Q	8
RPM	9
I_m	10
μ	11
c	12
ρ	13

Observando los resultados obtenidos, se puede concluir que las variables que tienen un mayor peso en la ecuación de Warren son el diámetro de la broca y el peso sobre la broca (WOB); este resultado tiene un fundamento físico fuerte ya que el UCS es una medida de resistencia y sus unidades son las mismas que las de presión (fuerza/área); en este caso la fuerza la determina el peso sobre la broca y el área está en función del diámetro de la broca; por lo tanto los resultados son coherentes.

De la misma manera, se puede concluir que aquellas variables que menos peso tienen son aquellas relacionadas con la hidráulica del proceso de perforación (I_m , viscosidad y densidad del lodo de perforación). En el caso específico de la densidad,

vemos que la línea correspondiente a esta variable tiene una pendiente de cero, significando esto que este parámetro no tiene ningún tipo de influencia en el resultado arrojado por el modelo.

9.2 MODIFICACION DE LA ECUACION DE WARREN

Al observar el escaso grado de influencia que los parámetros relacionados con la hidráulica del proceso de perforación presentan, y teniendo en cuenta también el elevado número de variables implícitas dentro de la ecuación de Warren (13 en total), con fines de hacer una aplicación más práctica se consideró hacer una modificación del modelo teniendo en cuenta las siguientes razones:

- Generalmente se tiene la idea que cuantos más variables considere una ecuación, más exactos serán los resultados obtenidos con esta. Si bien esto puede llegar a ser una ventaja, también puede llevar a malos resultados cuando no se hace un manejo apropiado de los datos de entrada y esto sucede cuando no se tienen todos los datos necesarios para alimentar un modelo y se asumen valores de los mismos que no representan la realidad del proceso que se está tratando de reproducir.
- Toda ecuación se puede modificar si el significado físico y la consistencia dimensional del modelo matemático no se ve afectada⁴⁵.
- De acuerdo al análisis de sensibilidad, el término de la ecuación de Warren que menos influencia tiene es el correspondiente a la hidráulica de perforación, esto significa que al no tener en cuenta dicho término, los resultados generados no variarían considerablemente con respecto a los que se obtendrían inicialmente; también debe notarse que con o sin dicho término la ecuación es dimensionalmente consistente.

Considerando todas estas razones, se procedió a modificar la ecuación de Warren llevándola a la siguiente forma:

$$S = \left[\left(\frac{W^2}{a D^2 \varepsilon} \right) \left(\frac{N}{R} - \frac{b}{D} + \frac{\phi^2}{4a\varepsilon} \right) \right]^{0.5} - \frac{\phi W}{2aD \varepsilon^2} \quad (63)$$

Donde:

S: Resistencia Compresiva de la roca (psi)

D: Diámetro de la broca (Pulg)

ε : Ductilidad de la roca (%)

N: Velocidad de rotación (RPM)

W: Peso sobre la broca por pulgada (lbf)

R: Rata de Penetración (pulg/min)

Φ : Coeficiente de desplazamiento del cono (1/pulg)

a, b, : Constantes de diseño de la broca.

Siendo necesario comprobar si los resultados obtenidos con la ecuación de Warren original y su expresión modificada varían significativamente o no, se aplicó la ecuación 63 usando los parámetros de perforación del pozo Buca 3 y sus resultados se compararon con los obtenidos en la aplicación inicial (ecuación 57). Los resultados pueden observarse en la figura 73.

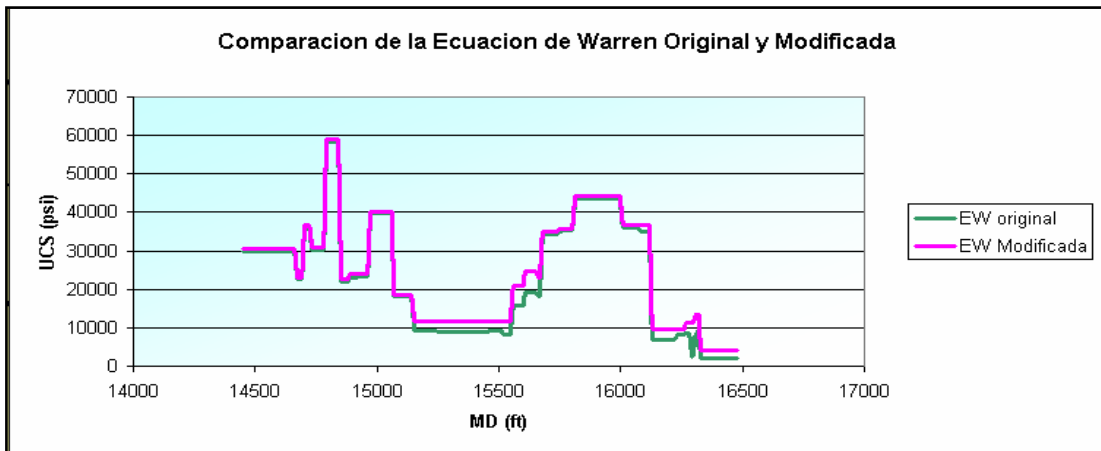


Figura 73. Comparación de los resultados obtenidos con la ecuación de Warren original y modificada en el pozo Buca 3. Fuente: El autor.

Los resultados vistos en la figura anterior muestran que la variación en los valores obtenidos con ambas ecuaciones es mínima; ésto permite concluir que el análisis de sensibilidad realizado fue exitoso, ya que se identificaron correctamente cuales son los parámetros claves del modelo de Warren y esto brinda una ventaja muy grande ya que al hacer un manejo adecuado de éstos, los resultados que se obtendrán en adelante serán mucho mas confiables.

9.3 CALIBRACIÓN Y AJUSTE DE LA ECUACIÓN DE WARREN AL ESCENARIO GEOLOGICO Y LAS CONDICIONES OPERACIONALES DEL CAMPO BUCA

Una vez comprobado que la modificación hecha en la ecuación de Warren arroja resultados muy similares a los obtenidos en su forma original, se debe proceder a ajustar su uso a las condiciones operacionales y al escenario geológico de la zona objeto de estudio (piedemonte Llanero colombiano). Mucho tiempo y esfuerzos se invirtieron en esta actividad obteniendo inicialmente resultados desalentadores, por lo que se recurrió a la ayuda del mismo autor de la ecuación solicitándole asistencia y consultándole en primer lugar si existía la posibilidad de ajustar el uso de la ecuación para ser utilizada en pozos perforados con brocas PDC y de ser posible esto cual era el camino a seguir. El contacto se hizo vía e-mail recibiendo afortunadamente una pronta respuesta la cual fue de gran ayuda en el logro de los objetivos de este trabajo de investigación.

En su carta, el autor W.J. Winters después de agradecer el interés visto en su trabajo y brindar palabras de aliento y animo en la consecución de los objetivos propuestos, comentó que en efecto la ecuación se puede ajustar a otro tipo de brocas diferentes a las tricónicas. De la misma forma mencionó que él también había tenido un problema similar en un pozo que el mismo estaba analizando y que lo había superado seleccionando apropiadamente las constantes de diseño de la broca implícitas en la ecuación recalculándolas utilizando los parámetros de perforación del pozo que estaba estudiando y utilizando valores de UCS conocidos del campo en cuestión al reemplazarlas en el modelo por él desarrollado.

Siguiendo las sugerencias del autor, la ecuación de Warren se ajustó y calibró utilizando en primer lugar los valores de UCS medidos en muestras de campo (tabla

17); a la profundidad a la cual las muestras de roca fueron extraídas se tomaron los parámetros de perforación de los Bit Record de cada uno de los pozos vistos en la tabla citada.

Las formaciones que se buscan caracterizar (Mirador, Los Cuervos, barco y Guadalupe) se constituyen principalmente de areniscas a excepción de Los Cuervos que esta constituida por arcillas; por lo tanto el mejor camino a seguir es calcular los coeficientes de la broca de acuerdo a la litología (Arcillas y Areniscas). En el campo Buca, no existen valores de UCS medidos para la formación Los Cuervos, sin embargo, dichos valores existen en uno de los campos cercanos a este que será denominado campo Girón; así, se tomaron estos valores de UCS y también a la profundidad de las muestras se leyeron de los reportes de campo los parámetros de perforación a las profundidades respectivas.

Los parámetros de perforación utilizados pueden observarse en la tabla 16 y 17 y los valores de UCS correspondientes a la formación Los Cuervos se reportan en la tabla 19

Tabla 16. Parámetros de perforación utilizados en el cálculo de los coeficientes de la broca para las areniscas del campo Buca. Fuente: El autor.

Formación.	WOB (lbf)	D(pulg)	R (Pulg /min)	N (RPM)	ϵ (%)
Mirador	27000	8,5	0,42	130	2.14
Barco	25000	8,5	0,74	115	2.5
Guadalupe	22000	8,5	0,48	110	2.8

Tabla 17. Parámetros de perforación utilizados en el cálculo de los coeficientes de la broca para las arcillas del campo Buca. Fuente: El autor.

Formación.	WOB (lbf)	D(pulg)	R (Pulg/min)	N (RPM)	ϵ (%)
Los Cuervos	22000	8,5	0,49	110	5
Los Cuervos	22300	8,5	1,29	112	6
Los Cuervos	20240	8,5	0,304	112	6

Tabla 18. Datos de UCS medidos en muestras de roca del campo Buca y usados en el cálculo de los coeficientes de la broca para las areniscas del mismo campo. Fuente: Laboratorio Mecánica de Rocas (ICP)

Formación	Pozo	Prof (pies)	UCS(psi)
Mirador	Buca 1	12590,3	36206,85
Barco	Buca 1	13585,3	31204,21
Guadalupe	Buca 3	16361,6	24858,45

Tabla 19. Datos de UCS medidos en muestras de roca del campo Gir y usados en el cálculo de los coeficientes de la broca para las arcillas de la formación Los Cuervos. Fuente: Plumb, Last (1995)

Formación	Pozo	Prof (pies)	UCS(psi)
Los Cuervos	Gir 1	16030	6383,41
Los Cuervos	Gir 1	15609,0	9270,46
Los Cuervos	Gir 1	15602,9	6209,32

Usando los valores reportados en las anteriores tablas y la ecuación modificada de Warren (ecuación 63), se plantearon dos sistemas de ecuaciones: uno para calcular

los coeficientes de la broca de las areniscas y otro para las arcillas, de esta manera se obtuvo lo siguiente:

Para las areniscas

$$\left[64501433.51a^{-1} - 33112.011ba^{-1} + 213601.863\phi^2a^{-2}\right]^{0.5} - 165.066\phi a^{-1} = 24858.45\dots(64)$$

$$\left[63252595.15a^{-1} - 47889.27ba^{-1} + 346020.76\phi^2a^{-2}\right]^{0.5} - 235.29\phi a^{-1} = 31204\dots(65)$$

$$\left[171670859.8a^{-1} - 65254.729ba^{-1} + 550704.65\phi^2a^{-2}\right]^{0.5} - 346.80\phi a^{-1} = 36206.85\dots(66)$$

Para las arcillas:

$$\left[35382576.96a^{-1} - 18542.72ba^{-1} + 66989.619\phi^2a^{-2}\right]^{0.5} - 51.76\phi a^{-1} = 6383.41\dots(67)$$

$$\left[58585006.47a^{-1} - 15876.57ba^{-1} + 47721.48\phi^2a^{-2}\right]^{0.5} - 36.43\phi a^{-1} = 9270.46\dots(68)$$

$$\left[40956309.97a^{-1} - 13078.80ba^{-1} + 39312.009\phi^2a^{-2}\right]^{0.5} - 33.071\phi a^{-1} = 6209.32\dots(69)$$

La manera como estos sistemas de ecuaciones se resolvieron se describe a continuación:

Debido a la complejidad de las ecuaciones, estas no se pueden resolver fácilmente, en un principio se intentó mediante métodos numéricos y la ayuda de herramientas tales como el software Matlab; sin embargo, al aplicar la ecuación modificada de Warren usando los coeficientes obtenidos, los valores de UCS calculados eran muy inconsistentes (en ciertas ocasiones se obtenían valores de UCS negativos lo cual no tiene ningún sentido físico). Por lo tanto se concluyó que la mejor forma de dar solución a los sistemas de ecuaciones planteados era mediante métodos analíticos.

No obstante, para que ésto fuese posible era necesario simplificar las ecuaciones 64-69 de una manera lógica; esto se hizo calculando los coeficientes “a” de la broca usando los valores de UCS conocidos y la ecuación 45 (vale la pena recordar, que la literatura ha comprobado que la resistencia a la perforación de la roca es estadísticamente la misma resistencia compresiva medida mediante pruebas de compresión estándar)³¹.

Tomando los valores de UCS mencionados con anterioridad y usando la ecuación se calcularon los valores del coeficiente “a” que se muestran en la tabla 20.

Tabla 20. Calculo del coeficiente a usando la ecuación de Cunnigham (ecuación 45). Fuente: El autor

Litología	Valores de UCS	Coeficiente a calculado	Coeficiente “a” promedio
Areniscas	24858.45	2.9020	2.9378
	31204.21	2.9425	
	36206.85	2.9690	
Arcillas	6383.41	2.6596	2.6801
	9270.46	2.7262	
	6209.32	2.6547	

Los valores de “a” promedio obtenidos para cada una de las litologías se reemplazaron en los respectivos sistemas de ecuaciones como sigue:

Areniscas:

$$\left[21955692 .53 - 11271 .022 b + 24749 .088 \phi^2\right]^{0.5} - 56.1869 \phi = 24858 .45 \dots (70)$$

$$\left[21530599 .48 - 16301 .065 b + 40091 .99 \phi^2\right]^{0.5} - 80.090 \phi = 31204 \dots (71)$$

$$\left[58435175 .91 - 2212 .10 b + 63807 .8 \phi^2\right]^{0.5} - 118 .0475 \phi = 36206 .85 \dots (72)$$

Arcillas:

$$\left[13201961 .48 - 6918 .66 b + 9326 .21 \phi^2\right]^{0.5} - 19.31 \phi = 6383 .41 \dots (73)$$

$$\left[21859261 .4 - 5923 .87 b + 6643 .72 \phi^2\right]^{0.5} - 13.59 \phi = 9270 .46 \dots (74)$$

$$\left[15281635 .0 - 4879 .96 b + 5472 .97 \phi^2\right]^{0.5} - 12.3394 \phi = 6209 .32 \dots (75)$$

El procedimiento de solución en el caso de las areniscas fue el siguiente:

De la ecuación 72 se despejó la variable “b”:

$$b = 2.245\phi^2 - 384.84\phi - 56388.22\dots(76)$$

Al reemplazar la ecuación 76 en la 70 y simplificando se llega a:

$$0.3293\phi^2 - 137\phi - 3510.41 = 0\dots(77)$$

La ecuación 77 es una ecuación cuadrática que al resolverse arroja los siguientes resultados para el coeficiente Φ :

$$\Phi_1: 440.23$$

$$\Phi_2: -24.20$$

Reemplazando estos valores en la ecuación 76 se obtienen los siguientes valores para b:

$$b_1: 209280.1736$$

$$b_2: -45760.3302$$

De esta manera se obtienen dos set de coeficientes para el caso de las areniscas; un procedimiento similar se realizo para las arcillas y los resultados pueden observarse en la tabla 21.

Tabla 21. Coeficientes de la broca calculados según la litología. Fuente: El Autor.

Set	Areniscas			Arcillas		
	a	b	Φ	a	b	Φ
1	2,9378	209280,17	440,23	2,6801	281830,5	-498,5
2	a	b	Φ	a	b	Φ
	2.9378	-45760,33	-24,20	2,6801	281830,5	-498,5

En el caso de las Arcillas se obtuvo un solo set de coeficientes, por lo tanto estos valores se ven repetidos en la tabla 21.

10. APLICACIÓN DE LA ECUACIÓN DE WARREN MODIFICADA CON LOS COEFICIENTES DE LA BROCA SEGÚN LA LITOLOGIA EN POZOS DE LA ZONA DE ESTUDIO

10.1 POZOS SELECCIONADOS

Con el fin de validar el uso de los parámetros de perforación en la zona objeto de interés (Piedemonte Llanero Colombiano), se escogió una serie de pozos de dos de los campos que se encuentran en esta región que anteriormente han sido llamados Campo Buca y Girón. Estos pozos se escogieron en primer lugar por la cantidad de información con la que estos cuentan (registros eléctricos, parámetros de operación pie a pie, datos medidos de UCS en laboratorio, informes detallados de perforación, etc); toda vez que esta información es de vital importancia ya que es necesario comparar los resultados obtenidos con la información disponible del pozo que se este analizando para una adecuada validación de los mismos. Tras hacer una búsqueda de los pozos que cumplieran estos requisitos, se escogieron dos pozos del campo Buca y un pozo del campo Girón.

La ecuación modificada de Warren fue aplicada usando los parámetros de perforación de los pozos Buca 1, Buca 3 y Gir 1, esperando validar su uso a partir de los resultados obtenidos en ellos. Inicialmente, los resultados fueron comparados cuantitativamente a profundidad con los datos de UCS medidos en el laboratorio sobre muestras de roca y posteriormente cualitativamente con los resultados arrojados por el software AGE-ICP (este software es la principal herramienta con la que cuenta el grupo de impacto geomecánico del ICP para el desarrollo de modelos geomecánicos y análisis de estabilidad).

10.2 APLICACIÓN EN LOS POZOS SELECCIONADOS

10.2.1 Aplicación en el pozo Buca 1

El pozo denominado Buca 1 fue seleccionado por que cumple con las características mencionadas en los párrafos anteriores; de dichas condiciones la mas importante, cuenta con 3 datos de UCS medidos en el laboratorio y que también cuenta con el registro sónico el cual permite inferir el tipo de roca con la cual se está trabajando a partir de tiempos de transito de ondas acústicas y permite establecer los cambios de litología a profundidad; también cuenta con el registro de densidad que al igual que el anterior, permite determinar como varía la litología a lo largo del pozo.

Buscando generar perfiles de UCS muy detallados a profundidad de los pozos seleccionados, se desarrolló una búsqueda agresiva de la información de entrada requerida en los cálculos y como resultado de este esfuerzo y de la gestión realizada en el ICP, se llevo a contar con parámetros operacionales pie a pie de esté y los otros pozos seleccionados. Los perfiles de los principales parámetros de perforación del pozo Buca 1 pueden observarse en la figuras 74, 75 y 76 (el intervalo del pozo analizado corresponde a las formaciones Mirador, Los Cuervos, Barco y Guadalupe).

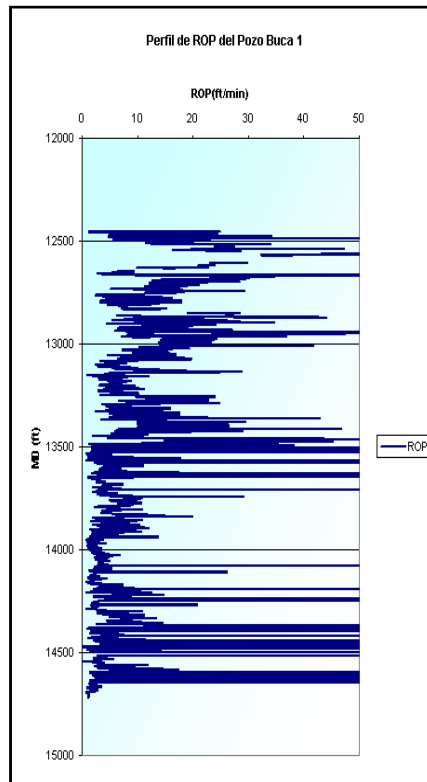


Figura 74. Perfil de ROP medido durante la perforación del pozo Buca 1.
Fuente: Parámetros operacionales pie a pie medidos en campo.

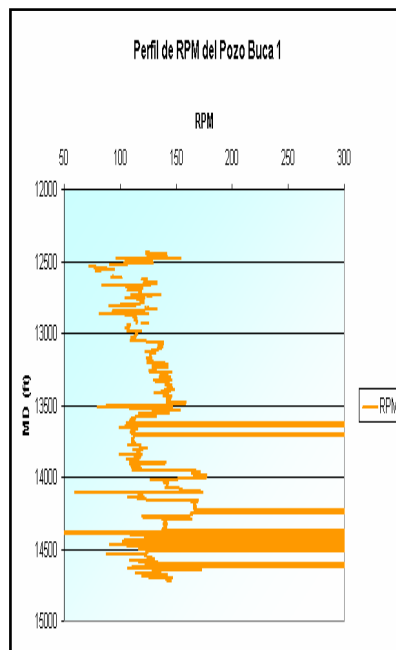


Figura 75. Perfil de RPM medido durante la perforación del pozo Buca 1.
Fuente: Parámetros operacionales pie a pie medidos en campo.

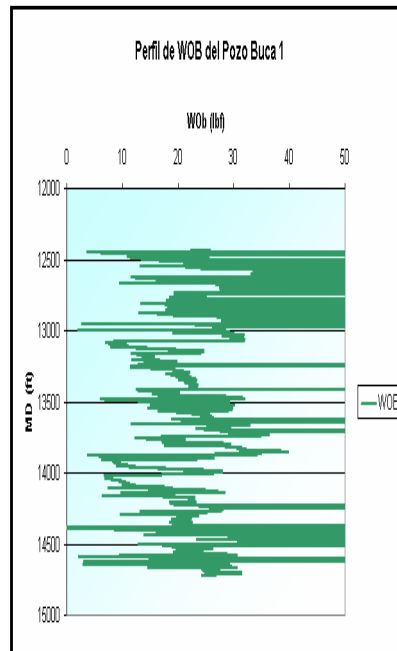


Figura 76. Perfil de WOB medido durante la perforación del pozo Buca 1. Fuente: Parámetros operacionales pie a pie medidos en campo.

Los valores de ductilidad que se utilizarán, se determinarán a partir de la figura 62 usando la profundidad promedio de cada formación calculada a partir de los topes y bases de cada una de ellas y los valores de ductilidad utilizados se pueden ver en la tabla 22.

Tabla 22. Valores de ductilidad utilizados en las formaciones analizadas del pozo Buca 1. Fuente: El autor

Formación	Prof Prom (ft)	Ductilidad (%)
Mirador	12665	2.14
Los Cuervos	13176	5.9
Barco	13713	2.5
Guadalupe	14343	2.8

Los topes de las formaciones se reportan en la tabla 23.

Tabla 23. Topes de las formaciones analizadas en el pozo Buca 1. Fuente: Reporte final de perforación del pozo Buca 1.

Formación	Tope (ft)	Base (ft)
Mirador	12439	12890
Los Cuervos	12890	13461
Barco	13461	13955
Guadalupe	13988	14958

Al revisar los reportes de perforación de este pozo, se encontró que para todo el intervalo de las formaciones en cuestión, el diámetro de la broca fue constante con un valor de 8,5 pulgadas. Una vez disponible toda la información de entrada requerida, se procedió a calcular el perfil de UCS de este pozo usando la ecuación modificada de Warren y las constantes de diseño de la broca calculadas y vistas en la tabla 21. Como se cuenta con dos set de coeficientes en el caso de las areniscas, se obtuvieron dos perfiles que se pueden observar en la figura 77.

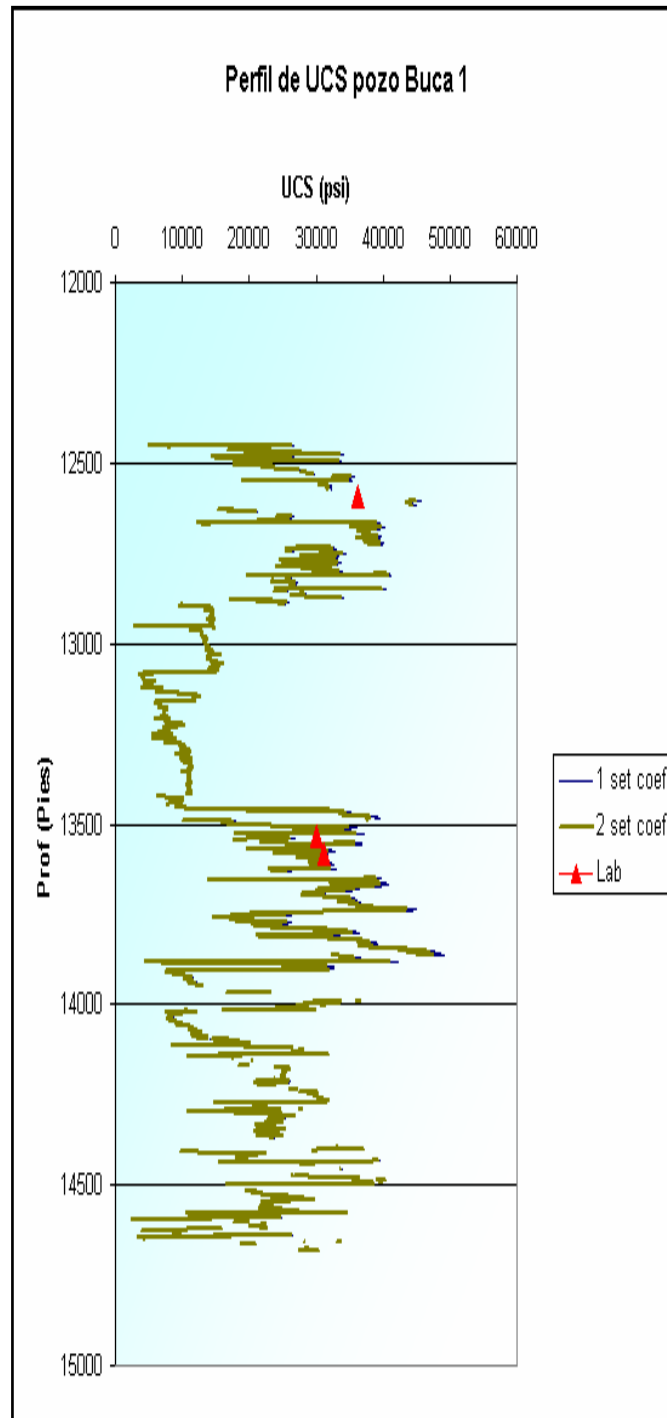


Figura 77. Perfiles de UCS calculados para el pozo Buca 1 con la ecuación de Warren modificada. Fuente: El autor.

Una comparación de uno de los perfiles de UCS obtenidos en el pozo Buca 1 (tan sólo se consideró uno de los perfiles debido a que ambos son muy similares

cuantitativa y cualitativamente) con los registros de densidad y sónico del mismo pozo pueden verse en las figuras 78 y 79 respectivamente.

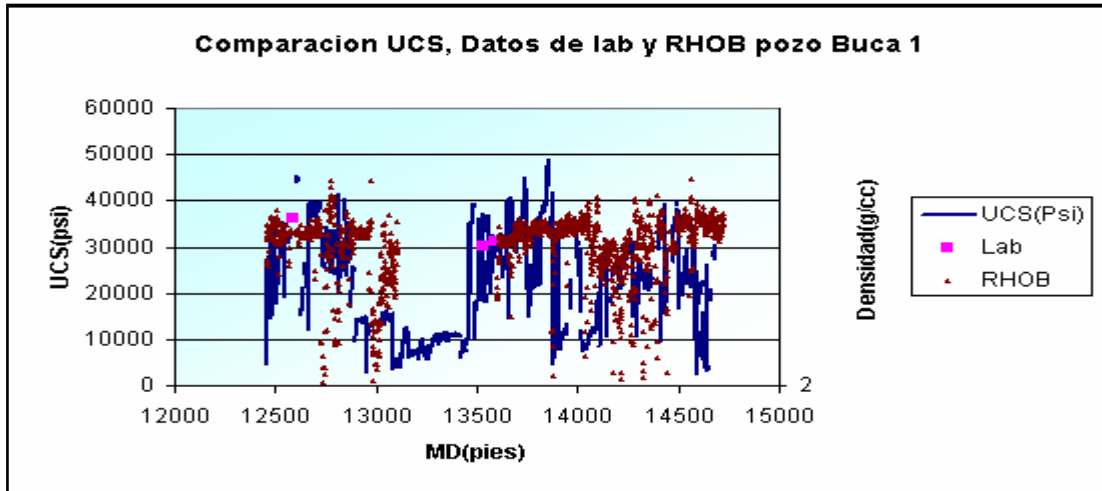


Figura 78. Comparación del perfil de UCS calculado para el pozo Buca 1 con el registro de densidad del mismo pozo. Fuente: El autor.

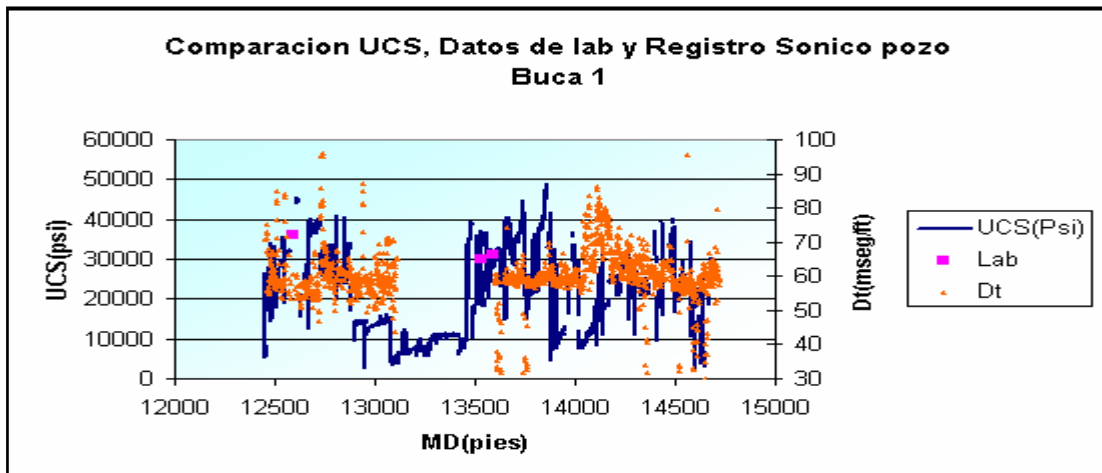


Figura 79. Comparación del perfil de UCS calculado para el pozo Buca 1 con el registro sónico del mismo pozo. Fuente: El autor.

10.2.1.1 Análisis de los resultados obtenidos en el pozo Buca 1

Al observar la figura 76, se nota que los perfiles de UCS inferidos tienen un ajuste muy bueno con los datos medidos en el laboratorio (puntos rojos en la grafica), una comparación de los valores de UCS calculados con la ecuación de Warren modificada se pueden ver en la tabla 24.

Tabla 24. Comparación de los resultados obtenidos a profundidad con la ecuación de Warren modificada y los valores de UCS medidos en laboratorio del pozo Buca 1. Fuente: El autor.

Formación	MD (ft)	UCS calculado	UCS Laboratorio	% Error
Mirador	12590,3	39992,29	36206,85	10,45
Barco	13534	28902,20	30156,0	4,15
Barco	13585	28539,12	31204.21	8,54

Vale la pena mencionar que los valores de UCS calculados y reportados en la tabla 23 son un promedio de un rango de profundidad de 20 ft por encima y por debajo de la profundidad de la muestra de roca en la cual se hizo la medición en laboratorio; esto se debe a que siempre existen errores asociados a la profundidad exacta del corazón ya que ésta se estima a partir de la suma de las longitudes de tubería usadas para su extracción dando un resultado no muy exacto.

Al analizar la tabla anterior, se observa que el grado de ajuste a nivel cuantitativo es muy bueno, con porcentajes de error bajos y aceptables, esto es muy importante si se recuerda que los valores de UCS medidos en el laboratorio son datos de campo reales, esto indica que los valores de UCS que la ecuación modificada de Warren arroja son realmente representativos del comportamiento de las formaciones analizadas para este pozo.

Observando las figuras 78 y 79 también se nota que el comportamiento que el perfil de UCS tiene es muy coherente respecto a los vistos con los registros eléctricos, lo cual se puede analizar de la siguiente manera:

Si la densidad de la roca es alta, esto indica que la porosidad es baja, en la literatura existente se ha comprobado que el UCS (en el caso de las areniscas), es una propiedad de la roca que depende fuertemente de la porosidad ⁵⁹, si la porosidad aumenta, el UCS de la roca será menor ⁵⁹; en otras palabras si la densidad de la roca se incrementa, también el UCS será más alto.

En la figura 77, vemos que en los sectores donde el registro RHOB (densidad) muestra valores altos de densidad, también la ecuación de Warren modificada arroja valores altos de UCS y donde el registro muestra intervalos donde la densidad es baja, también se observa que el perfil de UCS tiende a tomar valores bajos (es necesario mencionar que el intervalo donde no hay mediciones del registro RHOB corresponde a la formación Los Cuervos, donde no se corrieron registros por no ser esta una formación productora). Por lo dicho antes, se puede afirmar que el perfil de UCS es coherente con respecto al comportamiento visto en el registro RHOB.

El análisis con respecto al registro sísmico se puede hacer considerando lo siguiente: A mayor tiempo de tránsito de la onda acústica, se tendrá una mayor porosidad y por lo tanto un menor UCS de la roca ⁵⁹. Este comportamiento se ve al observar al detalle la figura 78 donde se nota que en los sectores donde el tiempo de tránsito aumenta, el UCS disminuye y viceversa; por lo tanto, al igual que con el registro RHOB, el perfil de UCS es también coherente con el comportamiento arrojado por el registro sísmico; al igual que en el caso del registro RHOB, este análisis se hace para rocas arenosas.

10.2.2 Aplicación en el pozo Buca 3

Al igual que en el pozo Buca 1, la ecuación de Warren modificada con los coeficientes de la broca según la litología (tabla 20) se aplicaron en el pozo denominado Buca 3; este pozo también contaba con la información necesaria para la validación de los resultados arrojados por el modelo (valores de UCS medidos en muestras de roca extraídas de este pozo, registros eléctricos y parámetros operacionales pie a pie).

A diferencia del pozo analizado con anterioridad, para este pozo se contaba tan sólo con un dato de UCS medido en el laboratorio y se dispone del registro Gamma Ray, de densidad (RHOB) y sínico.

Los principales parámetros operacionales leídos durante la perforación de este pozo pueden verse en las figuras 80, 81 y 82.

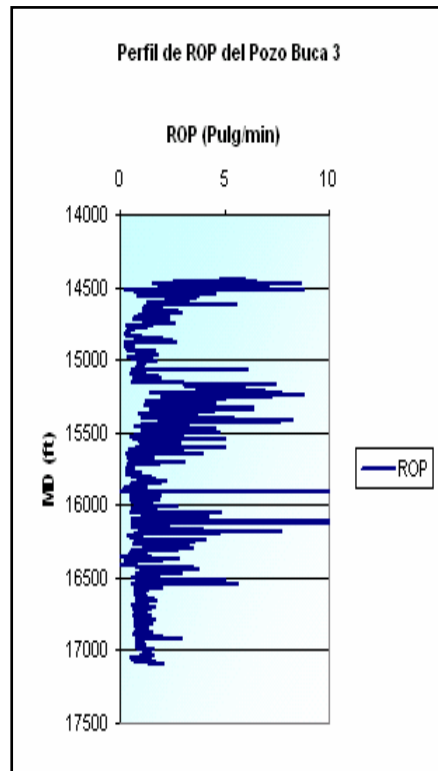


Figura 80. Perfil de ROP medido durante la perforación del pozo Buca 3.

Fuente: El autor.

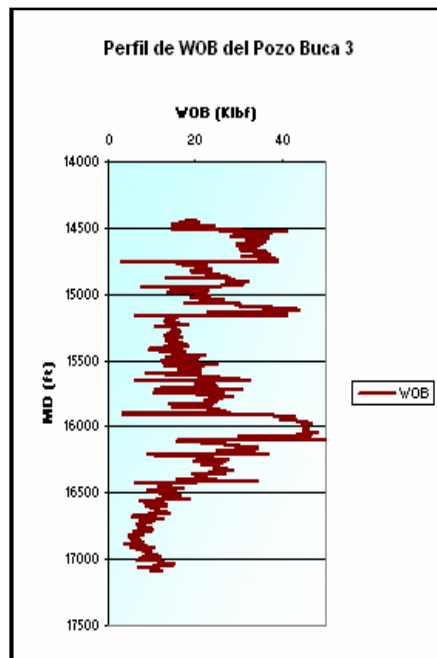


Figura 81. Perfil de WOB medido durante la perforación del pozo Buca 3.
Fuente: El autor.

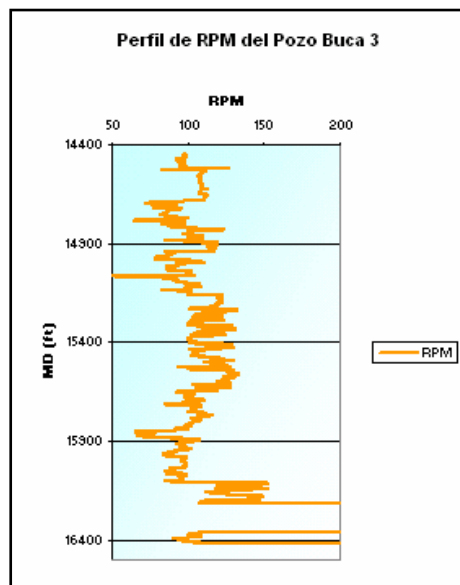


Figura 82. Perfil de RPM medido durante la perforación del pozo Buca 3.
Fuente: El autor.

De la misma forma como se hizo en el pozo Buca 1, los valores de ductilidad que se utilizarán se determinarán a partir de la figura 62 usando la profundidad promedio de

cada formación inferida a partir de los topes y bases. Los valores de ductilidad utilizados en los cálculos se reportan en la tabla 25.

Tabla 25. Valores de ductilidad utilizados en las formaciones analizadas del pozo Buca 3. Fuente: El autor.

Formación	Prof Prom (ft)	Ductilidad (%)
Mirador	14795	2.18
Los Cuervos	15405	6.0
Barco	15895.5	2.6
Guadalupe	16606	2.9

Los topes de las formaciones Mirador, Barco y Guadalupe en este pozo se reportan en la tabla 26.

Tabla 26. Topes de las formaciones analizadas en el pozo Buca 3. Fuente: Reporte final de perforación del pozo Buca 3.

Formación	Tope (ft)	Base (ft)
Mirador	14450	15140
Los Cuervos	15141	15670
Barco	15671	16120
Guadalupe	16121	17091

En el intervalo estudiado, el diámetro de la broca fue de 8,5 pulgadas en su totalidad y al aplicar la ecuación modificada de Warren se generó el perfil de UCS que se muestra en la figura 83.

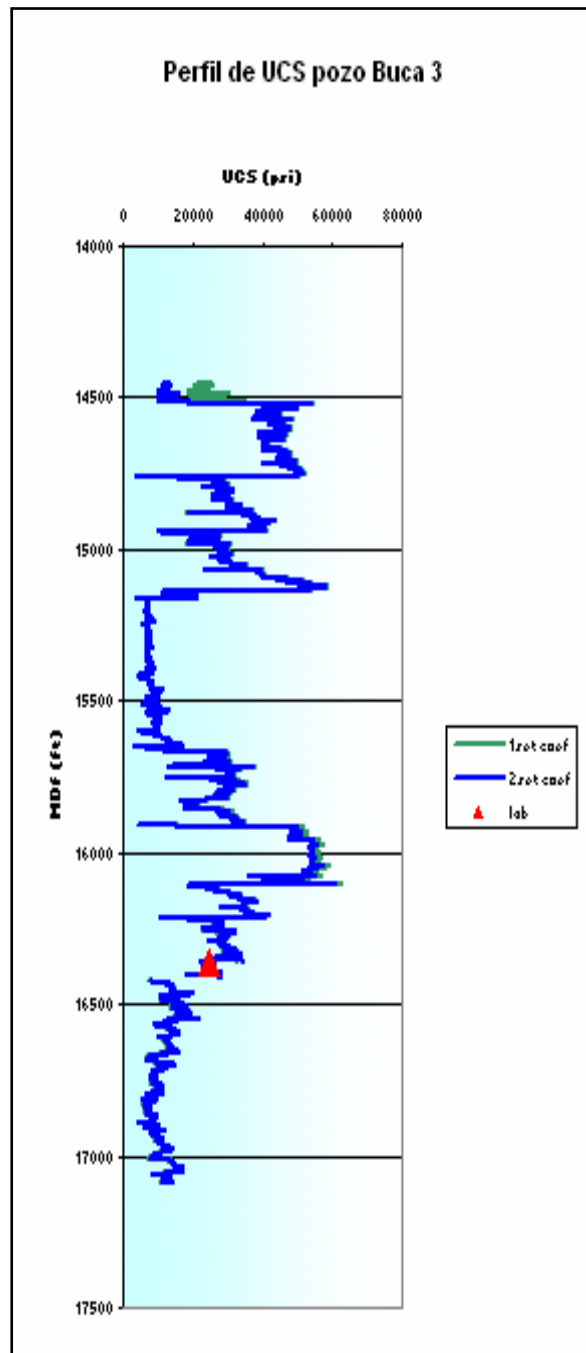


Figura 83. Perfiles de UCS calculado para el pozo Buca 3 con la ecuación de Warren modificada. Fuente: El autor.

En la comparación de los perfiles de UCS estimados con los registros eléctricos, se consideró uno de ellos ya que como el caso del pozo Buca 1, ambos son muy

similares en comportamiento y en los valores de UCS que los constituyen. La comparación llevada a cabo en el pozo Buca 3, se realizó con los registros Gamma Ray, RHOB (densidad) y sonico. Estas comparaciones pueden observarse en la figuras 84, 85 y 86.

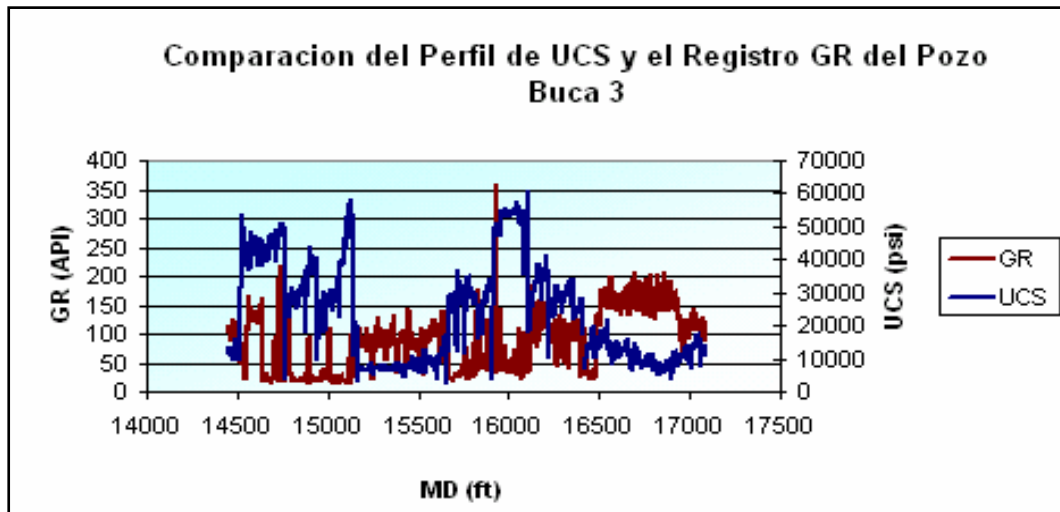


Figura 84. Comparación del perfil de UCS calculado para el pozo Buca 3 con el registro Gamma Ray del mismo pozo. Fuente: El autor.

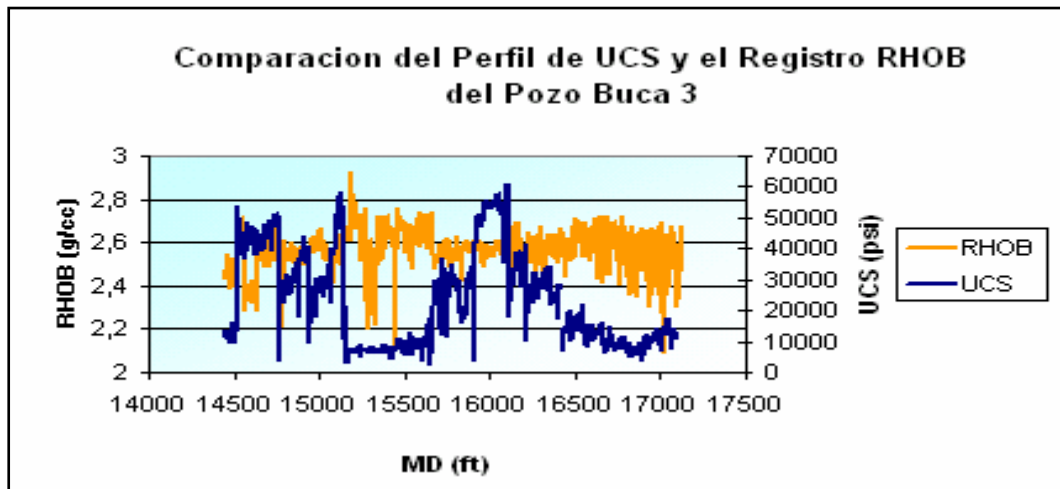


Figura 85. Comparación del perfil de UCS calculado para el pozo Buca 3 con el registro RHOB del mismo pozo. Fuente: El autor.

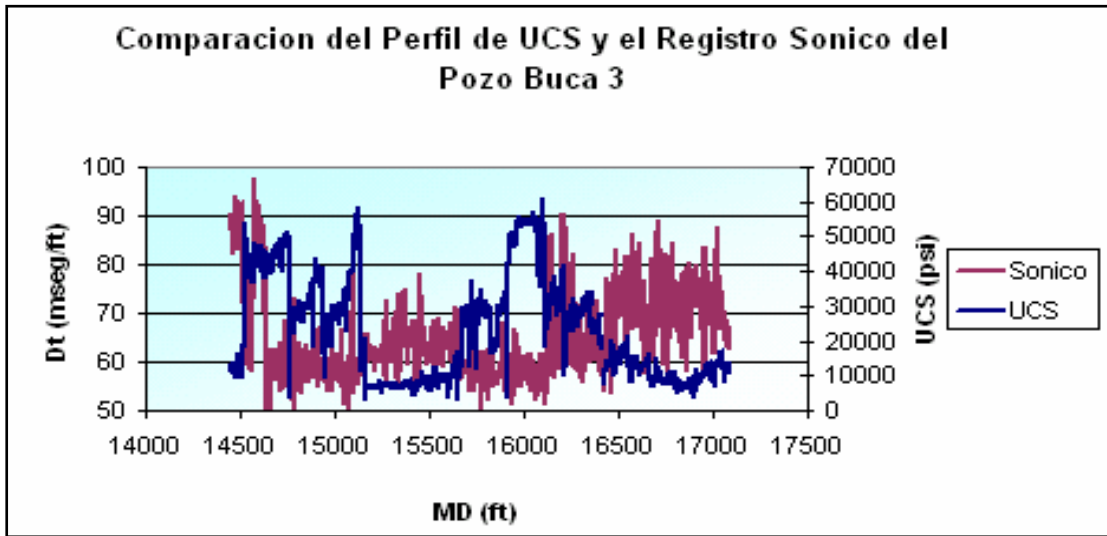


Figura 86. Comparación del perfil de UCS calculado para el pozo Buca 3 con el registro sonico del mismo pozo. Fuente: El autor.

10.2.2.1 Análisis de los resultados obtenidos en el pozo Buca 3

Observando la figura 82, se puede ver que el grado de ajuste entre el perfil de UCS generado y el punto correspondiente a la medición hecha en el laboratorio de mecánica de rocas es bastante aceptable; los porcentajes de error entre el dato real de UCS y el valor a la misma profundidad calculado con la ecuación de Warren modificada se reporta en la tabla 27.

Tabla 27. Comparación del resultado obtenido a profundidad con la ecuación de Warren modificada y el valor de UCS medido en laboratorio del pozo Buca 3. Fuente: El autor.

Formación	MD (ft)	UCS calculado	UCS Laboratorio	% Error
Guadalupe	16361.6	26074,42	24858.45	4,89

Tal como se hizo en el caso del pozo Buca 1, el valor de UCS calculado reportado en la tabla 26 es un promedio de un rango de profundidad de 20 ft por encima y por debajo de la profundidad a la cual ésta reportada la medición del laboratorio.

Observando los valores de la tabla anterior y el % de error, se puede decir que así como en el pozo Buca 1, en este pozo la ecuación modificada de Warren arroja resultados que son muy representativos y cercanos a la realidad.

La forma como se realiza la comparación entre los registros sónico y RHOB con el perfil de UCS se explicó con anterioridad y al igual que en el pozo Buca 1, en el pozo Buca 3 también se aprecia una coherencia muy grande en el comportamiento que los resultados muestran y los vistos en dichos registros, por lo que se puede decir que la ecuación también refleja el comportamiento a profundidad que las rocas presentan a lo largo del intervalo que se ésta estudiando.

La comparación del perfil de UCS y el registro Gamma Ray se hace considerando lo siguiente:

Cuando el Gamma Ray muestra valores altos, indica la presencia de una roca arcillosa y cuando presenta valores bajos indica la existencia de sectores arenosos; la literatura muestra que los valores de UCS de las arcillas debido a su composición y los planos de debilidad que presentan como resultado del tipo de estratificación que las caracteriza son generalmente bajos ($UCS < 10000$ psi) y los de las areniscas son mas altos ($UCS > 10000$ psi)^{31, 59}.

En resumen, si el registro Gamma Ray muestra valores altos, el UCS debe ser mas bajos y viceversa; esto se observa claramente en la figura 83 donde se nota que en los sectores donde el Gamma Ray señala presencia de arcillas, el perfil de UCS tiene valores bajos y donde se aprecian sectores arenosos, el UCS es más alto.

Estos resultados confirman que en el caso del pozo Buca 3, la ecuación modificada de Warren está arrojando valores confiables de UCS y refleja un comportamiento de la rocas a profundidad que se ajusta muy bien a la realidad.

10.2.3 Aplicación en el pozo Gir 1

El principal motivo por el cual se escogió el pozo denominado Gir 1 a pesar de pertenecer a otro campo (campo Girón) se debe a la cantidad de datos de UCS medidos en laboratorio sobre muestras de roca extraídas de este pozo (11 mediciones en total de las formaciones Mirador, Los Cuervos y Barco), estos valores se pueden observar en la tabla 27. Esta característica le da una importancia grande a este pozo ya que dada la abundancia de datos reales, se puede hacer una mejor comparación de los resultados que la ecuación de Warren modificada arroja y una mejor validación de los mismos.

Es de resaltar que la ecuación de Warren modificada se ajustó y calibró en el caso de las areniscas usando datos del campo Buca, esto es debido a que existe un mayor interés en la caracterización de este campo por la cantidad de pozos que se están perforando actualmente en aquel sector.

Dado que no existen datos de UCS de la formación Los Cuervos para el campo Buca, se tomaron 3 de los datos de UCS correspondientes al pozo Gir 1 para hacer la respectiva calibración en el caso de las arcillas (esto se hizo dada la falta de información propia del campo Buca para este tipo de litología) y los datos se reportan en la tabla 18.

Tabla 28, Valores de UCS medidos en muestras de roca extraídas del pozo Gir 1. Fuente: Plumb y Last (1995)

Formación	MD (ft)	UCS Lab (psi)
Mirador	15579.0	15958,5
Mirador	15580.0	14043,5
Mirador	15596.0	15711,9
Los Cuervos	15596.7	16074,61
Los Cuervos	15602.7	6209,32
Los Cuervos	15609.0	9270,46
Los Cuervos	16030.0	6383,4
Los Cuervos	16053.0	16277,7
Barco	16137.95	25649,7
Barco	16139	23647,66
Barco	16253.0	21573.05

La ecuación de Warren modificada y los coeficientes de la broca según la litología se aplicaron utilizando los parámetros operacionales del pozo Gir 1y los principales parámetros de perforación se pueden visualizar en las figuras 86, 87 y 88.

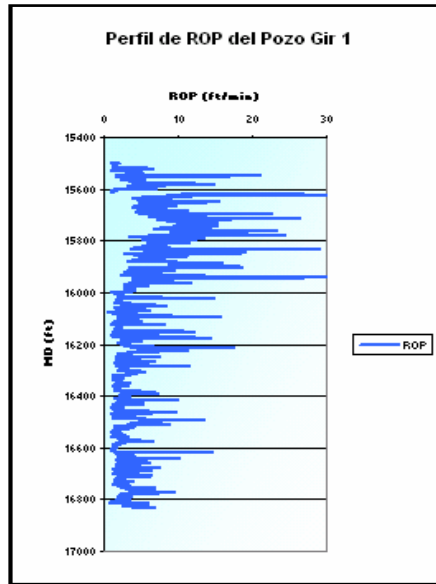


Figura 86. Perfil de ROP medido durante la perforación del pozo Gir 1.
Fuente: El autor.

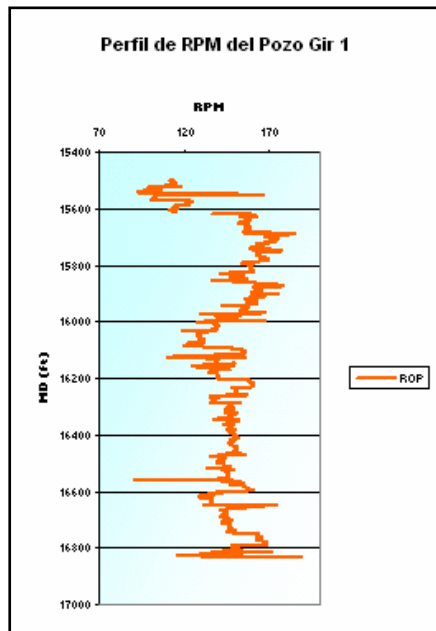


Figura 87. Perfil de RPM medido durante la perforación del pozo Gir 1.
Fuente: El autor.

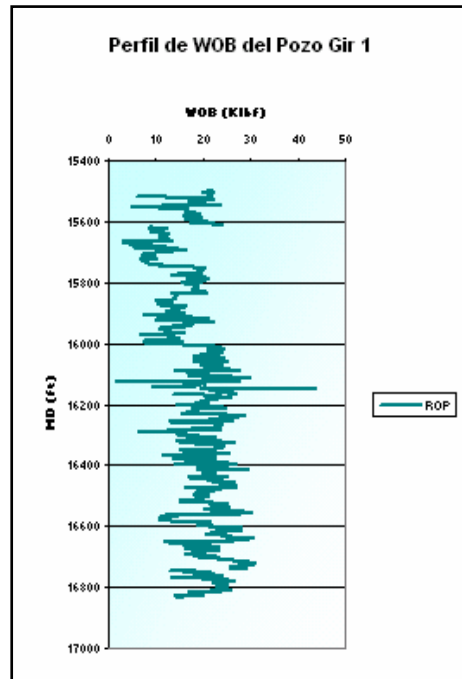


Figura 88. Perfil de WOB medido durante la perforación del pozo Gir 1. Fuente: El autor.

La formaciones estudiadas en este pozo fueron Mirador, Los Cuervos y Barco y no se consideró la formación Guadalupe debido a que no existen datos medidos de UCS para esta formación en este pozo. Los valores de ductilidad utilizados se presentan en la tabla 29.

Tabla 29. Valores de ductilidad utilizados en las formaciones analizadas del pozo Gir 1. Fuente: El autor.

Formación	Prof Prom (ft)	Ductilidad (%)
Mirador	15548	2.2
Los Cuervos	15862	6.0
Barco	16467	2.65

Los toques de las formaciones Mirador, Los Cuervos y Barco en este pozo se reportan en la tabla 30.

Tabla 30. Topes de las formaciones analizadas en el pozo Gir 1.

Fuente: Obtenido a partir del registro Gamma Ray del pozo Gir 1, (El autor).

Formación	Tope (ft)	Base (ft)
Mirador	15500	15596
Los Cuervos	15597	16100
Barco	16101	16833

Una vez todos los datos de entrada estuvieron disponibles, la ecuación de Warren modificada y los coeficientes de la broca según la litología se aplicaron en el pozo Gir 1, el resultado es el perfil de UCS de la figura 89.

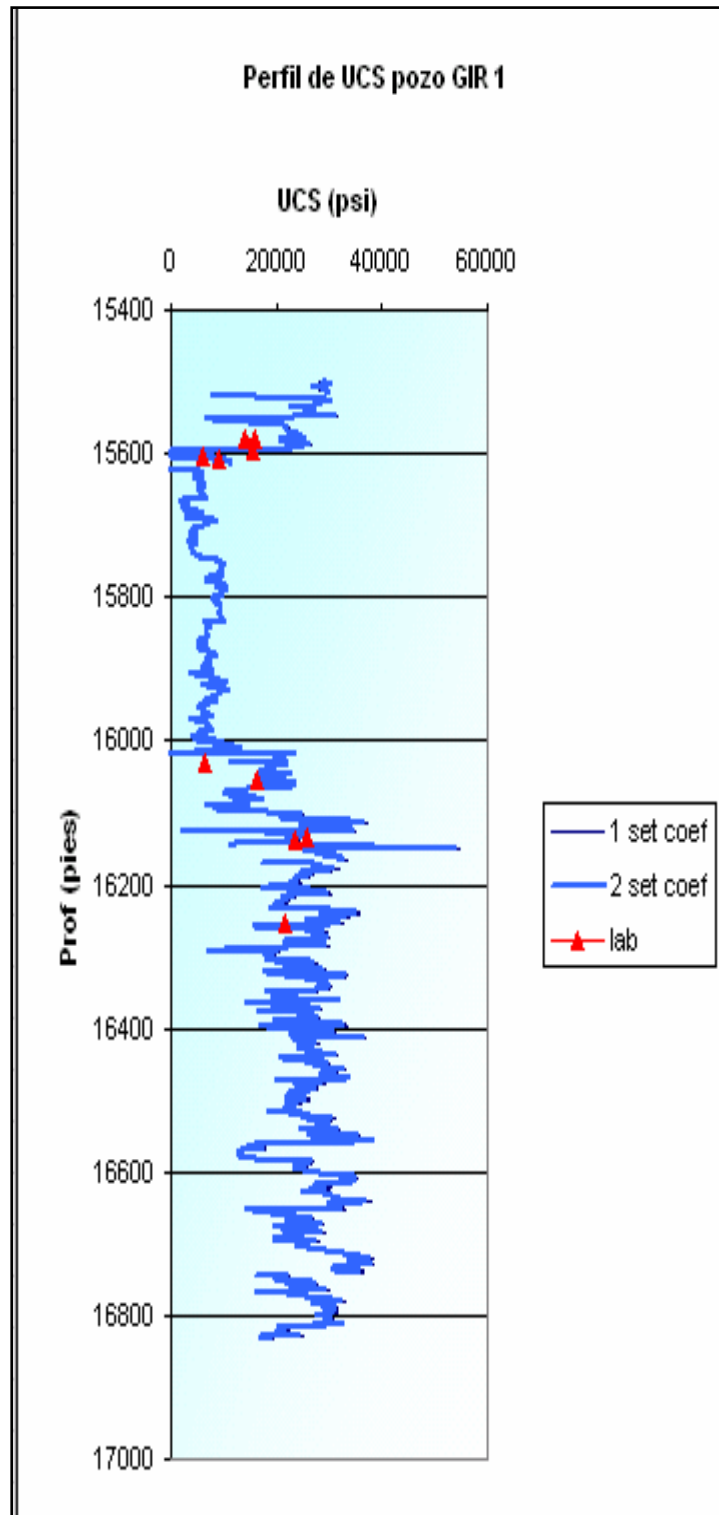


Figura 89. Perfiles de UCS calculado para el pozo Gir 1 con la ecuación de Warren modificada. Fuente: El autor.

Al igual que en los otros dos pozos analizados, los dos perfiles calculados en el pozo Gir 1 son muy semejantes, a tal punto que se sobreponen el uno al otro en la grafica, por esto mismo la comparación con el registro Gamma Ray se hizo con uno de ellos, dicha comparación se observa en la figura 90.

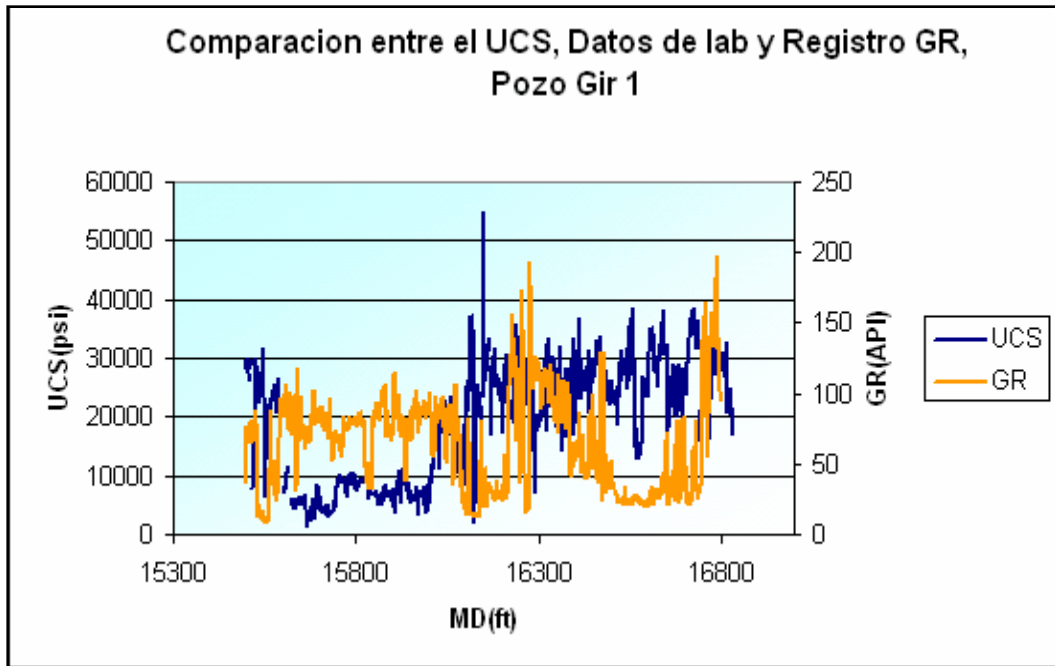


Figura 90. Comparación del perfil de UCS calculado para el pozo Gir 1 con el registro Gamma Ray del mismo pozo. Fuente: El autor.

10.2.3.1 Análisis de los resultados obtenidos en el pozo Gir 1.

Al analizar los perfiles vistos en la figura 89, se nota que el comportamiento de éstos se está ajustando bien con los que muestran los datos de laboratorio (puntos rojos en la grafica); considerando la cantidad de datos reales existentes en este pozo, el análisis cobra una importancia vital ya que los resultados obtenidos realmente confirman que la ecuación de Warren modificada refleja el comportamiento real de las rocas a profundidad.

En la tabla 30, se reportan los porcentajes de error entre los valores de UCS calculados y los datos de UCS reales y al igual que en los pozos analizados con

anterioridad los valores de UCS calculados reportados en la tabla son un promedio de un intervalo de 20 ft por encima y por debajo de la profundidad a la cual se reporta el valor del laboratorio.

Aquellos valores de UCS medidos en el laboratorio cuyas profundidades eran muy cercanas (menores a 1 ft) se promediaron buscando de esta forma hacer una comparación mas objetiva de los resultados obtenidos. Esto se observa en la tabla 31.

Tabla 31. Comparación de los resultados obtenidos con la ecuación de Warren modificada y el valor de UCS medido en laboratorio del pozo Gir 1. Fuente: El autor.

Formación	MD (ft)	UCS Calculado (psi)	UCS Lab (psi)	% Error
Mirador	15579.5	20485,99	15001,03	36,56
Mirador	15596.4	19248,18	15893,26	21,10
Los Cuervos	15602.7	6913,92	6209,32	11,34
Los Cuervos	15609.0	8921,78	9270,46	3,76
Los Cuervos	16030.0	7302,88	6383,4	14,40
Los Cuervos	16053.0	17370,67	16277,7	6,71
Barco	16137.95	26580,05	25649,7	3,62
Barco	16139	23707,15	23647,66	0,25
Barco	16253.0	23585,40	21573,05	9,32

Analizando los valores reportados en la tabla anterior, se puede ver un buen grado de ajuste entre los valores calculados y medidos en el laboratorio a excepción de aquellas correspondientes a la formación Mirador; esto puede explicarse considerando en primera instancia que la ecuación modificada de Warren se ajusto

utilizando información del campo Buca en el caso de las areniscas, también hay que resaltar que existen diferencias estructurales muy importantes entre ambos campos lo que puede afectar el comportamiento de las formaciones de un campo a otro.

Por otro lado existe un régimen de esfuerzos muy diferente entre ambos campos, en el campo Buca predomina un régimen de esfuerzos rumbo deslizante mientras que en el campo Girón el régimen es el de una falla normal, al igual que las diferencias estructurales, estas diferencias en el campo de los esfuerzos in-situ hace que el comportamiento de las formaciones varíe.

Observando la figura 90, puede verse que al igual que en el caso del pozo Buca 3, la comparación entre el perfil de UCS inferido y el comportamiento del registro Gamma Ray es coherente, ya que donde el registro indica presencia de areniscas el UCS tiende a valores altos y donde señala arcillas, el perfil tiende a valores bajos.

Con base en los resultados obtenidos en los pozos Buca 1, Buca 3 y Gir 1, puede decirse que el uso de los parámetros de perforación es una buena herramienta al momento de calcular la resistencia de la rocas, en el caso particular de este estudio el UCS.

Buscando validar de una manera mas confiable los resultados obtenidos, los perfiles de UCS calculados se compararon con aquellos obtenidos por el software AGE (Análisis Geomecánico de Estabilidad) en los pozos Buca 1 y Buca 3, Este software fue desarrollado por el grupo de Impacto Geomecánico del Instituto Colombiano de Petróleo (ICP) y es a la fecha la herramienta mas utilizada en el desarrollo de los modelos geomecánicos de los pozos prospectos en la zona de interés.

10.3 COMPARACION DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON LA ECUACION DE WARREN MODIFICADA Y EL SOFTWARE AGE EN LOS POZOS BUCA 1 Y BUCA 3.

10.3.1 Generalidades del software AGE

Este software fue creado por el grupo de impacto geomecánico del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP); esta herramienta permite estimar a partir de ecuaciones analíticas incluidas dentro de su programación todos los parámetros requeridos en el desarrollo de un modelo geomecánico y para el análisis de estabilidad de pozos, como lo son:

- Esfuerzos principales (σ_v , σ_H y σ_h)
- Presión de Poro.
- Propiedades mecánicas de las rocas (UCS, Cohesión, Resistencia tensil, Módulos elásticos, etc.).
- Trayectoria del pozo.

Los datos de entrada del software se basan en la información obtenida de los registros eléctricos del pozo que se está analizando.

10.3.2 Cálculo del UCS en el software AGE

Esta herramienta al igual que las demás propiedades mecánicas de la roca estima el UCS de las rocas con base en ecuaciones que involucran el uso de los registros eléctricos; en la figura 91 puede observarse un pantallazo del modulo del software donde se cargan los datos de entrada para el cálculo del UCS.

UCS (Unconfined Compressive Strength)

Compressional Wave Velocity [Km/s]

Poisson [dimentionless]

RHDB [gr/cc]

VShale [fraction]

Friction Angle [Deg]

Figura 91. Imagen de la ventana que la herramienta AGE genera al momento de calcular el UCS de las rocas. Fuente: Software AGE.

A nivel general, esta herramienta se usa principalmente para calcular el UCS de las formaciones compuestas por arenas limpias, medianamente limpias, limolitas y arcillas.

En la práctica, los perfiles de UCS generados con la información obtenida a partir de registros eléctricos se conocen como perfiles dinámicos y los valores obtenidos con mediciones hechas en el laboratorio se les conoce generalmente como datos estáticos. Dadas las diferencias existentes entre los datos medidos en el laboratorio y aquellos calculados con los registros eléctricos, usualmente es necesario llevar a cabo una calibración de los perfiles de UCS calculados mediante esta metodología (calculado de UCS a partir de registros electricos), esto puede entenderse de una mejor manera observando las figuras 92 y 93.

En las gráficas, el perfil ubicado a la izquierda corresponde al pozo Buca 1 y a la derecha el correspondiente al pozo Buca 3

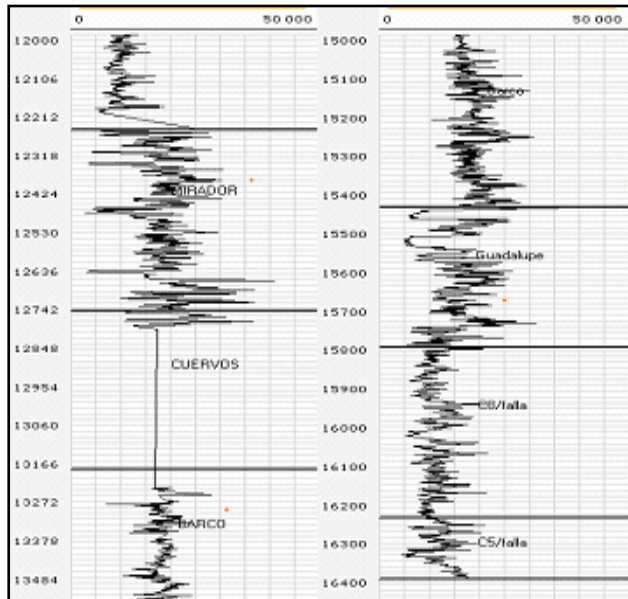


Figura 92. Perfiles de UCS dinámico generados a partir de registros eléctricos en los pozos Buca 1 y 3 comparado con los valores de UCS medidos en laboratorio (puntos naranja). Fuente: Software AGE.

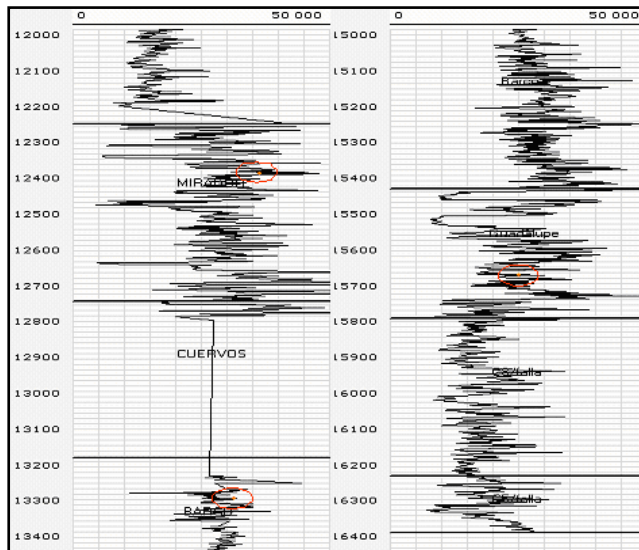


Figura 93. Perfiles de UCS dinámico calibrados en los pozos Buca 1 y 3 comparado con los valores de UCS medidos en laboratorio (puntos naranja). Fuente: Software AGE.

10.3.3 Comparación de los resultados obtenidos con la ecuación de warren modificada y el software AGE

Los perfiles de UCS calculados con la ecuación de Warren modificada y los coeficientes de la broca según la litología (tabla 20) en los pozos Buca 1 y Buca 3 se compararon con los perfiles de UCS dinámicos calibrados y reportados en la figura 93. Los resultados de dicha comparación se observan en la figuras 94 y 95

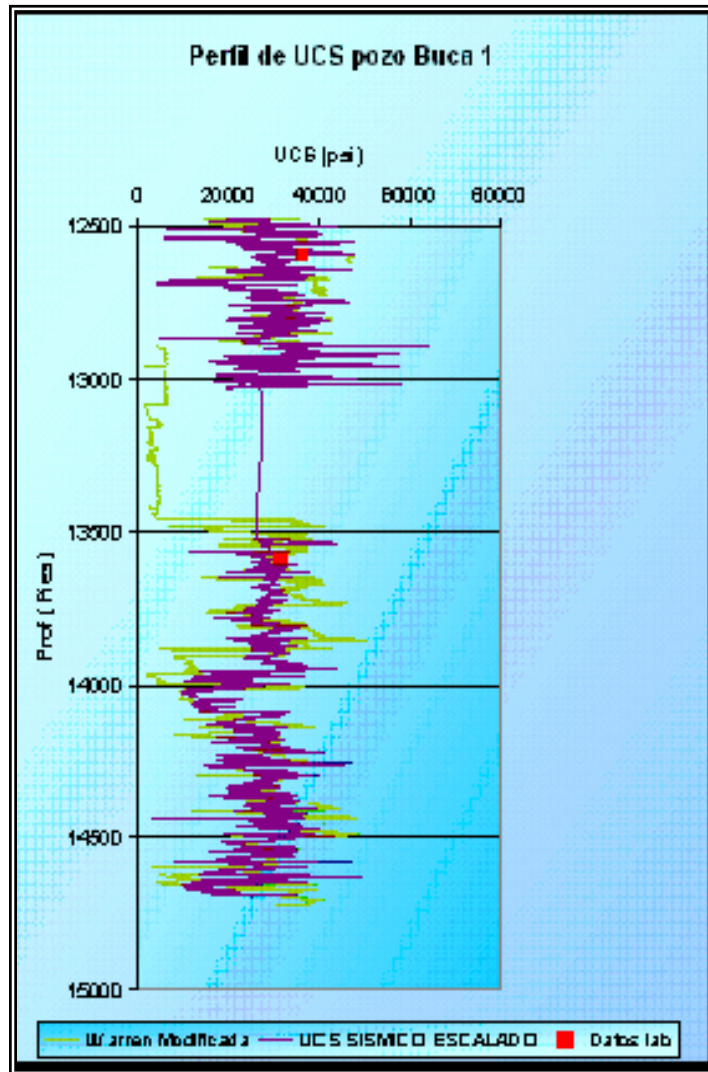


Figura 94. Comparación de los perfiles de UCS obtenidos con la ecuación de Warren modificada, el Software AGE y datos de laboratorio del pozo Buca 1. Fuente: El autor.

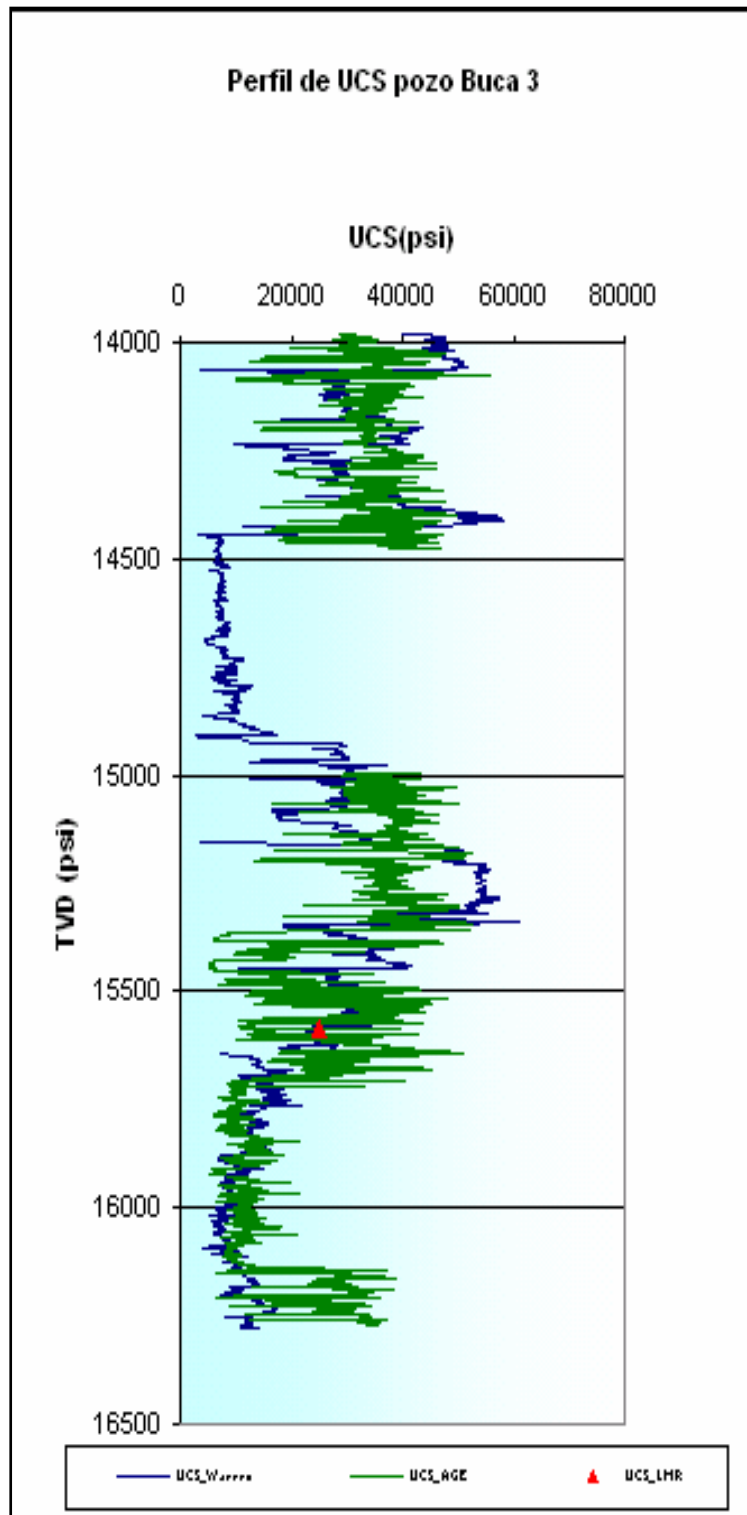


Figura 95. Comparación de los perfiles de UCS obtenidos con la ecuación de Warren modificada, el Software AGE y dato de laboratorio del pozo Buca 3.

Fuente: El autor.

10.3.3.1 Análisis de los resultados

Se debe aclarar que los perfiles obtenidos con el software AGE no incluyen la formación Los Cuervos, debido a que en el caso del pozo Buca 1 no se tenían registros eléctricos de este sector y en el caso del pozo Buca 3 por que ante la falta de datos de laboratorio para esta formación hay mucha incertidumbre en la calibración de los resultados arrojados por la herramienta, y por lo tanto no se pueden utilizar para hacer una comparación objetiva.

Observando detalladamente los perfiles vistos en las figuras 93 y 94, inicialmente se puede apreciar que el comportamiento de ambos perfiles es muy semejante notando que en ciertos intervalos prácticamente los perfiles de UCS se sobrepone el uno al otro; este ajuste entre los perfiles se puede ver en los dos pozos pero es mas notorio en el caso del pozo Buca 1 donde ambos se asemejan casi en su totalidad; también sobresale el hecho que el intervalo de valores de UCS en que ambos perfiles se encuentran en cada pozo es muy estrecho, es decir que cuantitativamente los valores inferidos con ambas metodologías son muy cercanos.

Teniendo en cuenta que hasta el momento, el software AGE es la herramienta mas usada por el Grupo de Impacto Geomecánico del ICP, que dicha herramienta se aplica constantemente en la zona del Piedemonte Colombiano, que los modelos geomecánicos obtenidos a partir de ésta han sido muy exitosos, que los resultados generados con la ecuación de Warren modificada han presentado un ajuste muy bueno con los datos de laboratorio existentes de la zona, con el comportamiento de los registros eléctricos y lo obtenido con la herramienta AGE; se puede decir que el uso de los parámetros de perforación en la caracterización las formaciones Mirador, Los Cuervos, Barco y Guadalupe; es una herramienta confiable al momento de calcular el UCS de estas.

11. CONCLUSIONES

1. El uso de la ecuación de Warren modificada dada su simplicidad tiene un gran valor en cuanto a la caracterización de la resistencia de las rocas; su uso puede resumirse de la siguiente manera:

- Búsqueda de la información requerida (ROP, WOB, RPM, etc); una vez se tengan estos parámetros a profundidad (preferiblemente registros pie a pie), se pueden organizar en columnas para tener una mejor visualización de la misma.
- Identificar los topes y bases de las formaciones a caracterizar (en el caso de este estudio Mirador, Los Cuervos, Barco y Guadalupe), estimar una profundidad promedio y a partir de la figura 62 obtener un rango de ductilidad; de dicho rango se toma un valor intermedio el cual será usado para cada formación en los cálculos a desarrollar.
- De acuerdo a la litología predominante de las formaciones a caracterizar, usar durante el cálculo los respectivos valores de las constantes de la broca reportados en la tabla 20.
- Una vez estimados los valores de UCS, comparar de ser posible con valores medidos en laboratorio para confirmar la exactitud de los resultados, si la ecuación esta siendo aplicada en un campo en particular, se debe adelantar una calibración como la realizada en este estudio usando la información existente del campo con el fin de obtener mejores resultados para la zona que se está analizando.

2. Con base en los buenos resultados obtenidos en los pozos Buca 1, Buca 3 y Gir 1 (es de resaltar los bajos porcentajes de error estimados al comparar los valores de UCS calculados con aquellos medidos en el laboratorio), la aplicación de la ecuación de Warren modificada ha sido validada de una manera confiable en la zona estudiada, esto implica que el UCS de las rocas de las formaciones Mirador, Los Cuervos, Barco y Guadalupe, podrá ser estimado en adelante con la ayuda de este modelo en futuros pozos prospectos de la zona analizada y en otros pozos que

hayan sido perforados con anterioridad. También se debe hacer énfasis en la simplicidad de su uso como se ha explicado en el párrafo anterior.

3. De acuerdo con análisis de sensibilidad adelantado, la ductilidad de la roca es una de las variables que mas influye en el resultado de la ecuación de Warren, en este estudio se utilizarón valores promedio por formación, no obstante seguramente los resultados serian todavía mas exactos si dicho parámetro (ductilidad) se estima de una manera mas detallada.

4. Al igual que en el caso de los registros eléctricos, la ecuación de Warren modificada puede ser incorporada dentro de un programa o software que lea los parámetros de operacionales durante la perforación de un pozo y calcule el UCS de las rocas en tiempo real, esto facilitaría el análisis de estabilidad en tiempo real permitiendo tomar decisiones mas acertadas durante la operación.

5. Debido a que no hay disponibles datos de UCS reales de las formaciones geológicas que conforman las formaciones superadyacentes en este sector, este estudio no se extendió a la caracterización de las mismas ya que no existen datos de laboratorio con los cuales corroborar los cálculos.

12. RECOMENDACIONES

1. Se recomienda adelantar pruebas de laboratorio en muestras de roca de las formaciones suprayacentes a la zona de interés, ya que estos datos permitirían calibrar y ajustar la ecuación de Warren modificada para su posterior uso en este sector.
2. Se recomienda realizar esfuerzos para investigar respecto a métodos para estimar detalladamente la ductilidad de la roca a profundidad para cada una de las formaciones estudiadas, y/o en diseñar pruebas de laboratorio que permitan medir directamente este parámetro (ductilidad) en muestras de las formaciones geológicas de los campos Buca y Girón.
3. El uso de los parámetros de perforación en el cálculo de la resistencia de las rocas facilitará el análisis de estabilidad durante la perforación y sería una herramienta muy útil para tomar decisiones en campo, razón por la cual se recomienda programar la ecuación de Warren modificada en un software que lea en tiempo real los parámetros operacionales y genere al instante los valores de UCS correspondientes a las formaciones que se están perforando en la zona analizada en este estudio (piedemonte colombiano) .
4. Se sugiere que como en el caso del campo Buca, la ecuación de Warren modificada pueda calibrarse y ajustarse al escenario geológico y las condiciones operacionales de otros campos; ya que teniendo presente las complejas características geológicas y geomecánicas de la zona analizada, es de esperarse que este modelo matemático arroje resultados igualmente confiables y representativos en otras zonas del país donde dichas condiciones no son tan críticas.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. OJEDA Y. Proyecto de Grado “Optimización de Parámetros de Perforación de Pozos Petroleros” UIS 1981.
2. www.bakeshughes.com
3. www.smithbits.com
4. www.hugheschristen.com
5. Catálogos de la compañía Hughes, tool división.
6. OSORIO J. G. Curso de Geomecánica de Yacimientos. Capítulo. 1-12. 2003
7. Presidente de “Halliburton Energy Services”. 2000
8. FJAER E., and RASMUS R. Petroleum Related Rock Mechanics, 1996.
9. GEOTECHNICAL Testing in Engineering Geology. ETH Zurich.
10. CABRERA J. R., and DE GENNARO S. Aplicaciones Prácticas de la Geomecánica en la Industria Petrolera y Gasífera, ICP, Diciembre 2003.
11. JAEGER J.C., and COOK N. G. W. Fundamentals of Rock Mechanics, 1969.
12. ELLIOTT W. BP Exploration Cupiagua XC – 19Z rum 2A, UBI Processing, Image Interpretation and Hosana Analysis, Schlugmberger Reference Number 1100, 1997.
13. KOWALSKI, J.: “ Formation Strength Parameters From Wireline Logs” SPWLA Sixteenth Annual Logging Symposium, Juen 4-7, 1975.
14. SMORODINOV, M.I., MOTOVILOV, E.A. AND VOLKOV, V.A.: “Determination of Correlation Relationships Between Strength and Some Physical Characteristics of Rocks.” Proceeding of the Second Congress of the Int. Soc. For Rock Mech., Beogrd, Sptember 21-26, 1970.
15. D`ANDREA, D.V., FISCHER, R.L. AND FOGELSON, D.E.: “Prediction of Compressive Strength From Other Rock Properties,” Quaterly of the Colorado School of Mines. (October 1964), Vol. 59, No 4, pp 623-640.

16. KAZI, A. ZEKAI, S., AND BAHHA-ELDIN, H.S. : "Relationship Between Sonic Pulse Velocity and Uniaxial Compressive Strengths of Rocks," Proc. Of the 24th U.S. Symposium on Rock Mechanics held at Texas A&M University, June 20-23, 1983, pp. 409-419.
17. OSORIO J. G. Seminario en Estabilidad de Pozos, ICP, 2004.
18. LINARES R., and SOTO C. Modelamiento estructural en zonas complejas. Escala de laboratorio. ECOPETROL- ICP. 2002.
19. MARTINEZ J. A. Modelamiento Estructural 3D y Aplicaciones en la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Cinturón de Cabalgamiento del Piedemonte Llanero, Cordillera Oriental, Ecopetrol. Roberto Linares. Colombia.
20. SOTO C. P., SANDOVAL J. E., GOMEZ J. A., POSADA C. R., and LINARES R. Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo Cupiagua, Modelo Integrado Campo Cupiagua, ECOPETROL, Julio de 2001.
21. PETROLEUM consultants, Cuenca de los Llanos Orientales. Estudio Geológico regional, Julio 1995.
22. FAJARDO A., ROJAS L. E., and CRISTANCHO J. Modelo Estratigráfico Llanos y Piedemonte, Definición del Modelo Estratigráfico en el Intervalo Cretáceo Tardío a Mioceno Medio en la Cuenca Llanos Orientales y Piedemonte Llanero, ICP, Abril 2000.
23. OKABE T., and HAYASHI K. Estimation of Stress Field by Using Drilling Induced Tensile Fractures Observed at Well TG-2 and Study of Critically Stressed Shear Fractures Based on the Stress Field. Proceedings World Geothermal Congress. May 28 – June 10, 2000.
24. VIRGILIO A., and NARANJO J. "Compilación y Síntesis Estratigráfica de los Llanos Orientales", GEOCONSULT LTDA, 2004

25. HAN G. Rock Stability Under Different Fluid Flow Condition, Thesis University of Waterloo Ontario, Canadá, 2003.
26. COOPER M. A., ADDISON F.T., ALVAREZ R., CORAL M., GRAHAM R. H., HAYWARD A. B., and TABORDA. Basin Development and Tectonic History of the Eastern Cordillera and Llanos Basin, Colombia, 1994.
27. T.M. WARREN. "Drilling Model for Soft- Formation Bits". JPT (december 1981) 963-970.
28. R.A. CUNNINGHAM. "An Empirical Approach For Relating Drilling Parameters". SPE 6715.
29. Gel. HARELAND. "Use of Drilling Parameters to Predict In-Situ Stress Bounds". Paper SPE 25727.
30. W.C. MAURER. "The Perfect Cleaning, Theory of Rotary Drilling" . paper SPE 408.
31. WINTERS, W.J., WARREN, T.M. AND ONYIA, E.C.: " Roller Bit Model With Rock Ductility and Cone Offset," paper SPE 16696.
32. ONYA. E.C. "Relationships Between Formation Strength, Drilling Strenght and Electrical Log Properties," paper SPE 18166.
33. MASON, K. L.: "Tricone Bit Selection Using Sonic Logs," paper SPE 13256.
34. WALKER, B.H., BLACK, A.D., KLANDER, T.L. AND KHODAVIERDIAN, M,: "Roller Bit Penetrating Rate Response as a Function of Rock Properties and Well Depth," paper SPE 15620.
35. ZOELLER, W.A.: "Instantaneous Log Is Based on Surface Drilling Data," World Oil (Jan. 1987).
36. ZOELLER, W.A., "Rock Properties Determined From Drilling Response," Petroleum Engineer.

37. MURRAY, A. S. AND CUNNINGHAM, R. A., "Effect of Mud Column Pressure on Drilling Rates", AIME Trans. (1959), V. 216; 61-69.
38. EDWARDS, J. H., "Engineering Design of Drilling Operations," Drilling and Production Practices, API (1966) 39-55.
39. BINGHAM, I. C., "Rock Drillability: How Rock Properties are Related to Drilling," NJ (December 14, 1964) 94-101.
40. JORDENT J. R. AND SHIRLEY, O. J., "Application of Drilling Performance Data to Overpressure Detection," JPT (November 1966) 1387-1394. —
41. YOUNG, F. S., "Computerized Drilling Control," JPT (April 1969) 483-496.
42. GNIRK, P. F. AND CHEATHAM, J. B., "A Theoretical Description of Rotary Drilling for Idealized Down-Hole Bit/Rock Conditions," SPE (December 1969) 443-450.
43. ERONINI, E. I., "Rotary Drill Bit/Rock Model with Cutter Offset .," Journal of Energy Resources Technology (September 1983) 356-361.
44. MA, D. AND AZAR, J. J., "Dynamics of RollerCone Bits," Journal of Energy Resources Technology (December 1985) 543-548.
45. WARREN, T. M., "Penetration Rate Performance of Rollercone Bits", paper SPE 13259-9-18.
46. T.M. WARREN AND M.B. SMITH., "Bottomhole Stress Factors Affecting Drilling Rate at Depth" paper SPE 13381.
47. GARNIER, A.J, AND VAN LIWN, N. H.: "Phenomena Affecting Drilling Rate at Depth," *J. Per. Tech.* (Sept. 1959) 232-39; *Trans., AJME*, 217.
48. VAN LINGEN, N. H.: "Bottom Scavenging—A Major Factor Governing Penetration Rates at Depth, 3" *J. Pet. Tech.* (Feb. 1962) 187-96 *Trans.*, AIME, 225.
49. FEENSTRA, R. AND VAN LEEUWEN, J.J.M.,: " Full Scale Experiments

on Jets in Impermeable Rock Drilling” *Drilling*, Reprint Series, SPE, Richardson, TX (1973) 6a, 119-26; *J. Pet. Tech (March 1964)* 329-36 Trans. , AIME, 231.

50. GRIGGS, D. AND HANDIN, J*: “Rock Deformation A Symposium”, Geol. Soc. Amer. Memor, 79, 1960.

51. MORA L. A., VILLADIEGO D. O. Proyecto de Grado “Desarrollo de una Herramienta para Analizar la Inestabilidad de Pozo, Mediante el Uso de las Teorías Elástica y Poroelástica: Aplicación al Piedemonte Colombiano” UIS-ICP 2005.

52. GALLE, E.M. AND WOODS, H.B.: “Variable Weight and Rotary Speed for Lowest Drilling Cost,” paper presented at the AAODC Annual Meeting, New Orleans, Sept. 27, 1960.

53. ESTES, J.C. AND RANDALL, B.V. .: “Practical Application of Optimized Drilling Operations” paper presented at the IADC Drilling Technology Conf. New Orleans, March 16-18, 1977.

54. ECKEL, J. R.: “Effect of Pressure on Rock Drillability,” Trans., AIME(1958)213, 1-6.

55. CUNNINGHAM, R. A. AND EENICK, J.G.: “Laboratory Study of Effect of Overburden, Formation, and MudColumn Pressures on Drilling Rate of Permeable Formations,” Trans., AIME (1959) 216, 9-17.

56. WARDLAW, H.W.R. : “ Optimization of Rotary Drilling Parameters,” PhD disertation, U. Of Texas, Austin (Aug. 1971).

57. BLACK, A.D.: “Laboratory Testing Downhole Tools”, *Pet. Eng.*, July 1977, pp 68-78.

58. BLACK, A.D., et al: “Effects of Size on Three-Cone Bit Performance in Laboratory Drilled Shale”, *Sot. Pet. Eng. Journal*, August, 1985.

59. FARQUHAR, R.A AND SOMERVILLE, J.M.: "Porosity as a Geomechanical Indicator: An Application of Core and Log Data and Rock Mechanics" paper SPE 28853.