

**DESARROLLO DE CORRELACIONES EXPERIMENTALES A PARTIR DE
PARAMETROS DE INDENTACIÓN PARA LA OBTENCIÓN DE LA
RESISTENCIA COMPRESIVA UNIAXIAL (UCS) EN MUESTRAS DE SHALE.**

RICARDO ANDRÉS GARCÍA PARRA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2008

**DESARROLLO DE CORRELACIONES EXPERIMENTALES A PARTIR DE
PARAMETROS DE INDENTACIÓN PARA LA OBTENCIÓN DE LA
RESISTENCIA COMPRESIVA UNIAXIAL (UCS) EN MUESTRAS DE SHALE.**

RICARDO ANDRÉS GARCIA PARRA

Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos.

Directores:

Ph.D Zuly Himelda Calderón C.

Decana Facultad Ingenierías Físico–Químicas

Darwin Mateus Tarazona.

Geólogo ICP

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2008

AGRADECIMIENTOS

El autor extiende sus agradecimientos a:

El grupo de investigación “Estabilidad de pozos” por la oportunidad de realizar este trabajo.

Al Ing. Néstor Fernando Saavedra por su colaboración.

A la Dra. Zuly Himelda Calderón Carrillo, Geólogo. Darwin Mateus Tarazona, Ing. Mayda Liz Torres Higuera, Ing. Reinel Corzo, Ing. Jenny Mabel Carvajal. Por su gran colaboración.

Al Ing. Jefferson Mateus Tarazona por su gran colaboración y oportunos consejos que permitieron desarrollar esta investigación.

Al equipo de trabajo del Laboratorio de Mecánica de rocas: Luz Carime y Erick por su colaboración en el desarrollo de las pruebas.

Al Instituto Colombiano del Petróleo ICP, por facilitar los recursos e instalaciones para el desarrollo de esta Investigación.

DEDICATORIA.

A Dios y a la Virgen María por brindarme la oportunidad de culminar mis estudios universitarios.

A mi Madre por vivir conmigo cada momento de alegría y sufrimiento durante esta etapa de mi vida.

A mi Padre por acompañarme y guiar mis pasos desde el cielo.

A mi familia por acompañarme y brindarme su apoyo en todo momento especialmente a mi Tío Nano, Tío Toto, Tía Omaira y muy especialmente a mi abuelita Uva y a mi Tía Lila por todo su cariño.

A mis hermanos: Manuel Enrique y Mario Alonso por su apoyo y ánimo para salir adelante y culminar mis estudios universitarios.

A mis amigos de la universidad por brindarme su amistad durante todos estos años y vivir conmigo los momentos difíciles y de logros que los estudios universitarios nos pusieron en el camino.

RICARDO ANDRÉS GARCÍA PARRA.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. ASPECTOS GENERALES DE LA GEOMECANICA APLICADA A LA ESTABILIDAD DE POZOS	24
1.1 GEOMECANICA	24
1.2 ESTABILIDAD DE POZOS	25
2 PROPIEDADES MECANICAS DE LAS ROCAS	28
2.1 PARAMETROS ELASTICOS	29
2.1.1 Elasticidad lineal y elasticidad no lineal	29
2.1.2 Definición de esfuerzo	32
2.1.3 Definición de deformación	34
2.1.4 Módulos elásticos	36
2.2 MEDICIÓN DE LAS PROPIEDADES MECANICAS DE LAS ROCAS A PARTIR DE PRUEBAS DE LABORATORIO	39
2.2.1 Pruebas de resistencia a la compresión	41
2.2.1.1 Prueba de compresión uniáxial (no confinada)	41
2.2.1.2 Prueba de falla triáxial	43
2.2.2 Pruebas de resistencia a la tensión	47
2.2.2.1 Prueba estándar de resistencia tensil al rajado sobre especímenes intactos de roca	48
2.2.2.2 Prueba de punto índice de carga	50
2.2.2.3 Prueba brasilera	51
3. PROPIEDADES FISICAS, QUIMICAS Y ESTRUCTURALES DE LAS ROCAS ARCILLOSAS	53

3.1 ARCILLAS	53
3.1.1 Estructura fundamental de las arcillas	53
3.1.2 Grupo de minerales arcillosos	54
3.1.3 Propiedades fisicoquímicas de los minerales arcillosos	59
4 LOS SHALES, PROBLEMAS QUE PRESENTAS Y FACTORES QUE AFECTAN SUS PROPIEDADES MECANICAS	65
4.1 SHALES	65
4.1.1 Características fundamentales de los Shales	66
4.1.2 Estructura de los Shales	68
4.2 PROBLEMAS QUE PRESENTAN LOS SHALES DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS	70
4.3 FACTORES QUE AFECTAN LA RESISTENCIA DE LOS SHALES	73
4.3.1 Efectos de factores ambientales sobre los Shales expuestos en afloramientos	74
4.3.2 Factores que afectan los Shales presentes en el subsuelo	78
4.3.2.1 Efectos de la interacción fluido-Shale	79
4.3.2.2 Efecto de Osmosis y actividad del agua	83
5 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y DESCRIPCIÓN DE LA PRUEBA DE INDENTACIÓN	87
5.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	87
5.2 PRUEBA DE INDENTACIÓN	91
5.2.1 Descripción de la prueba	92
5.2.2 Equipo para la realización de la prueba de Indentación	93
5.2.3 Probetas para la prueba de Indentación	93
5.2.4 Resultados de la prueba de Indentación (la curva de Indentación)	95
6 DISEÑO EXPERIMENTAL.	98
6.1 DEFINICIÓN DE DISEÑO EXPERIMENTAL	98
6.1.1 Ventajas del diseño experimental	99
6.2 FACTORES QUE CONFORMAN EL DISEÑO EXPERIMENTAL	99

6.3 DETECCIÓN DE LAS VARIABLES	100
6.4 DEFINICIÓN DE LAS VARIABLES	101
6.5 CLASIFICACIÓN DE LAS VARIABLES	102
6.6 CLASIFICACIÓN DE DISEÑOS EXPERIMENTALES	105
6.6.1 Experimento puro	105
6.6.2 Pre experimento	106
6.6.3 Cuasi experimento	106
6.7 TIPO DE DISEÑO PARA EL PROYECTO	107
6.8 SELECCIÓN DE LAS MUESTRAS	108
6.9 TAMAÑO DE LAS MUESTRAS	109
6.9.1 Tamaño de los plugs	109
6.9.2 Tamaño de los fragmentos de Shale y probetas	111
6.10 ESTIMACIÓN DE PARAMETROS	114
6.10.1 Intervalos de confianza	116
6.10.1.1 Intervalo de confianza para un promedio	116
6.10.2 Tamaño de las muestras (número de repeticiones)	117
7 PRUEBAS DE INDENTACIÓN PRELIMINARES	118
7.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO PARA LA REALIZACIÓN DE LAS PRUEBAS DE INDENTACIÓN DEL PROYECTO	118
7.2 PROCEDIMIENTO TECNICO DE OPERACIÓN DEL ANALIZADOR DE TEXTURAS PARA ENSAYOS DE INDENTACIÓN	120
7.3 METODOLOGIA PARA EL CALCULO DE LOS PARAMETROS DE INDENTACIÓN DEL PROYECTO	121
7.4 DESCRIPCIÓN DE LAS MUESTRAS UTILIZADAS EN LAS PRUEBAS PRELIMINARES	125
7.5 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PRELIMINARES	127
7.6 DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE REPETICIONES Y LOS INTERVALOS DE CONFIANZA PARA LAS PRUEBAS DE INDENTACIÓN FINALES DEL PROYECTO	135

8 DESCRIPCIÓN DE LA FORMACIÓN PAJA Y SALIDA DE CAMPO	138
8.1 FORMACIÓN PAJA	138
8.1.1 Descripción general de la Formación Paja	141
8.2 DESCRIPCIÓN DE LA SALIDA DE CAMPO REALIZADA PARA RECOLECTAR MUESTRAS DE SHALE DE LA FORMACIÓN PAJA	141
8.2.1 Salida de campo al afloramiento de la formación Paja ubicado entre los municipios de Cabrera y Barichara (Santander).	143
9. PRUEBAS DE COMPRESIÓN UNIAXIAL INCONFINADA Y DE INDENTACIÓN SOBRE MUESTRAS DE LA FORMACIÓN PAJA.	151
9.1 ENSAYO DE COMPRESIÓN UNIAXIAL (SIN CONFINAMIENTO).	151
9.1.1 Preparación de las muestras.	152
9.1.2 Descripción del equipo utilizado para realizar la prueba.	156
9.1.3 Procedimiento de la prueba de Compresión Uniáxial (No confinada) utilizado sobre los plugs de la Formación Paja.	157
9.1.4 Resultados de la prueba de Compresión Uniáxial (No confinada) sobre los plug de la Formación Paja.	160
9.2 CARACTERIZACIÓN MINERALOGICA DE LAS MUESTRAS DE LA FORMACIÓN PAJA MEDIANTE EL ANALISIS POR DIFRACCIÓN DE RAYOS X (DRX).	163
9.2.1 Resultados de las pruebas	164
9.3 ENSAYOS DE INDENTACIÓN.	168
9.3.1 Preparación de las muestras y las probetas.	168
9.3.2 Resultados de las pruebas de Indentación sobre las muestras de la Formación Paja.	171
10. CORRELACIONES EXPERIMENTALES ENTRE EL UCS Y LOS PARAMETROS DE INDENTACIÓN PARA LAS MUESTRAS DE SHALES EXTRAIDAS DE LA FORMACIÓN PAJA.	184
10.1 Construcción de correlaciones experimentales.	185
10.2 Evaluación de la aplicabilidad de las correlaciones experimentales	190

sobre muestras de shale, extraídas de pozo.	
10.2.1 Aplicación de correlaciones sobre muestras del pozo UIS1.	191
10.3 Metodología recomendada para la aplicación de las correlaciones experimentales entre parámetros de Indentación y la Resistencia Compresiva Uniáxial (UCS) sobre muestras de shale obtenidas de la perforación de pozos y de afloramientos.	201
CONCLUSIONES	204
RECOMENDACIONES	208
REFERENCIAS	210
ANEXOS	214

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Relaciones entre los módulos elásticos de un sólido isotrópico.	39
Tabla 2. Superficie Específica de algunas sustancias minerales.	60
Tabla 3. Capacidad de Intercambio Catiónico de algunos minerales arcillosos.	62
Tabla 4. Tamaño de grano de las partículas sedimentarias.	69
Tabla 5. Clasificación de las variables de las pruebas utilizadas en el proyecto.	103
Tabla 6. Grupos de muestras seleccionadas para las pruebas de Indentación preliminares, obtenidas del pozo UIS1	126
Tabla 7. Resultados Promedios de Modulo de Indentación (IM) y Fuerza Critica de Transición (CTF), obtenidos en las Pruebas preliminares de Indentación	133
Tabla 8. Número de ensayos a realizar en las pruebas finales	136
Tabla 9. Intervalos de confianza en función de los errores máximos esperados para los parámetros de Indentación.	137
Tabla 10. Resultados de las pruebas de Compresión Uniáxial.	161
Tabla 11. Muestras seleccionadas para las pruebas (DRX)	164
Tabla 12. Concentración relativa (%) Roca Total.	166
Tabla 13. Concentración relativa (%) Fracción menor de 2 μm	166
Tabla 14. Resultados pruebas de Indentación. Muestra Paja 11 (1)	172
Tabla 15. Resultados pruebas de Indentación. Muestra Paja 12 (2)	173
Tabla 16. Resultados pruebas de Indentación. Muestra Paja 13 (3)	174
Tabla 17. Resultados pruebas de Indentación. Muestra Paja 14 (4)	175
Tabla 18. Resultados pruebas de Indentación. Muestra Paja 15 (5)	176
Tabla 19. Resultados pruebas de Indentación. Muestra Paja 16 (6)	177

Tabla 20. Resultados pruebas de Indentación. Muestra Paja 17 (7)	178
Tabla 21. Resultados pruebas de Indentación. Muestra Paja 18 (8)	179
Tabla 22. Resumen de los resultados promedios de los parámetros de Indentación para las muestras de la formación Paja.	181
Tabla 23. Valores de UCS y parámetros de Indentación para las muestras de la formación Paja.	184
Tabla 24. Resultados de las pruebas de Indentación realizadas sobre Cavings de shale obtenidos del pozo UIS1.	193
Tabla 25. UCS obtenido por profundidad para las muestras de shale del pozo UIS1 a partir de parámetros de Indentación.	195

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. a) Comportamiento de un material elástico lineal, b) Comportamiento de un material completamente elástico.	31
Figura 2. a) Comportamiento elástico para una roca con trayectoria de carga y descarga diferente, b) Comportamiento de un material con deformación permanente.	32
Figura 3. Definición de esfuerzo.	33
Figura 4. Deformación longitudinal.	35
Figura 5. Deformación de cizalladura.	35
Figura 6. Material sometido a carga uniáxial (Aplicación para el modulo de Young y la relación de Poisson).	37
Figura 7. Tipos de pruebas de compresión sobre muestras de roca.	40
Figura 8. Curva esfuerzo -vs- deformación en una prueba de compresión uniáxial.	41
Figura 9. a) efecto de la prueba triáxial sobre un espécimen de roca b) Ejemplo de resultados típicos de una prueba triáxial.	44
Figura 10. a) Comportamiento frágil manteniendo la presión de confinamiento constante, b) Comportamiento típico cuando la presión de confinamiento esta dentro del rango que caracteriza la transición entre el comportamiento frágil y dúctil, c) Comportamiento dúctil típico de una roca a cierto nivel de presión de confinamiento.	46
Figura 11. Circulo de Mohr para una prueba de compresión triáxial.	47
Figura 12. Equipo de prueba propuesto para la resistencia tensil de rajado	49
Figura 13. Prueba de punto índice de carga.	50
Figura 14. Prueba Brasilera.	52

Figura 15. Microfotografía del mineral Caolinita.	55
Figura 16. Microfotografía del mineral Illita.	57
Figura 17. a) Microfotografía del mineral Clorita rico en Mg, b) Microfotografía del mineral Clorita rico en Fe.	58
Figura 18. Proceso de separación de las láminas de arcilla debido al hinchamiento.	63
Figura 19. Afloramiento de la Formación Umir, ubicado sobre la quebrada mata de cacao en la vía Bucaramanga – Barranca bermeja (muestras de Shale totalmente hidratadas e hinchadas).	75
Figura 20. Muestra extraída de la Formación Umir, dejada en un medio ambiente seco que permitió lograr la deshidratación de la muestra y posterior fractura.	76
Figura 21. Afloramiento de la formación Paja sobre la vía Bucaramanga-Barrancabermeja.	77
Figura 22. Muestra extraída de la Formación Paja sobre la vía Bucaramanga-Barranca bermeja, la muestra no es apta para la extracción de plugs debido a la debilidad que presenta por los efectos causados por los agentes biológicos presentes en el medio.	78
Figura 23. Representación del flujo de agua debido al fenómeno de ósmosis.	86
Figura 24. Esquema del Equipo de Indentación.	92
Figura 25. Procedimiento para la elaboración de las probetas en la prueba de Indentación.	95
Figura 26. Grafica carga -vs- Penetración obtenida en una prueba de Indentación.	95
Figura 27. Esquema de un proceso o sistema.	98
Figura 28. Representación de un corazón de roca extraído en una perforación y la forma como se obtiene un plug de ese corazón.	110
Figura 29. Representación del tamaño inicial de los plugs y su tamaño final antes de pulir sus caras.	111

Figura 30. Probetas utilizadas en trabajos anteriores de tamaño muy pequeño, ocasionando fracturas de las probetas.	112
Figura 31. a) Nuevos moldes utilizados en este proyecto de investigación hechos de acero inoxidable, b) moldes utilizados anteriormente de menor tamaño y hechos de PVC.	113
Figura 32. Representación del tamaño de las probetas para el proyecto.	114
Figura 33. Equipo utilizado para realizar todas las pruebas de Indentación del proyecto.	119
Figura 34. Esquema del software Texture Exponent 32.	122
Figura 35. Forma como se presentan los resultados en el software del Indentador.	123
Figura 36. Resultado individual de la prueba de Indentación para un ripio, sometido a la estimación de los parámetros de Indentación.	124
Figura 37. Familia de curvas de Indentación para muestras del Grupo 1.	127
Figura 38. Familia de curvas de Indentación para muestras del Grupo 2.	128
Figura 39. Familia de curvas de Indentación para muestras del Grupo 3.	129
Figura 40. Familia de curvas de Indentación para muestras del Grupo 4.	130
Figura 41. Familia de curvas de Indentación para muestras del Grupo 5.	131
Figura 42. Familia de curvas de Indentación para muestras del Grupo 6.	132
Figura 43. Interdependencia de los Parámetros de Indentación (IM) y (CTF) obtenidos de las pruebas preliminares.	135
Figura 44. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	140
Figura 45. Mapa de ubicación del afloramiento de la Formación Paja visitado inicialmente en este trabajo de investigación.	142
Figura 46. Mapa de Santander, señalando la ubicación de las poblaciones cercanas al afloramientos de la Formación Paja muestreado.	144
Figura 47. Mapa de Santander, señala la ubicación exacta del afloramiento de la formación paja que fue muestreado.	145

Figura 48. Afloramiento de la Formación Paja ubicado Sobre la quebrada Barichara en Cabrera (Santander).	146
Figura 49. Afloramiento de la Formación Paja ubicado Sobre la quebrada Barichara en Cabrera (Santander).	147
Figura 50. Afloramiento de la Formación Paja ubicado Sobre la quebrada Barichara en Cabrera (Santander).	147
Figura 51. Afloramiento de la Formación Paja ubicado Sobre la quebrada Barichara en Cabrera (Santander).	148
Figura 52. Muestras extraídas de la Formación Paja, afloramiento ubicado en la quebrada Barichara entre los municipios de Cabrera y Barichara (Santander).	150
Figura 53. a) Bloques de shale de la Formación paja, listos para la extracción de plugs. b) Bloque fracturado en el proceso de corte.	152
Figura 54. Pulidora EndFace Grinder.	154
Figura 55. Comparador Electrónico de Caratulas.	154
Figura 56. Plugs extraídos de la formación Paja.	155
Figura 57. Equipo Rock Mechanics Test System modelo 8.15.	156
Figura 58. Plug de la Formación Paja listo para ser montado en la celda de carga MTS 8.15 y ser sometido a la prueba de Compresión Uniáxial.	158
Figura 59. Resultado típico de una prueba de Compresión Uniáxial.	159
Figura 60. Fractura generada como resultado de la prueba de Compresión Uniáxial sobre un plug de la formación Paja.	160
Figura 61. Dispersión de los datos de las pruebas Uniaxiales para los plugs de la Formación Paja.	162
Figura 62. Concentración relativa (%) Roca Total.	167
Figura 63. Grafico de Concentración relativa (%) Fracción menor de 2 μm .	167
Figura 64. Representación de un bloque de roca una vez se ha sido extraído el plug.	168
Figura 65. Esquema de los materiales utilizados en la construcción de las	170

probetas de Indentación.

Figura 66. Estado de una probeta después de la prueba de Indentación.	171
Figura 67. Interdependencia entre los parámetros de Indentación.	182
Figura 68. Disminución del grado de dispersión de datos a medida que aumenta IM.	183
Figura 69. Disminución del grado de dispersión de datos a medida que aumenta CTF.	183
Figura 70. Grafica de correlación lineal entre (UCS) y (IM) para Shales.	186
Figura 71. Grafica de correlación polinomial entre (UCS) y (IM) para Shales.	186
Figura 72. Grafica de correlación lineal entre UCS y CTF para Shales	188
Figura 73. Grafica de correlación polinomial entre (UCS) y (CTF) para Shales.	189
Figura 74. Ejemplo de las graficas de carga versus desplazamiento obtenidas sobre ripios de shales del pozo UIS1.	192
Figura 75. Resultado de la comparación entre los UCS obtenidos de registros eléctricos y los UCS obtenidos a partir de la correlación evaluada con el Modulo de Indentación (IM) para las muestras del pozo UIS1.	198
Figura 76. Resultado de la comparación entre los UCS obtenidos de registros eléctricos y los UCS obtenidos a partir de la correlación evaluada con la Fuerza Critica de Transición (CTF) para las muestras del pozo UIS1.	199

RESUMEN

TITULO: DESARROLLO DE CORRELACIONES EXPERIMENTALES A PARTIR DE PARÁMETRO DE INDENTACIÓN PARA LA OBTENCIÓN DE LA RESISTENCIA COMPRESIVA UNIÁXIAL (UCS) EN MUESTRAS DE SHALE *

AUTOR: GARCÍA PARRA, Ricardo Andrés **

PALABRAS CLAVES: Cavings, Prueba de Indentación, Resistencia Compresiva Uniáxial, Afloramiento, Plug

DESCRIPCIÓN:

La Resistencia Compresiva Uniáxial (UCS), es la propiedad mecánica de las rocas que se debe mantener controlada durante las operaciones de perforación para evitar la inestabilidad de pozos. Al plantear un modelo Geomecánico estadístico para el estudio de la estabilidad de pozo durante las operaciones de perforación se encontró que el UCS de las formaciones es la variable de más alta influencia por encima de factores como el azimut, la inclinación, el tiempo de exposición e incluso el peso del lodo de perforación.

La técnica de Indentación ha demostrado ser la adecuada para ayudar a determinar la resistencia de las rocas en tiempo real durante la perforación de pozos, mediante la implementación de correlaciones que permitan evaluar el UCS a partir de los parámetros de Indentación conocidos como Modulo de Indentación (IM) y Fuerza Crítica de Transición (CTF), medidos en pequeños fragmentos de roca obtenidos de la perforación de pozos.

Con el fin de desarrollar las correlaciones experimentales se realizaron pruebas de Compresión Uniáxial (No confinada) sobre cilindros de shale, extraídos de muestras de afloramiento de la formación Paja y a su vez se realizaron pruebas de Indentación sobre fragmentos de shale extraídos de los alrededores de cada plug simulando los ripios que se obtienen de la perforación de pozos, los resultados de ambas pruebas fueron correlacionadas por medio de la técnica de mínimos cuadrados y se busco la mejor correlación que representara el comportamiento de los resultados, permitiendo así obtener dos correlaciones polinomiales de segundo grado, que finalmente fueron aplicadas en la evaluación de la resistencia de los shales de un pozo del Piedemonte Llanero Colombiano comparando los resultados obtenidos con esta técnica y los obtenidos con los registros de pozo para determinar la representatividad de las correlaciones en la caracterización de formaciones arcillosas.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. PhD. Zuly Himelda Calderón Carrillo. Darwin Mateus Tarazona

ABSTRACT

TITLE: DEVELOPMENT OF EXPERIMENTAL CORRELATIONS FROM INDENTATION PARAMETERS FOR THE OBTAINING OF THE UNIAXIAL COMPRESSIVE STRENGTH (UCS) IN SAMPLES SHALE *

AUTHOR: GARCÍA PARRA, Ricardo Andrés **

KEY WORDS: Cavings, Indentation Test, Uniaxial Compressive Strength, Blooming, Plug

DESCRIPTION:

The Uniaxial Compressive Strength (UCS) is the mechanical property of the rocks that must be controlled during the perforation operations to avoid the uncertainty of wells. When outlining a statistical Geomechanic model for the study of the well stability during the perforation operations it was found that *UCS* of the formations is the variable of higher influence even more than factors like azimuth, inclination, time of exhibition and even the weight of the perforation mud.

The Indentation technique has demonstrated being the appropriate to help to determine the resistance of the rocks in real-time during the perforation of wells, by means of the implementation of correlations that allow to evaluate UCS starting from the parameters of Indentation known as Indentation Modulate (IM) and Critical Transition Force (CTF), measured in obtained small rock fragments of the perforation of wells.

With the purpose of developing the experimental correlations were carried out Uniaxial Compressive tests (Not confined) were carried out with shale cylinders, extracted of samples of blooming of the formation Paja and also they were carried out Indentation tests with fragments of shale extracted of the surroundings of each plug simulating the rubbles that are obtained from the perforation of wells, the results of both tests they were correlated by means of the technique of square minima and it was searched the best correlation that represented the behavior (activities) of the results, allowing to obtain two polinomials correlations of second grade that finally were applied in the evaluation of the shales resistance of a well of "Piedemonte Llanero Colombiano" comparing the results obtained with this technique and those obtained with the well registrations to determine the representativeness of the correlations in the characterization of loamy formations.

* Grade Project

** Faculty Chemical Physique Engineering's. School of Petroleum's Engineering. PhD. Zuly Himelda Calderón Carrillo. Darwin Mateus Tarazona

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, principalmente estos problemas se presentan con mayor intensidad en las formaciones arcillosas debido a las características de estas rocas perforadas, de esta forma surge la necesidad de conocer propiedades tan importantes como el UCS Resistencia Compresiva Uniáxial (No confinada).

Los ripsos de perforación son una fuente potencial de información acerca del comportamiento mecánico de las rocas que nunca antes se ha tenido en cuenta, pues la resistencia de las rocas presentes en las formaciones perforadas tradicionalmente se ha obtenido de mediciones directas realizadas sobre corazones extraídos del pozo y de aproximaciones teóricas o empíricas que requieren de la información obtenida de los registros eléctricos convencionales tales como Gamma Ray, RHOB, porosidad, etc., para finalmente obtener perfiles de resistencia de los pozos analizados, además dichos perfiles requieren ser calibrados con datos reales de UCS, medidos directamente en el Laboratorio sobre corazones de roca.

La implementación de correlaciones experimentales que permitan obtener la resistencia de las formaciones arcillosas mediante el uso de la técnica de Indentación realizada sobre ripsos de shale obtenidos durante la perforación como producto de la inestabilidad de pozos, constituye un adelanto de carácter técnico y económico debido a las ventajas que tiene su uso.

Contribución técnica.

1. Posibilidad de caracterizar la Resistencia de las formaciones arcillosas en tiempo real durante las operaciones de perforación de pozos de petróleo y gas.
2. Disminución del alto impacto técnico en la perforación que genera la extracción de corazones de roca de los pozos perforados, ya que no es necesario obtenerlos para conocer los valores de Resistencia Compresiva Uniáxial (no Confinada) (UCS) de los shales.

Contribución económica.

1. Los valores de UCS obtenidos a partir de de las correlaciones experimentales 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, pérdida parcial o total del pozo, etc.).
2. El UCS de los shales puede ser inferido a partir de correlaciones experimentales que son alimentadas con los parámetros obtenidos de la prueba de Indentación, la cual utiliza actualmente un equipo compacto y portátil que puede ser trasladado a las locaciones de los pozos en perforación, reduciendo los costos de la prueba comparando con los equipos tradicionales utilizados para realizarla como son la Máquina de Compresión Universal y la Cámara Triáxial.
3. Se reducen los costos por corazonamiento para caracterización geomecánica.

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. 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 técnicas adecuadas como las correlaciones entre los parámetros de Indentación y la Resistencia Compresiva Uniáxial (UCS) para obtener esta última propiedad de la roca servirán como parte de los datos de entrada en los análisis de estabilidad de pozo, que ayudaran a resolver los inconvenientes mencionados.

La idea de caracterizar la Resistencia Compresiva Uniáxial (UCS) por medio de correlaciones obtenidas de relacionar valores de UCS medidos directamente sobre cilindros de shales (plugs) mediante el uso de la prueba de Compresión Uniáxial (no confinada), con los valores obtenidos de los parámetros de la prueba de Indentación, surgió de las investigaciones y resultados que se han obtenido en los últimos años respecto a este tema, pero aplicado a la obtención de correlaciones generalizadas para cualquier tipo de roca^{21,24,25} y más recientemente para areniscas de formaciones Colombianas²². Por lo tanto, en este trabajo inicialmente se realizó un breve estado del arte de las principales propiedades mecánicas de las rocas y las técnicas de laboratorio convencionales existentes para medirlas, después se investigan las principales propiedades de las rocas arcillosas y específicamente de los shales, posteriormente se estudia la técnica de Indentación y luego de aplicar diseños experimentales a los ensayos utilizados en el trabajo, finalmente se obtienen las correlaciones experimentales y se aplican a un pozo del Piedemonte Colombiano para evaluar su funcionamiento.

Después, con base en los resultados obtenidos se concluye que el uso de las Correlaciones experimentales obtenidas constituye una alternativa muy útil al momento de inferir la Resistencia Compresiva Uniáxial (UCS) de los shales, pero

requieren ser alimentadas con más datos que las hagan más confiables y con mayor aplicabilidad.

1. ASPECTOS GENERALES DE LA GEOMECÁNICA APLICADA A LA ESTABILIDAD DE POZOS

1.1 GEOMECÁNICA.

Es una disciplina que estudia la respuesta mecánica de los materiales geológicos que conforman las formaciones rocosas (Sánchez y Vásquez, 1999). La geomecánica en la industria petrolera ha desempeñado durante los últimos años un papel muy importante en el éxito de las operaciones de perforación y completamiento de pozos ya que permite comprender diversos problemas durante estas operaciones como es la deformación de las rocas, los shales problemáticos, los derrumbes del pozo, las zonas sobre presionadas, el daño a la formación, la producción de arena, la compactación y subsidencia, pérdidas de circulación de fluidos y en forma general todos los problemas relacionados con los fenómenos geológicos especialmente los relacionados con la estabilidad de pozos.

Es importante comprender que la Geomecánica no surgió inicialmente como una necesidad de la industria petrolera, nació en la ingeniería civil, estudiando el uso de los suelos y las rocas como materiales fundamentales en la construcción de obras tales como: vías, túneles, presas, etc. Las principales aplicaciones de la geomecánica se extendieron posteriormente a la optimización, monitoreo y control de los procesos mineros; en la construcción de túneles profundos y estabilidad de taludes en minería a cielo abierto. En las décadas de los 50's y 60's, empieza la geomecánica a incursionar en la industria petrolera siendo usada en actividades que permitieran dar explicación acerca de operaciones tales como el fracturamiento hidráulico, la estabilidad de pozos y el fenómeno subsidencia/

compactación; sin embargo sólo llega a tomar un papel verdaderamente protagonista en las décadas de los 70s – 80s².

La geomecánica está fundamentada en las teorías de mecánica de suelos y mecánica de rocas, igualmente de áreas como: Mecánica de fluidos, Termodinámica, Geología Física, entre otras. La geomecánica petrolera presenta aplicaciones en las siguientes áreas:

- ④ Pronóstico y control de la estabilidad del pozo.
- ④ Optimización de la localización del pozo y de la trayectoria.
- ④ Predicción de la presión de poro.
- ④ Fracturamiento hidráulico.
- ④ Predicción y control de la producción de arena.
- ④ Predicción y control de la compactación y subsidencia del yacimiento.
- ④ Caracterización de yacimientos fracturados.
- ④ Diagnóstico de problemas de perforación.
- ④ Análisis de esfuerzos en el subsuelo.
- ④ Diseño de estimulaciones.

1.2 ESTABILIDAD DE POZOS.

Alrededor del 10% de los costos de perforación de pozos en todo del mundo pueden ser adjudicados a la inestabilidad mecánica de las rocas alrededor de la cara del pozo³. Colombia no es la excepción y esto se puede notar principalmente en el Piedemonte Llanero que es una zona tectónicamente activa y geológicamente muy compleja, en la cual los continuos problemas de inestabilidad

han generado que algunos pozos lleguen a costar en su operación de perforación valores que superan los 40 millones de dólares por pozo.

Los problemas de estabilidad de pozo se hallan directamente relacionados con la respuesta mecánica de las rocas al momento de perforar formaciones y exponerlas a nuevos estados de esfuerzos, la respuesta que tiene la roca ante las nuevas condiciones de esfuerzos depende en gran medida de sus características mecánicas.

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

- ④ Se perfora bajo condiciones de altas presiones y temperaturas (HP/HT).
- ④ Existe interacción química entre el fluido de perforación y la roca de formación.
- ④ Se perforan pozos profundos en áreas geológicamente complejas y aún más en zonas tectónicamente activas.

Los problemas de inestabilidad de pozo que más comúnmente se presentan durante la perforación y algunas de sus consecuencias se mencionan a continuación:

- ④ Ensanchamiento del pozo.
- ④ Reducción del tamaño del pozo debido al flujo plástico de la roca dentro del pozo (generalmente en formaciones de Shale).
- ④ Pérdida de circulación.
- ④ Consolidación
- ④ Dificultades en la toma de registros.
- ④ Side-tracking. (Poco control direccional).
- ④ Exceso de torques y altas presiones de bombeo en la perforación.
- ④ Daño del pozo inducidos por los esfuerzos.

- ④ Fallas de pozo inducidas por la perforación.
- ④ Pega de tubería.
- ④ Problemas de washouts o zonas de lavado (Generan deformación del pozo en todas las direcciones).
- ④ Pobre cementación con sus respectivos problemas.

Los problemas de inestabilidad de pozo mencionados anteriormente se ven intensificados cuando:

- ④ Exploran y desarrollan yacimientos pobremente consolidados y zonas tectónicamente activas.
- ④ Existe una interacción química entre el fluido de pozo y la roca de formación.
- ④ 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.
- ④ Se implementa el desarrollo de pozos profundos.

Un análisis de estabilidad involucra los siguientes aspectos (Sánchez y Vásquez, 1999):

- ④ Toma de núcleos geológicos.
- ④ Realizar ensayos geomecánicos en el laboratorio con muestras del núcleo.
- ④ Elaborar modelo sobre el comportamiento esfuerzo-deformación y la resistencia mecánica.
- ④ Realizar pruebas de campo.
- ④ Tomar registros especiales.
- ④ Elaborar correlaciones núcleo-perfil.
- ④ Usar métodos analíticos o numéricos con los parámetros obtenidos para predecir las condiciones de estabilidad.
- ④ Emplear juicio ingenieril.

2. PROPIEDADES MECANICAS DE LAS ROCAS

Un factor indispensable para la evaluación y comprensión de la estabilidad de las formaciones rocosas durante las operaciones de perforación y completamiento de pozos es el conocimiento de las propiedades mecánicas de las rocas, es decir tener comprensión de cómo el material rocoso se deforma y/o falla bajo la acción de fuerzas aplicadas¹. El objetivo de este capítulo es proporcionar los conceptos básicos de las teorías que modelan las propiedades mecánicas de las rocas y describir las pruebas de laboratorio utilizadas para determinar las propiedades mecánicas estáticas, las cuales están diseñadas para medir la deformación y fractura de las muestras de roca sujetas a una variable uniáxial, biaxial o triáxial de carga¹.

Los parámetros mecánicos de una formación rocosa pueden ser clasificados en tres grupos principales según (FJAER E and RASMUS R. 1996).

- ④ Parámetros elásticos.
- ④ Parámetros de resistencia (Dependientes del nivel de esfuerzos).
- ④ Esfuerzos in-situ: los cuales técnicamente no clasifican como propiedades mecánicas de las formaciones rocosas, aunque es importante afirmar que influyen tanto en los parámetros elásticos como en los parámetros de resistencia.

2.1 PARAMETROS ELASTICOS.

La mayoría de los materiales poseen la cualidad de deformarse ante una fuerza externa y recuperar su estado inicial. Esta propiedad es conocida como elasticidad y es el fundamento para el estudio de las propiedades mecánicas de las rocas. En los materiales sólidos como las rocas es necesario incluir la teoría poro-elástica para así poder describir adecuadamente su comportamiento, ya que la teoría elástica por sí sola no logra hacerlo.

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

2.1.1 Elasticidad lineal y elasticidad no lineal. La estructura de los materiales rocosos sufre alteraciones o cambios cuando la roca es sometida a un campo de esfuerzos. Dichos cambios estructurales que la roca presenta han sido cuidadosamente estudiados para diferentes valores de esfuerzos con el fin de comprender las alteraciones estructurales ya mencionadas, dando como resultado las teorías elástica lineal y elástica no lineal.

🌐 **Teoría elástica lineal.** Es el tipo de respuesta más simple que presenta un material, donde existe una relación lineal entre las fuerzas externas y las deformaciones correspondientes. Este comportamiento se da principalmente cuando los cambios en las fuerzas son pequeños. Esta teoría fue introducida en 1676 por Robert Hooke, quien estableció que la fuerza aplicada a cualquier cuerpo elástico es proporcional a su 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 elástica no lineal.** La mayoría de las rocas no presentan un comportamiento lineal cuando están sometidas a altos niveles de esfuerzos, sin embargo su comportamiento puede ser modelado mediante relaciones de elasticidad lineal para cambios suficientemente pequeños de esfuerzos.

Cualquier material que no obedezca a una línea recta en la relación esfuerzo – deformación, se dice que tiene un comportamiento no lineal. Para un material elástico no lineal, la relación esfuerzo – deformación puede ser escrita como:

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

Esta expresión no-lineal puede ser muy complicada matemáticamente; debido a que σ y ε son tensores, sin embargo se presentan algunos casos de no-elasticidad que se pueden interpretar bajo los conceptos de elasticidad lineal:

Un material perfectamente elástico presenta una relación esfuerzo–deformación no lineal, pero con la particularidad que presenta la misma trayectoria de carga y descarga, (Figura 1b). Para un material elástico lineal los módulos elásticos no son únicos (debido a que la región elástica no es completamente una línea recta, (Figura 1a), luego se definen tres módulos de Young para este caso, que son el modulo secante, tangente y promedio.



Figura 1. a) Comportamiento de un material elástico lineal, b) Comportamiento de un material completamente elástico. Fuente: Fjaer 1996²

Utilizando la definición del modulo de Young, se pueden utilizar las relaciones de esfuerzo-deformación lineal, por consiguiente obtenemos para la ley de Hooke:

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

Donde $E_{sec}(\epsilon)$ corresponde al modulo secante de Young, la ecuación 3 puede ser escrita en forma diferencial como sigue:

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

Donde (E_{sec} y E_{tan}) dependen de la deformación (ϵ) y ($\Delta\sigma$ y $\Delta\epsilon$) representan los incrementos diferenciales en los esfuerzos y deformaciones respectivamente.

La (Figura 2b) muestra la relación esfuerzo - deformación observado 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 2a) el material ha sufrido una deformación permanente durante el ciclo carga - descarga (Material dúctil).

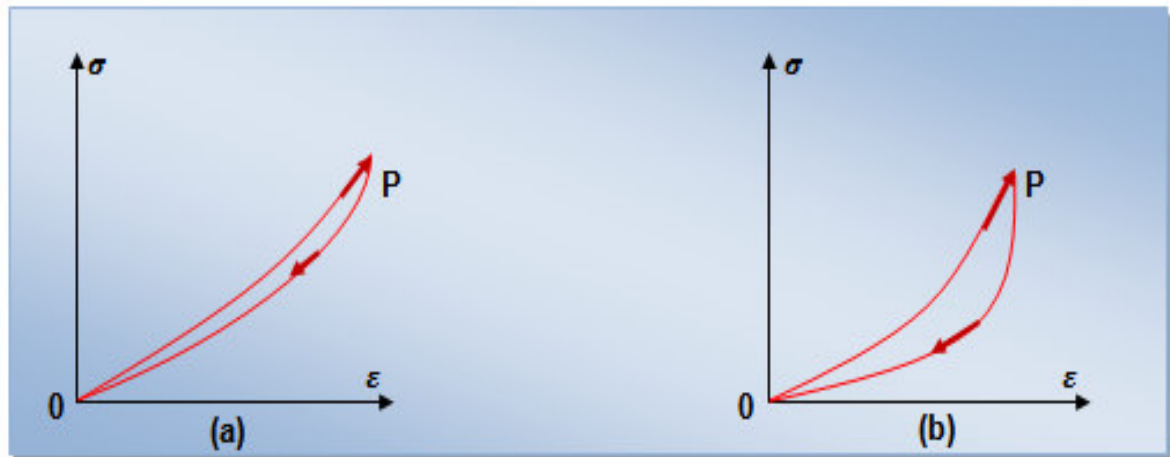


Figura 2. a) Comportamiento elástico para una roca con trayectoria de carga y descarga diferente, b) Comportamiento de un material con deformación permanente. Fuente: Fjaer 1996²

2.1.2 Definición de Esfuerzo. Se define como la fuerza que actúa sobre la sección transversal de una superficie. En mecánica de rocas se establece que los esfuerzos compresivos que son los más comunes históricamente hablando de los esfuerzos relacionados con la geología, poseen signo positivo de acuerdo con la convención de signos utilizada en mecánica de rocas.

En la (Figura 3), se puede observar que las fuerzas que se están aplicando a lo largo del eje del material son iguales, pero si calculamos los esfuerzos en cada sección (a), (b) y (c) encontramos que estos son diferentes:

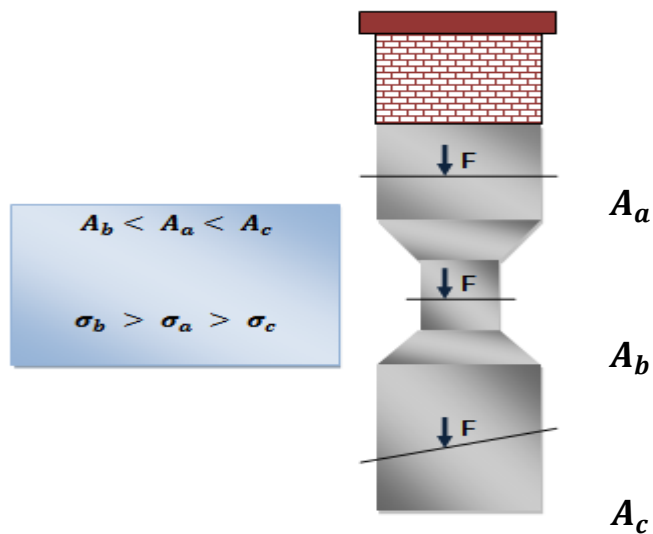


Figura 3. Definición de esfuerzo. Fuente: Fjaer 1996².

En la sección o superficie (a) el esfuerzo es:

$$\sigma_a = \frac{F}{A_a} \quad (5)$$

En la superficie (b), sin considerar la fuerza causada por el peso de la columna, se tiene el siguiente esfuerzo:

$$\sigma_b = \frac{F}{A_b} \quad (6)$$

Es importante definir que el esfuerzo depende de la posición dentro del material donde se mida, es decir que el esfuerzo depende del área donde se aplica la fuerza; por lo anterior se puede concluir que el esfuerzo en (b) es mayor que el esfuerzo en (a), debido a que el área en (b) es menor que el área en (a), para una misma fuerza (F) aplicada en (a) y (b).

En la superficie (c), se considera el efecto de la orientación de la fuerza relativa a la sección transversal. La fuerza aplicada sobre el área A_c no es normal a la

misma, por lo cual la fuerza en este punto se descompone en una componente normal (F_N) y una componente paralela (F_P) a la sección transversal donde se está aplicando la fuerza:

$$\sigma_N = \frac{F_N}{A} \quad (7)$$

$$\tau_S = \frac{F_P}{A} \quad (8)$$

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.

2.1.3 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 tiempo⁴.

📍 Deformación longitudinal (Elongación): Es la elongación máxima o límite de elongación cuando la longitud (L) tiende a cero.

$$\varepsilon = \lim_{L \rightarrow 0} \frac{\Delta L}{L} \quad (9)$$

Para estar de acuerdo con la convención de signos para los esfuerzos, se requiere que la elongación se tome como negativa cuando la deformación es a partir de una fuerza tensil o se tome como positiva cuando la deformación es el resultado de la aplicación de una fuerza compresiva.

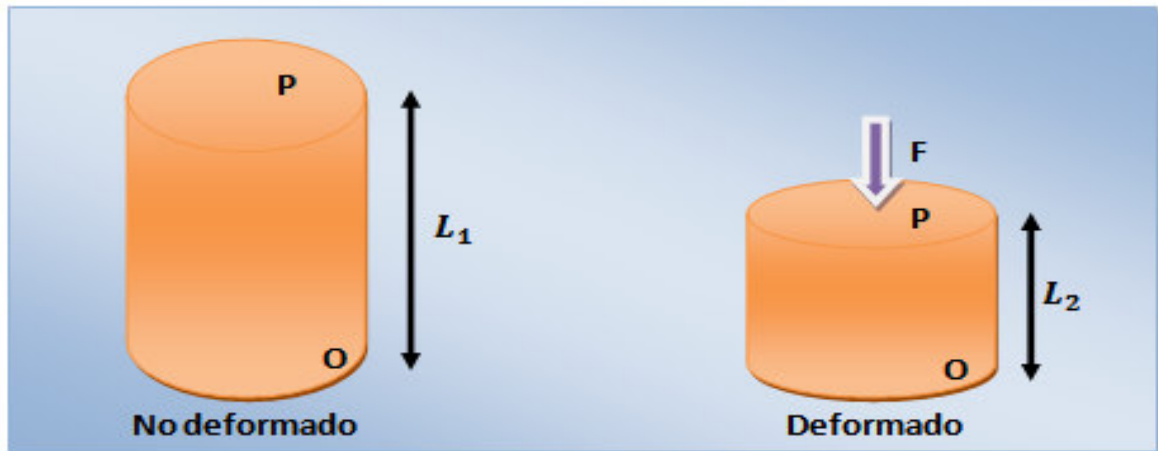


Figura 4. Deformación longitudinal. Fuente: Fjaer 1996².

🕒 **Deformación de cizalladura (cambio angular):** Se define como el cambio entre dos direcciones inicialmente ortogonales como se muestra en la siguiente figura:

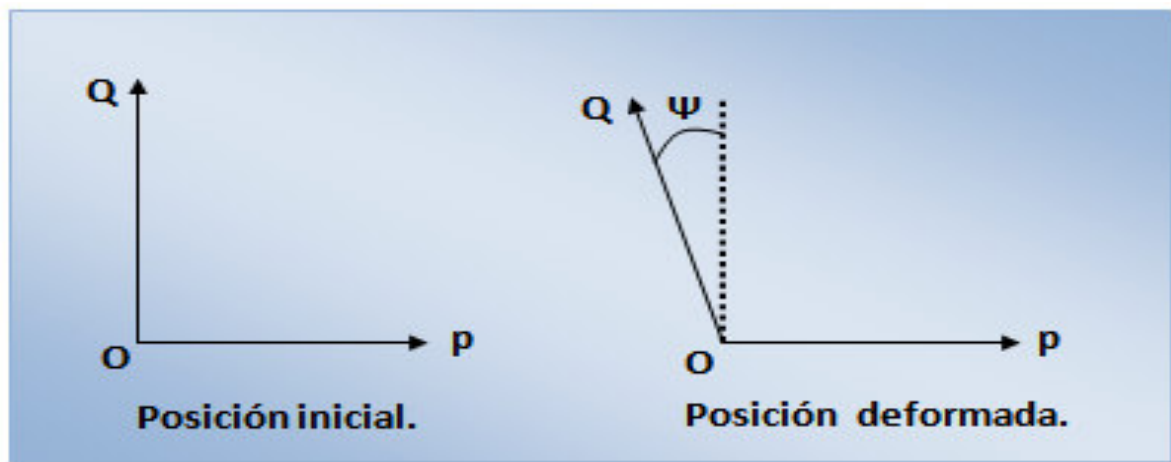


Figura 5. Deformación de cizalladura. Fuente: Fjaer 1996².

$$\Gamma = (1/2)\Psi \quad (10)$$

Donde (Γ) 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 (Ψ aumenta) y la deformación por cizalladura es negativa cuando resulta de una fuerza tensil (Ψ disminuye).

2.1.4 Módulos elásticos. En un material isotrópico y linealmente elástico, los esfuerzos y deformaciones están relacionados por la ley de Hooke, utilizando módulos elásticos. Los módulos elásticos se miden generalmente utilizando experimentos de cizalla y compresión (deformación estática) o propagación de ondas elásticas (deformación dinámica).

Modulo de Young (E): está definido como la relación entre el esfuerzo uniaxial aplicado (Figura 6) y la deformación sufrida a lo largo del eje de aplicación del esfuerzo. En este caso los esfuerzos $\sigma_2 = \sigma_3 = 0$ y solamente σ_1 es diferente de cero, luego se tiene:

$$\begin{aligned} \sigma_1 &= \lambda \varepsilon_v + 2G\varepsilon_1 \\ 0 &= \lambda \varepsilon_v + 2G\varepsilon_2 \\ 0 &= \lambda \varepsilon_v + 2G\varepsilon_3 \end{aligned} \quad (11)$$

Donde λ y G son conocidas como constantes de Lamé.

Luego:

$$\varepsilon_2 = \varepsilon_3 = -\frac{\lambda}{2(\lambda+G)} \varepsilon_1 \quad (12)$$

Si la muestra se deforma uniformemente, hay una relación lineal entre σ_1 y ε_1 que puede ser escrita así:

$$E = \frac{\sigma_1}{\varepsilon_1} = \frac{G(3\lambda+2G)}{\lambda+G} \quad (13)$$

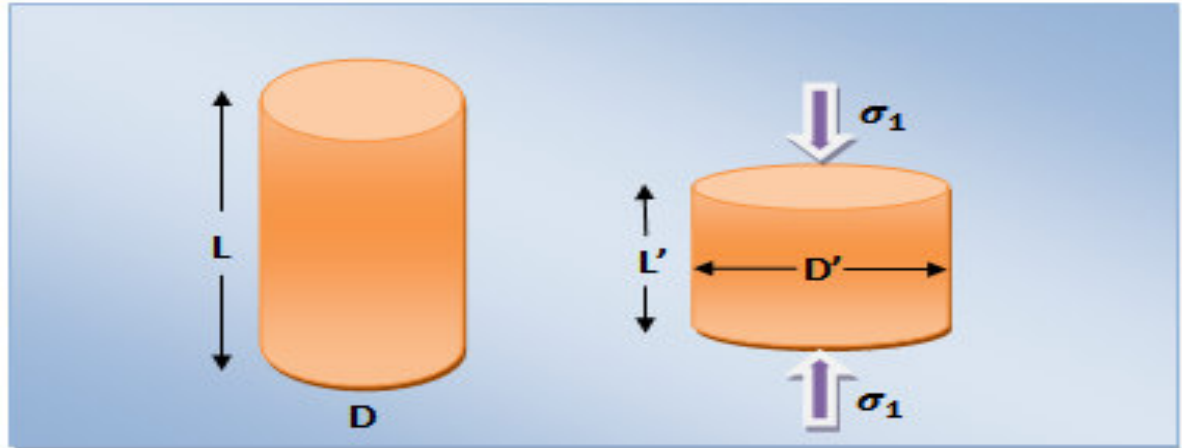


Figura 6. Material sometido a carga uniaxial (Aplicación para el modulo de Young y la relación de Poisson). Fuente: Fjaer 1996².

📌 **Relación de Poisson (ν):** este parámetro representa la capacidad del material para transferir su deformabilidad perpendicular a la carga, en otras palabras es la medida de la expansión lateral contra la contracción longitudinal (Maury, 1982), (Figura 6). Valores típicos de la relación de Poisson (ν) para rocas presentes en yacimiento están entre $0.15 \leq \nu \leq 0.25$. De la ecuación (12) se tiene que:

$$\frac{\varepsilon_2}{\varepsilon_1} = \frac{\varepsilon_3}{\varepsilon_1} = -\frac{\lambda}{2(\lambda+G)} \quad (14)$$

Donde ν está definido así:

$$\nu = \frac{\lambda}{2(\lambda+G)} \quad (15)$$

📌 **Modulo elástico de Bulk (Volumétrico) (K):** Se da cuando la deformación es un simple cambio en el volumen y es el resultado de aplicar una carga hidrostática (estado donde los tres esfuerzos normales son iguales $\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3 = P$) a una muestra, midiendo posteriormente su deformación volumétrica, de lo anterior se puede decir que representa la resistencia opuesta por el material a la compresión hidrostática aplicada.

$$K = \frac{d\sigma_p}{d\varepsilon_v} \quad (16)$$

Donde σ_p representa el esfuerzo hidrostático relativo a la deformación volumétrica ε_v . Expresando la ecuación anterior en términos de módulos elásticos se tiene lo siguiente:

$$K = \frac{E}{3(1-2\nu)} \quad (17)$$

📌 **Modulo de corte (G):** si se considera una trayectoria de carga tal que $\sigma_x = -\sigma_y = \sigma_z$, se tiene un estado conocido como cizalladura pura, el módulo resultante de una prueba bajo este estado de esfuerzos se denomina modulo de corte o de rigidez que representado en términos de módulos elásticos será:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (18)$$

Para la teoría elástica lineal es necesario conocer sólo dos parámetros elásticos para describir de manera completa el medio bajo estudio; los otros parámetros elásticos pueden ser conocidos por medio de relaciones como las mostradas en la (Tabla 1).

Tabla 1. Relaciones entre los módulos elásticos de un sólido isotrópico.

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

Fuente: “Petroleum related Rock Mechanics”. Fjaer 1996².

2.2 MEDICIÓN DE LAS PROPIEDADES MECANICAS DE LAS ROCAS A PARTIR DE PRUEBAS DE LABORATORIO.

Las pruebas in situ y las de laboratorio constituyen la forma más confiable que posee la industria petrolera para conocer las propiedades mecánicas de las rocas que conforman las formaciones atravesadas durante la perforación de pozos petroleros y gasíferos, por ende existen organizaciones internacionales que estandarizan los procedimientos de laboratorio existentes para medir dichas propiedades de las rocas, tales organizaciones son la Sociedad Internacional de Mecánica de Rocas ISRM y la Sociedad Americana para Pruebas y Materiales ASTM, las cuales bajo sus parámetros han establecido diversas normas las cuales

conforman un marco de referencia para la estandarización de pruebas de laboratorio, procedimientos operacionales, preparación de muestras y manipulación de corazones de roca.

La prueba de laboratorio seleccionada para medir determinada propiedad de la roca debe tratar de simular las condiciones de la roca en el yacimiento, para tener alta confiabilidad en los resultados; para ello las pruebas de laboratorio se realizan sobre corazones de roca y además de esto es preciso conocer las condiciones in situ bajo las cuales se hallaba la roca, para ello se debe contar con registros de pozo, condiciones de esfuerzos in situ, presión de poro y otras condiciones que pueden identificar la condición real de las rocas presentes en las formaciones y cuyas propiedades desean ser medidas en el laboratorio. Diversas pruebas de laboratorio se han desarrollado para determinar la resistencia de las rocas, algunas de ellas son las pruebas a la compresión de las cuales aquí se presentaran la prueba de resistencia a la compresión uniaxial y triaxial (Figura 7) y otras son las pruebas de resistencia a la tensión que al igual que las anteriormente mencionadas se detallaran a continuación.

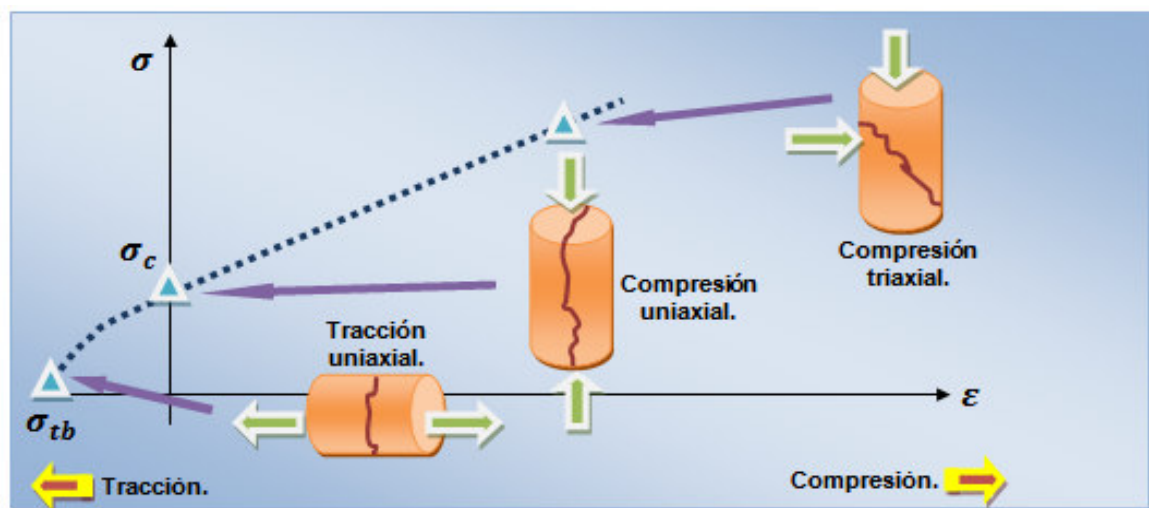


Figura 7. Tipos de pruebas de compresión sobre muestras de roca. Fuente: Cabrera 2003⁵.

2.2.1 Pruebas de resistencia a la compresión. Estas pruebas miden la resistencia a la compresión uniáxial o triáxial sobre cilindros de roca, la resistencia compresiva medida con estas pruebas depende en algún grado del tipo de espécimen de roca, el tamaño, el contenido de humedad en la muestra, la velocidad de aplicación de la carga, entre otros factores que deben ser tenidos en cuenta al momento de interpretar los resultados de las pruebas¹.

2.2.1.1 Prueba de compresión uniáxial (no confinada). La Resistencia Compresiva Uniáxial (UCS) es la de propiedad de las rocas más comúnmente determinada y el procedimiento usado para su cálculo por los diferentes laboratorios de mecánica de rocas en el mundo es equivalente¹. La prueba de resistencia axial no confinada sobre corazones de roca es muy simple, sin embargo esta prueba sobre corazones de roca no refleja en forma general el comportamiento de la roca en el yacimiento ya que allí se halla sometida a diferentes factores como son: la heterogeneidad presente en la formación rocosa, el estado de esfuerzos in situ a los cuales está sometida la roca, las fallas presentes, los planos de debilidad y demás factores que no pueden simularse o reproducirse en su totalidad en el laboratorio. Por lo anterior ajustes mediante valores de UCS medidos sobre especímenes intactos deben ser introducidos en las aplicaciones ingenieriles⁶.

Descripción del ensayo.

La prueba consiste en introducir un cilindro de roca en una maquina de carga conocida como Rock Mechanics Test System (MTS) modelo 815, equipo más comúnmente utilizado para la realización de esta prueba y que se encuentra en el laboratorio de mecánica de rocas del Instituto Colombiano del Petróleo ICP, donde se realizaron las pruebas de este proyecto de grado; una vez la muestra se halla dentro de la celda de carga con una presión de confinamiento igual a cero, se

aplica carga axial hasta que el cilindro de roca falle. La prueba es una de las más convenientes y útiles para la determinación de las propiedades de la roca y específicamente permite medir la resistencia compresiva uniáxial (UCS), el modulo elástico de Young y la relación de Poisson, agregando a los equipos de la prueba medidores de deformación axial y circunferencial, estos pueden ser extensómetros, LVDT'S o stain gages.

La curva esfuerzo – deformación para esta prueba es a menudo no lineal, lo cual significa que el modulo de Young (E) y la relación de Poisson (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. En la (Figura 8) se presenta una curva de esfuerzo-deformación de la cual se pueden definir las siguientes secciones de la curva, las cuales son:

- *Región elástica:* en esta región si el esfuerzo aplicado en la roca es retirado, esta recuperara su forma inicial sin haber sufrido alteración alguna.
- *Punto de cedencia:* a partir de este punto el espécimen de roca sufrirá deformaciones irreversibles.
- *Región dúctil:* en esta región la muestra sufre deformaciones permanentes, pero soporta aun cargas sin presentarse la falla del espécimen.
- *UCS:* resistencia compresiva uniáxial, es el esfuerzo pico o fuerza máxima aplicada a la cual el espécimen de roca falla.
- *Región frágil:* En esta región la habilidad de la muestra para soportar esfuerzos disminuye drásticamente, mientras la deformación del material aumenta.

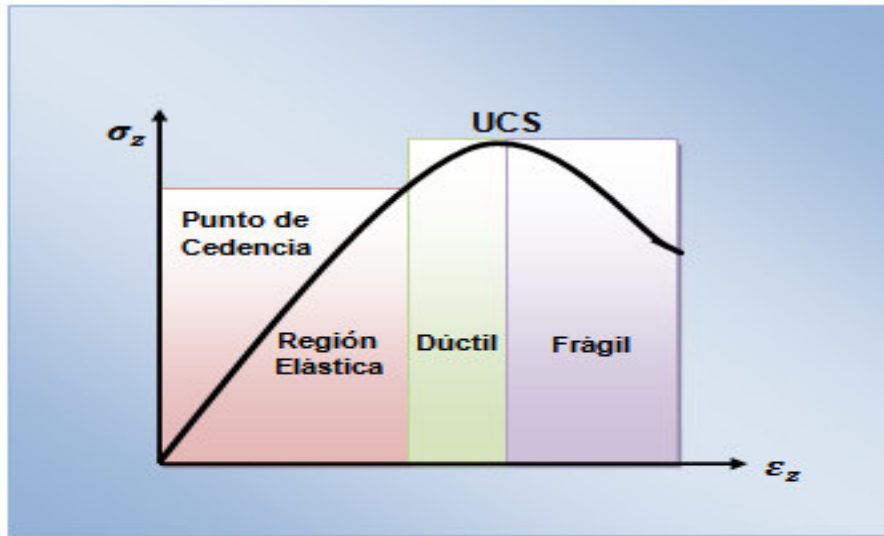


Figura 8. Curva esfuerzo -vs- deformación en una prueba de compresión uniaxial. Fuente: Cabrera 2003⁵

Cálculos.

A partir del valor de carga axial máxima registrada durante la prueba (valor leído en el momento de la falla), se determina el esfuerzo aplicado usando la siguiente ecuación:

$$P_{max} = \frac{F_{max}}{A} = \left(\frac{F_{max}}{\pi r^2} \right) * 0.145 \quad (19)$$

Donde:

F_{max} = Carga axial máxima alcanzada en (KN).

r = Radio de la muestra en (m).

P_{max} = Es el UCS en (Psi).

2.2.1.2 Prueba de falla triaxial. Un mayor conocimiento de las propiedades mecánicas de las rocas se obtiene cuando la presión de confinamiento es

considerada y esto se hace en las pruebas de falla triáxial, donde los esfuerzos que actúan sobre la roca a una profundidad determinada pueden ser simulados⁷.

Descripción del ensayo.

La prueba consiste en introducir un cilindro de roca en una maquina de carga conocida como Rock Mechanics Test System (MTS) modelo 815, que se encuentra en el laboratorio de mecánica de rocas del Instituto Colombiano del Petróleo ICP. Una vez la muestra se halla dentro de la celda de carga, la carga axial y de confinamiento se incrementan simultáneamente hasta que un nivel de esfuerzo hidrostático recomendado sea alcanzado. Entonces, la presión de confinamiento (σ_3) es mantenida constante mientras la carga axial (σ_1) se va incrementando hasta que ocurra la falla (Figura 9a), los resultados obtenidos típicamente de una prueba de falla triáxial se muestran en la (Figura 9b), donde ϵ_1 y ϵ_2 son las deformaciones de la muestra en dirección axial y radial respectivamente. Es importante considerar que la carga axial aplicada en la prueba normalmente origina una tasa de deformación axial constante.

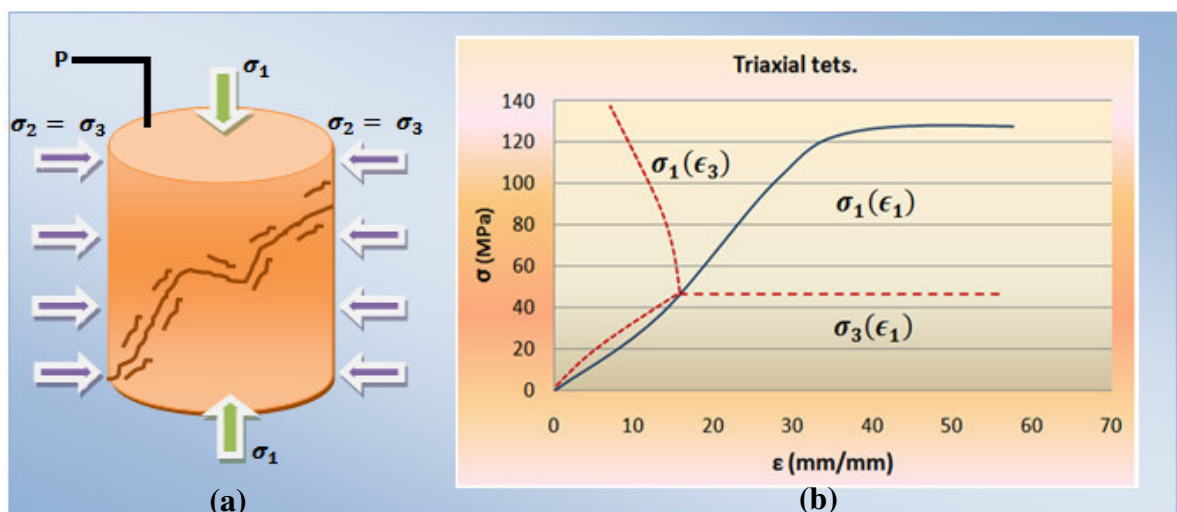


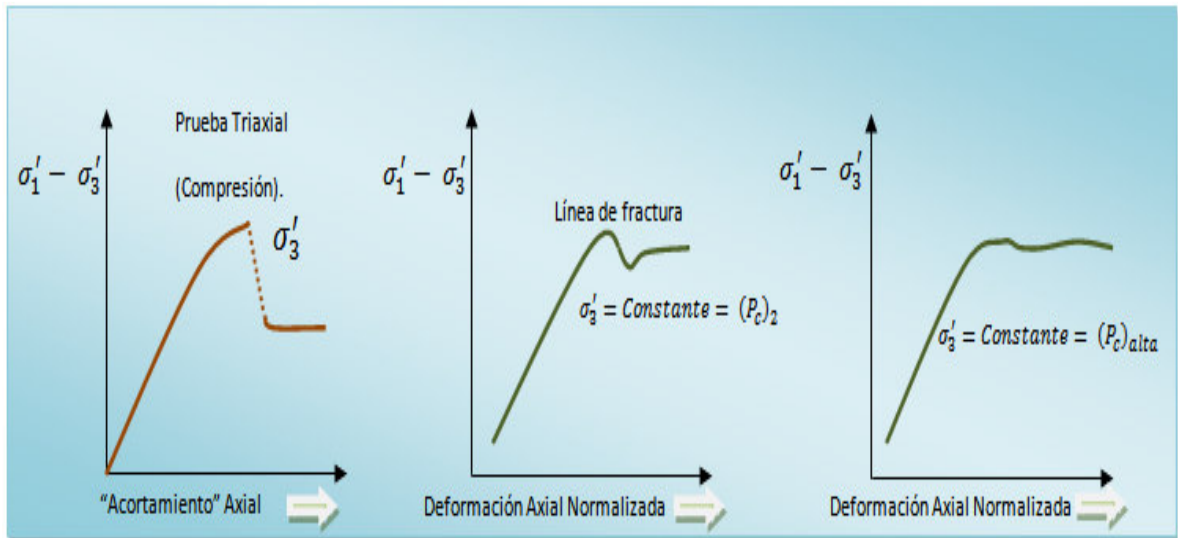
Figura 9. a) efecto de la prueba triáxial sobre un espécimen de roca b) Ejemplo de resultados típicos de una prueba triáxial. Fuente: Cabrera 2003⁵.

La prueba de falla triáxial ha demostrado ser la herramienta más adecuada para determinar las propiedades mecánicas de las rocas a diferentes presiones de confinamiento y a diferentes temperaturas si es requerido, para un amplio rango de esfuerzos aplicados, además esta prueba puede realizarse sobre (especímenes no drenados) es decir saturados con una presión de poro determinada y sobre (especímenes drenados) es decir con presión de poro igual a cero. En general la falla en una prueba triáxial 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 son⁸:

🌀 *Prueba drenada*: En esta configuración de la prueba triáxial las propiedades elásticas y la resistencia dependen de los esfuerzos efectivos. Esta prueba proporciona un mejor control experimental ya que la presión de poro es mantenida constante en un valor conocido.

🌀 *Prueba no drenada*: Esta configuración de la prueba triáxial con mediciones de presión de poro es muy utilizada en experimentos sobre formaciones de muy baja permeabilidad (Shales), ya que la prueba no drenada requiere tiempos de estabilización muy cortos.

Bajo condiciones no hidrostáticas (prueba triáxial) la roca exhibe un comportamiento dúctil o frágil dependiendo de la presión de confinamiento (Figura 10).



(a) **Comportamiento frágil** manteniendo la presión de confinamiento constante, (b) **Comportamiento típico** cuando la presión de confinamiento esta dentro del rango que caracteriza la transición entre el comportamiento frágil y dúctil, (c) **Comportamiento dúctil** típico de una roca a cierto nivel de presión de confinamiento. Fuente: Osorio 2003².

Cálculos.

- ☉ Graficar la diferencia de esfuerzos Vs deformación axial. La diferencia de esfuerzos está definida como el esfuerzo principal máximo σ_1 menos la presión lateral σ_3 .
- ☉ Graficar los círculos de Mohr. Para ello se ubican los esfuerzos de cizalla en las ordenadas y el esfuerzo normal en las abscisas. Es necesario incluir por lo menos tres círculos de Mohr a diferentes presiones de confinamiento sobre un mismo material, que serian el resultado de tres pruebas de compresión triaxial.
- ☉ Dibujar una la línea recta que mejor se ajuste (Envolvente de falla) aproximadamente tangente a los círculos de Mohr, ver (Figura 11).

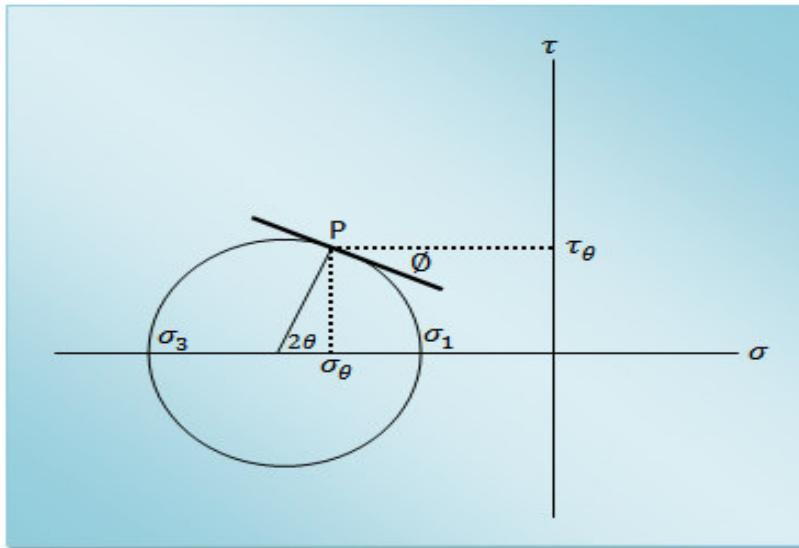


Figura 11. Círculo de Mohr para una prueba de compresión triaxial. Fuente: Obert 1967¹.

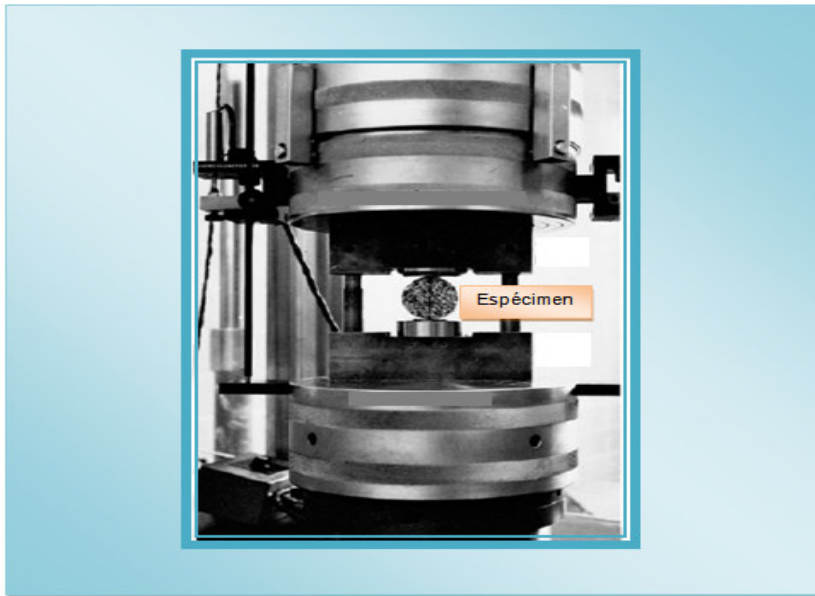
2.2.2 Pruebas de resistencia a la tensión. Las fallas en las rocas muchas veces ocurren bajo resistencia a la tensión, esto debido a que la resistencia de una roca es normalmente más baja en tensión que en compresión, por lo cual es muy importante conocer las técnicas más utilizadas para determinar la resistencia a la tensión. Sin embargo en la práctica las mediciones de la resistencia a la tensión son difíciles de realizar y poco utilizadas, debido a los problemas relacionados con el agarre de la muestra, puesto que al agarrar la muestra no se debe dañar su superficie y la carga debe aplicarse paralela al eje del espécimen.

La resistencia a la tensión es la propiedad mecánica de las rocas que más presenta dependencia de la forma y tamaño del espécimen de roca a ensayar¹, por lo cual las pruebas indirectas para medir la resistencia a la tensión de las rocas son más comúnmente utilizadas que la prueba de tensión uniáxial.

2.2.2.1 Prueba estándar de resistencia tensil al rajado sobre especímenes intactos de roca. En la aplicación de la mecánica de rocas usualmente se trata con estados de esfuerzo complicados incluyendo varias combinaciones de esfuerzos de tensión y compresión. Bajo dichas condiciones la resistencia tensil debe ser obtenida bajo esfuerzos compresivos para que ésta sea representativa de las condiciones de campo. La resistencia de tensión al rajado es una de las pruebas más simples en la cual se producen dichos esfuerzos. Desde que la prueba empezó a ser usada ampliamente surge la necesidad de utilizar un método estándar para que los datos puedan ser comparables. La prueba estándar asegura que el espécimen de roca se rompa diametralmente debido a la tensión actuante a lo largo del diámetro que está sometido a carga.

Descripción del ensayo.

La muestra de roca cilíndrica “plug” se introduce en un sistema que aplica carga en compresión. La carga se transmite al espécimen a lo largo de la línea de contacto entre los platos superior e inferior y el espécimen (Figura 12). El sistema está dotado de un mecanismo que registra la carga de rotura que es el valor de interés.



**Figura 12. Equipo de prueba propuesto para la resistencia tensil de rajado.
Fuente: Norma ASTM D 3967.**

Cálculos.

La resistencia tensil al rajado determinada en esta prueba de laboratorio puede calcularse de la siguiente forma:

$$\sigma_t = \frac{2P}{\pi LD} \quad (20)$$

Donde:

σ_t = Resistencia tensil al rajado en (Mpa) o (Psi).

P = Máxima carga aplicada por la máquina de prueba en (N) o (lbf).

L = Longitud del espécimen de roca en (mm) o (Pulg).

D = Diámetro del espécimen en (mm) o (Pulg).

2.2.2.2 Prueba de punto índice de carga. La norma internacional ASTM D 5731 especifica los procedimientos para la determinación del punto índice de resistencia en núcleos de roca o en muestras de forma irregular. La prueba se puede llevar a cabo en el laboratorio y en campo ya que la máquina que realiza la prueba es portátil. El valor encontrado con la prueba es un valor índice, usado para clasificar y caracterizar la roca estudiada. La prueba se aplica sobre roca de alta dureza, (Resistencia a la compresión superior a 15 Mpa o 2200Psi).

Descripción del ensayo.

La prueba consiste en aplicar carga a una muestra en sentido diametral hasta lograr que el material se fracture, esta prueba comúnmente es usada en Ingeniería Civil. La prueba de punto índice de carga se utiliza en la clasificación de materiales rocosos y para estimar otros parámetros de esfuerzo como: tracción o compresión uniaxial⁵. El ensayo determina el índice de Resistencia I_s en muestras de roca que requieren poca preparación y que pueden tener formas regulares o irregulares (Figura 13).



Figura 13. Prueba de punto índice de carga. Fuente: Cabrera 2003⁵.

Cálculos.

El punto índice de carga (I_s) será:

$$I_s = \frac{F_c}{D_e^2} \quad (21)$$

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 (T_o), por medio de:

$$I_s = 0.80T_o \quad (22)$$

2.2.2.3 Prueba brasilera. También llamada prueba de tracción indirecta, esta prueba mide el esfuerzo a la tracción de la roca. Con esta prueba se halla la resistencia a la tensión inducida (T_o), 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 espécimen⁵ (Figura 14).

Descripción del ensayo.

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 o punto de soporte de la muestra de roca cilíndrica.

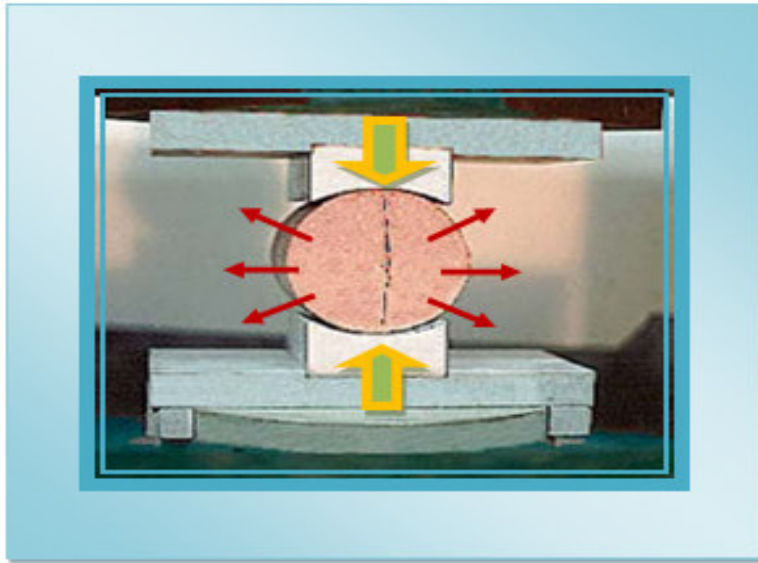


Figura 14. Prueba Brasilera. Fuente: Cabrera 2003⁵.

Cálculos.

La resistencia a la tensión está dada por la relación de la carga pico (F_c) y el producto del diámetro por la longitud:

$$T_o = 0.636 \frac{F_c}{DL} \quad (23)$$

Donde T_o es la resistencia a la tensión inducida y está dada en (Mpa), D es el diámetro de la muestra y L es la longitud de la muestra de roca, donde ambos parámetros deben darse en (mm). La prueba Brasilera tiende a dar resultados más representativos que aquellos obtenidos a través de las mediciones de la prueba de resistencia a carga puntual (Point Load Test).

3. PROPIEDADES FISICAS, QUIMICAS Y ESTRUCTURALES DE LAS ROCAS ARCILLOSAS

3.1 ARCILLAS.

Desde el punto de vista físico las arcillas se definen como una mezcla heterogénea de minerales de tamaño inferior a 2 micras provenientes de minerales tales como el feldespato, cuarzo, pirita, calcita y otros materiales sedimentarios compuestos de materiales como aluminio, sílice y agua. Desde el punto de vista químico las arcillas se clasifican como silicatos de aluminio. (Baroid, 1991. Weaver, 1989)

Los elementos más abundantes sobre la corteza terrestre (8,1% de Aluminio, 27,7% de Silicio y 46,6% de Oxígeno) son los principales constituyentes de los minerales arcillosos, por lo cual no es de extrañarse que la mayoría de las formaciones que se perforan contengan minerales de esta naturaleza (Baroid, 1991. Weaver, 1989).

3.1.1 Estructura fundamental de las arcillas Las propiedades de las arcillas están altamente ligadas a la estructura atómica de sus minerales. La estructura atómica de los minerales de arcilla es similar a las micas, es decir que se constituye de láminas cristalinas superpuestas que pueden tener forma Tetraédrica u Octaédrica. La identificación y posterior clasificación de estas estructuras arcillosas se determina mediante: análisis de difracción de rayos X

(DRX), análisis térmicos diferenciales y espectros de absorción. Existen diversas configuraciones por medio de las cuales se disponen estos tetraedros y octaedros para así dar lugar a diferentes tipos de minerales con diferentes propiedades, siendo las principales unidades estructurales básicas, la hoja tetraédrica de sílice y hoja octaédrica de aluminio.

Los minerales de arcilla más comunes en la naturaleza, son también los más importantes y de mayor interés para la industria petrolera durante la perforación de pozos, estos minerales son la caolinita, illita, mica, clorita, esméctita, atapulgita y sepiolita. Las diferencias fundamentales entre los minerales arcillosos se deben a las diferencias estructurales y composicionales, por lo cual la combinación ideal es aquella en la que la estructura cristalina se forma de una manera que todos los átomos metálicos del octaedro son iguales y los átomos metálicos del tetraedro son de otro tipo. En estos casos la estructura se halla balanceada y es eléctricamente neutra.

Las verdaderas estructuras de los minerales arcillosos poseen cargas eléctricas debido a la presencia de unos pocos átomos metálicos que son diferentes a los átomos predominantes y tienen una carga iónica diferente, esto se denomina Sustitución Isomórfica, y ocurre cuando el mineral se forma. En medio acuoso, los cationes absorbidos de una forma natural pueden intercambiarse con cationes de otra especie contenida en el agua, estos cationes se conocen como cationes intercambiables, y pueden ser medidos por medio de la Capacidad de Intercambio Catiónico. (Weaver, 1989. Tarbuck, 1999).

3.1.2 Grupos de minerales arcillosos. En la superficie terrestre existe una gran variedad de minerales arcillosos y por lo tanto también numerosos tipos de rocas arcillosas, estos minerales se encuentran separados en dos grupos, los minerales

hidratable y los no hidratable¹², a continuación se describen las características más importantes de los principales grupos de minerales arcillosos.

🌐 **Grupo de la Caolinita:** La estructura más simple en los minerales arcillosos la tienen los minerales del grupo de la caolinita, este mineral recibe su nombre por la colina Koa Ling en China, la cual fue la principal fuente de arcilla blanca de alta pureza por varios siglos¹⁰. La estructura de los minerales del grupo de la caolinita consiste en la alternación de láminas tetraédricas de silicio (“t”) y láminas octaédricas de aluminio (“o”) donde las cargas se hallan balanceadas (Tarbuck, 1999. Goetz, J., Selley, 1992). El cristal natural consiste de 100 capas, una sobre la otra como se puede observar en la (Figura 15).

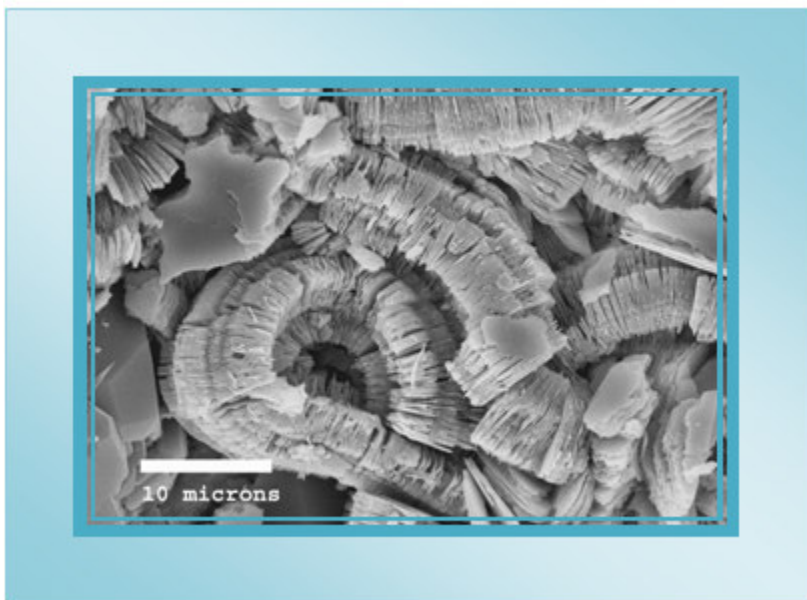


Figura 15. Microfotografía del mineral Caolinita. Fuente: Society of Clay Minerals.

Las laminas de estos minerales están fuertemente unidas y esta fuerza es ejercida por los hidrógenos presentes, lo que evita la expansión del mineral al igual que su hidratación¹⁰. Si la caolinita se fractura, lo hace a lo largo de la base de los

tetraedros, pero los fluidos no pueden ingresar en medio de las capas para apartarlas. La caolinita es muy sensible al pH de las soluciones. La capacidad de intercambio catiónico de este mineral es baja, entre 3 y 15 meq/100g (Baroid, 1991. Weaver, 1989. Goetz, J.). Los fluidos viscosificados con caolín tienen bajas viscosidades debido a la naturaleza no hidratable de la estructura cristalina¹¹.

Los minerales del grupo de la caolinita son: Caolinita, Dichita, Nacrita, Halloisita, de los cuales, la caolinita es el más puro, siendo exclusivamente un aluminosilicato.

🌐 **Grupo de la Esméctita (Montmorillonita):** La esméctita está constituida por cristales muy finos de capas delgadas y es el mineral que constituye la bentonita, la cual es una arcilla comúnmente utilizada en la industria petrolera y que además es una forma similar de la Montmorillonita¹³, para la preparación de lodos de perforación; la esméctita de muchas formaciones de edad geológica reciente, presenta problemas de inestabilidad al perforar dichas formaciones debido a que la esméctita se hidrata e hincha fácilmente en presencia de agua. La estructura de los minerales de este grupo, es muy similar a la del grupo de las Illitas que a continuación se describirá, con la diferencia de que en este grupo hay ausencia de iones de potasio, lo cual ocasiona que la arcilla se hinche¹¹. El hinchamiento de las esmectitas y su amplia área superficial son las características más sobresalientes de este grupo de minerales arcillosos.

Normalmente en los minerales pertenecientes a este grupo, se presenta sustitución isomórfica la cual es consecuencia de un alto desequilibrio de cargas negativas, debido a esto y a la cantidad de agua interlaminada, la esméctita posee la más alta Capacidad de Intercambio Catiónico de los minerales arcillosos.

🌐 **Grupo de la Illita.** Entre los minerales arcillosos en su estado natural, la Illita es la más común y pertenece a un grupo de minerales conocido como micas. En las Illitas (Figura 16) se presenta sustitución isomórfica en la hoja tetraédrica, donde

uno de cada cuatro iones de silicio es reemplazado por aluminio o hierro. Debido a la frecuencia de las sustituciones iónicas en las Illitas, hace que estas desarrollen superficies negativas cargadas y como consecuencia que posean una mayor Capacidad de intercambio Catiónico que la Caolinita¹⁰.

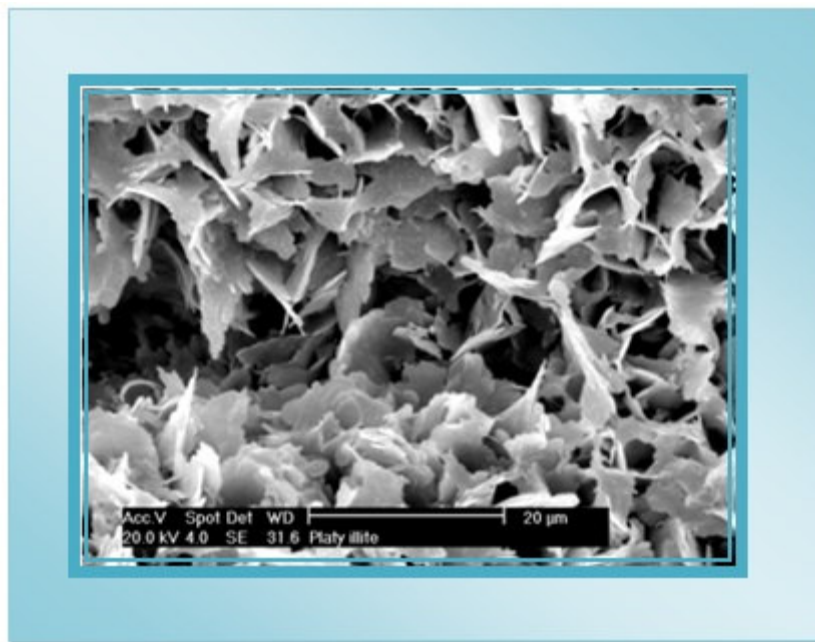


Figura 16. Microfotografía del mineral Illita. Fuente: Society of Clay Minerals.

Las micas presentes en formaciones sedimentarias se clasifican como Illitas, en estos minerales hay menos reemplazo de Al^{3+} por Si^{4+} . Las capas pueden tener en adición cationes como Ca^{2+} , Mg^{2+} o H^+ . Esta alteración permite una hidratación reducida entre las capas y es por esto que las Illitas y las micas pueden reaccionar con iones de potasio y ser estabilizadas en determinadas ocasiones. Las Esmectitas generalmente se convierten en Illitas, aumentando de esta manera la concentración de Illitas a mayores profundidades.

🌐 **Grupo de la Clorita:** Este grupo de minerales está constituido por minerales donde uno de sus elementos ha sido sustituido por otro dentro de su enrejado cristalino, este enrejado se diferencia del enrejado de la esméctita debido a que en

el espacio en el cual la esméctita posee agua, la clorita contiene una lámina octaédrica de magnesio y hierro (Figura 17). (Baroid, 1991. Weaver, 1989. Tarbuck, 1999. Goetz, J. Selley, 1992). Las láminas de estos minerales, están fuertemente unidas por iones hidratados de magnesio, aluminio o hierro por lo cual el ingreso de electrolitos es muy difícil.

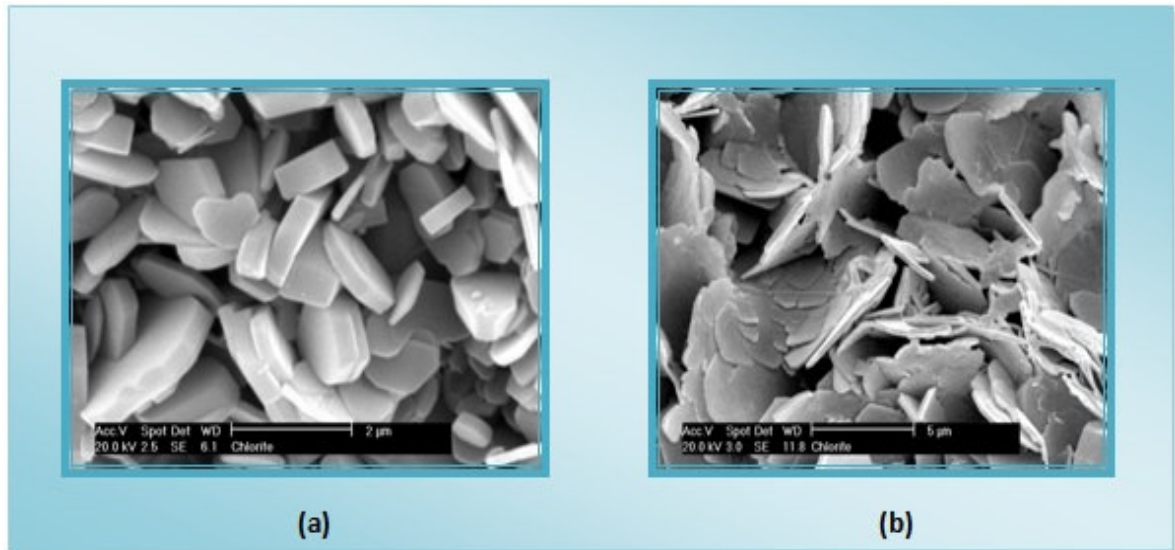


Figura 17. a) Microfotografía del mineral Clorita rico en Mg, b) Microfotografía del mineral Clorita rico en Fe. Fuente: Society of Clay Minerals.

Los minerales de este grupo se diferencian entre sí debido al tipo y cantidad de sustituciones dentro de las capas de tetraedros y octaedros que conforman su estructura que es similar a las Esmectitas o Illitas. Como resultado de la variabilidad de estas sustituciones, el valor de Capacidad de Intercambio Catiónico es muy variable, además, las complicaciones aumentan si se tiene en cuenta que estos minerales generalmente se encuentran mezclados con otros minerales.

🌐 **Grupo de la Vermiculita:** Este grupo posee un enrejado cristalino similar al de la Illita, pero la capa octaédrica de la Vermiculita contiene principalmente hierro y magnesio¹⁰ (brucita). Las láminas de este tipo de mineral no se encuentran

fuertemente unidas, permitiendo que el agua entre en los espacios interlaminares. La Vermiculita es el único mineral arcilloso que conserva sus propiedades de hidratación aún después de ser calentado a temperaturas tan altas como 500 °C. En la estructura de la Vermiculita siempre queda una deficiencia de carga, esta deficiencia se satisface por cationes intercambiables, dándole a estos minerales una Capacidad de Intercambio Catiónico similar al de la Esméctita (Goetz, J.).

🌐 **Grupo de Paligorskita:** Este es un grupo de minerales de arcilla poco común, en el cual el tetraédro de silicio forma cadenas en lugar de láminas. Este mineral posee la apariencia de una aguja. El mineral principal de este grupo se conoce por dos nombres, Sepiolita y Atapulgita. Los minerales en este grupo son ricos en magnesio.

🌐 **Grupo de los Interestratificados:** Este grupo se compone por arreglos minerales en los cuales se intercalan láminas de algunos de los grupos mencionados anteriormente, el interestratificado más común es el illita – esméctita. Las arcillas interestratificadas pueden indicar la transición de un mineral a otro.

3.1.3 Propiedades físico-químicas de los minerales arcillosos. Las aplicaciones industriales de estos minerales radican en sus propiedades físico-químicas. Dichas propiedades se derivan principalmente de:

- 🌐 Su extremadamente pequeño tamaño de partícula (inferior a 2 μm).
- 🌐 Su morfología laminar (filosilicatos).
- 🌐 Las sustituciones isomórficas, que dan lugar a la aparición de carga en las láminas y a la presencia de cationes débilmente ligados en el espacio interlaminar.

Como consecuencia de estos factores presentan por una parte, un valor elevado del área superficial y a la vez la presencia de una gran cantidad de superficie activa con enlaces no saturados. Por ello pueden interaccionar con muy diversas sustancias en especial compuestos polares, por lo que tienen comportamiento plástico en mezclas arcilla-agua con elevada proporción sólido/líquido y son capaces en algunos casos de hinchar, con el desarrollo de propiedades reológicas en suspensiones acuosas.

Por otra parte, la existencia de carga en las láminas se compensa con la entrada en el espacio interlamilar de cationes débilmente ligados y con estado variable de hidratación, que pueden ser intercambiados fácilmente mediante la puesta en contacto de la arcilla con una solución saturada en otros cationes, a esta propiedad se la conoce como capacidad de intercambio catiónico y es también la base de multitud de aplicaciones industriales.

Superficie Específica: La superficie específica o área superficial de una arcilla se define como el área de la superficie externa más el área de la superficie interna (en el caso de que esta exista) de las partículas constituyentes, por unidad de masa, expresada en m^2/g . Las arcillas poseen una elevada superficie específica, muy importante para ciertos usos industriales en los que la interacción sólido-fluido depende directamente de esta propiedad. A continuación se muestran algunos ejemplos de superficies específicas de arcillas:

Tabla 2. Superficie Específica de algunas sustancias minerales.

Mineral.	Superficie Específica (m^2/g)
Caolinita de alta cristalinidad.	Hasta 15
Caolinita de baja cristalinidad.	Hasta 50

Halloisita.	Hasta 60
Illita.	Hasta 50
Montmorillonita.	80 - 300
Sepiolita.	100 - 240
Paligorskita	100 - 200

Fuente: Suárez, M. y García, E.

Ⓢ **Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC):** Es una propiedad fundamental de las esméctita. Son capaces de cambiar fácilmente, los iones fijados en la superficie exterior de sus cristales, en los espacios interlaminares, o en otros espacios interiores de las estructuras, por otros existentes en las soluciones acuosas envolventes. La capacidad de intercambio catiónico (CEC) se puede definir como la suma de todos los cationes de cambio que un mineral puede adsorber a un determinado pH¹⁴. Es equivalente a la medida del total de cargas negativas del mineral. Estas cargas negativas pueden ser generadas de tres formas diferentes:

- Ⓢ Sustituciones isomórficas dentro de la estructura.
- Ⓢ Enlaces insaturados en los bordes y superficies externas.
- Ⓢ Disociación de los grupos hidroxilos accesibles.

El primer tipo es conocido como carga permanente y supone un 80% de la carga neta de la partícula; además es independiente de las condiciones de pH y actividad iónica del medio. Los dos últimos tipos de orígenes de las cargas varían en función del pH y de la actividad iónica. Corresponden a bordes cristalinos, químicamente activos y representan el 20% de la carga total de la lámina¹⁴. A continuación se muestran algunos ejemplos de capacidad de intercambio catiónico (en meq/100 g):

Tabla 3. Capacidad de Intercambio Catiónico de algunos minerales arcillosos.

Mineral.	Capacidad de Intercambio Catiónico.
Caolinita.	3 – 5
Halloisita.	10 – 40
Illita.	10 – 50
Clorita.	10 – 50
Vermiculita.	100 – 200
Montmorillonita.	80 – 200
Sepiolita-Paligorskita.	20 - 35

Fuente: Suárez, M. y García, E.

📌 **Capacidad de Absorción y Adsorción:** La capacidad de absorción está directamente relacionada con las características texturales (superficie específica y porosidad) y se puede hablar de dos tipos de procesos que difícilmente se dan de forma aislada: *absorción* (cuando se trata fundamentalmente de procesos físicos como la retención por capilaridad) y *adsorción* (cuando existe una interacción de tipo químico entre el adsorbente, en este caso la arcilla, y el líquido o gas adsorbido, denominado adsorbato).

La capacidad de *adsorción* se expresa en porcentaje de adsorbato con respecto a la masa y depende para una misma arcilla de la sustancia de que se trate. La *absorción* de agua de arcillas absorbentes es mayor del 100% con respecto al peso¹⁴.

📌 **Hidratación e Hinchamiento:** La hidratación y deshidratación del espacio interlamilar son propiedades características de las esméctita. Aunque hidratación y deshidratación ocurren con independencia del tipo de catión de cambio presente,

el grado de hidratación sí está ligado a la naturaleza del catión interlaminar y a la carga de la lámina.

La absorción de agua en el espacio interlaminar tiene como consecuencia la separación de las láminas dando lugar al hinchamiento (Figura 18). Este proceso depende del balance entre la atracción electrostática catión-lámina y la energía de hidratación del catión. A medida que se intercalan capas de agua y la separación entre las láminas aumenta, las fuerzas que predominan son de repulsión electrostática entre láminas, lo que contribuye a que el proceso de hinchamiento pueda llegar a disociar completamente unas láminas de otras. Cuando el catión interlaminar es el sodio, las esméctita tienen una gran capacidad de hinchamiento, pudiendo llegar a producirse la completa disociación de cristales individuales de esméctita, teniendo como resultado un alto grado de dispersión y un máximo desarrollo de propiedades coloidales. Si por el contrario, tienen Ca o Mg como cationes de cambio su capacidad de hinchamiento será mucho más reducida¹⁴.

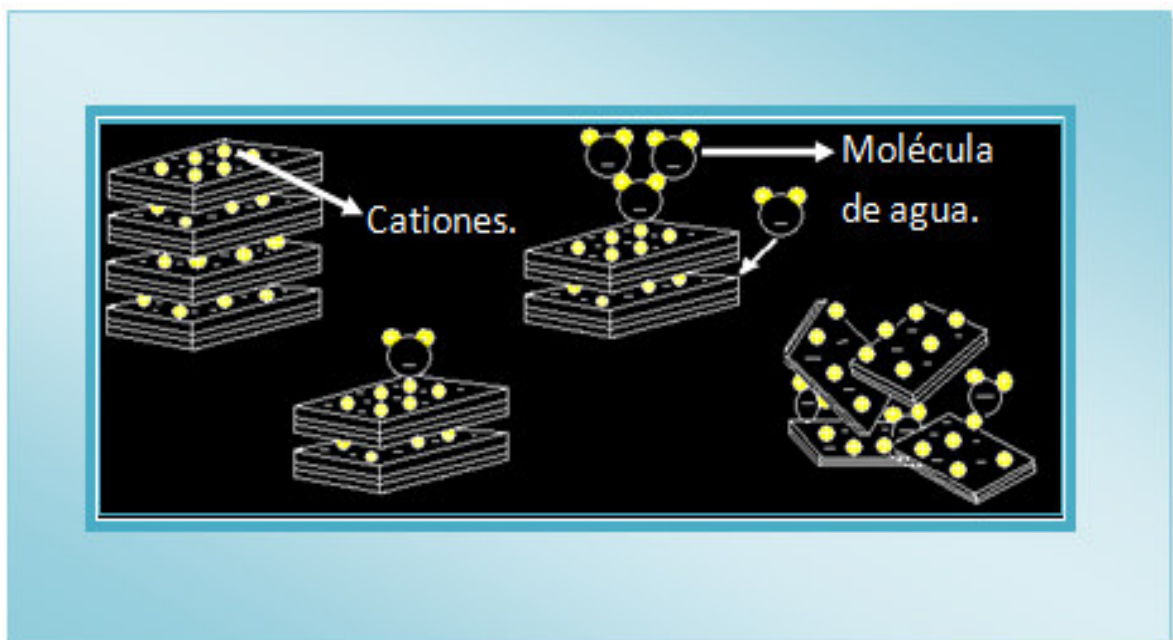


Figura 18. Proceso de separación de las láminas de arcilla debido al hinchamiento. Fuente: Suárez, M. y García, E.

🌐 **Plasticidad:** Las arcillas son eminentemente plásticas. Esta propiedad se debe a que el agua forma una envuelta sobre las partículas laminares produciendo un efecto lubricante que facilita el deslizamiento de unas partículas sobre otras cuando se ejerce un esfuerzo sobre ellas. La elevada plasticidad de las arcillas es consecuencia, nuevamente, de su morfología laminar, tamaño de partícula extremadamente pequeño (elevada área superficial) y alta capacidad de hinchamiento¹⁴.

Generalmente, esta plasticidad puede ser cuantificada mediante la determinación de los índices de Atterberg (Límite Líquido, Límite Plástico y Límite de Retracción). Estos límites marcan una separación arbitraria entre los cuatro estados o modos de comportamiento de un suelo sólido, semisólido, plástico y semilíquido o viscoso. La relación existente entre el límite líquido y el índice de plasticidad ofrece una gran información sobre la composición granulométrica, comportamiento, naturaleza y calidad de la arcilla¹⁴. Existe una gran variación entre los límites de Atterberg de diferentes minerales de la arcilla, e incluso para un mismo mineral arcilloso, en función del catión de cambio. En gran parte, esta variación se debe a la diferencia en el tamaño de partícula y al grado de perfección del cristal. En general, cuanto más pequeñas son las partículas y más imperfecta su estructura, más plástico es el material.

🌐 **Tixotropía:** La tixotropía se define como un fenómeno que consiste en la pérdida de resistencia de un coloide al amasarlo, y su posterior recuperación con el tiempo¹⁴. Las arcillas tixotrópicas cuando son amasadas se convierten en un verdadero líquido. Si a continuación se les deja en reposo recuperan la cohesión, así como el comportamiento sólido. Para que una arcilla tixotrópica muestre este comportamiento especial deberá poseer un contenido de agua próximo a su límite líquido. Por el contrario, en torno a su límite plástico no existe posibilidad de comportamiento tixotrópico. Esta propiedad es muy aprovechada en los fluidos de perforación para evitar una precipitación de ripios y cortes que puedan causar entrapamiento de la broca.

4. LOS SHALES, PROBLEMAS QUE PRESENTAN Y FACTORES QUE AFECTAN SUS PROPIEDADES MECANICAS.

4.1 SHALES.

El shale es un tipo de roca sedimentaria característica de ambientes con niveles de energía bajos que permiten la depositación de minerales cuyo tamaño de grano es inferior a 2 micras y su forma de partícula es laminar (minerales arcillosos), además de niveles de energía bajos es necesario un espacio de acomodación del sedimento que no afecte la energía del medio, es decir, si el espacio de acomodación en una cuenca sedimentaria no es el adecuado, por ejemplo un riachuelo, en donde la velocidad del agua es suficiente como para mantener en suspensión las partículas más finas solo se depositaran las partículas pesadas.

Por lo anterior tenemos un marco ambiental en el cual se puede ubicar la depositación de los shales, o en general las rocas arcillosas, este ambiente controla las propiedades sedimentológicas las cuales se verán reflejadas en las propiedades mecánicas de la roca, estas propiedades sedimentológicas son: estructura laminar, composición mineralógica, cambios en el sistema de depositación, contenido de sales en el agua de los poros etc.

En algunos casos el shale no es laminar sino que es masivo lo cual indica unas condiciones de depositación diferentes, el grado de diagénesis (incluye todos los procesos físicos y químicos que se dan a cabo tan pronto como el sedimento comienza a ser depositado y compactado hasta que se convierte en roca) también influye en la estructura.

En los shales, generalmente existe una red de minerales arcillosos que están compactados a lo largo de toda la roca. Debido a que las partículas de minerales arcillosos son muy pequeñas y de forma laminar, aportan a la matriz de un shale típico una gran cantidad de área de superficie específica y una permeabilidad mucho más baja que la de una arenisca, además usualmente tienen una alta superficie de saturación la cual proporciona al material un contenido de agua muy alto y una sensibilidad considerable a las condiciones químicas del ambiente en donde se encuentra, los shales son a menudo altamente anisotrópicos (sus condiciones deposicionales varían de un lado a otro y existe un establecimiento de planos de estratificación marcada), y en ocasiones muy débiles¹⁵.

Para nuestro interés los shales son entonces constituyentes esenciales de gran parte de los suelos y sedimentos debido a que son, en su mayor parte, producto final de la meteorización de los silicatos que son formados a mayores presiones y temperaturas, y que en el medio exógeno (superficie terrestre) se hidrolizan.

4.1.1 Características fundamentales de los shales. Los sedimentólogos han hallado que el shale es una roca difícil de trabajar debido a su tamaño de grano muy fino, a falta de conocimiento de su estructura sedimentaria, y a que no hay modelos disponibles para estudiarlo.

Las características distintivas de los shales de interés para la industria del petróleo son: su contenido de arcilla, baja permeabilidad (independiente de la porosidad) debido a la conectividad pobre del poro a través de las gargantas estrechas del poro (los diámetros típicos del poro están en un rango de 3 nm-100 nm con un mayor número de poros que tienen diámetro de 10 nm), y gran diferencia en el coeficiente de expansión térmica entre el agua y los componentes de la matriz del shale.

Varios factores afectan las propiedades de los shales enterrados a diferentes profundidades, en estos la cantidad y el tipo de minerales, particularmente arcilla, determinan la compatibilidad con el agua. Por ejemplo, los shales con más esméctica, tienen mayor compatibilidad con el agua (adsorben más agua) que los shales con mayor contenido de illita o caolinita¹⁶.

En las arcillas se pueden encontrar tres diferentes tipos de agua, aunque cada arcilla no necesariamente contendrá de todos los tipos.

🌐 **Agua intercrystalina:** Se encuentra asociada con los cationes neutralizando la carga causada por la substitución elemental.

🌐 **Agua osmótica:** Se presenta como una capa superficial fijada por absorción, asociada con las cargas en la arcilla. La hinchazón asociada a este tipo de mecanismo ocurre cuando las rocas sedimentarias son descargadas como se da durante la perforación.

🌐 **Agua Atrapada:** La cual está presente en la misma molécula arcillosa como un límite estructural de los grupos hidrogeno e hidroxilo, los cuales bajo condiciones extremas, temperaturas entre 600-700 °C, se separan de la arcilla para formar agua. El agua libre existe solamente dentro del espacio de poro entre los granos.

La porosidad del shale se define normalmente como el porcentaje de agua con respecto a su volumen total. Este valor se mide secando un volumen conocido de shale a elevada temperatura. La porosidad entonces, es una medida de agua libre, de agua osmótica y en un grado inferior de agua intercrystalina. Las propiedades del shale y la interacción con el fluido de perforación son influenciadas fuertemente por el agua atrapada y en un grado inferior por el agua libre.

La compactación de la arcilla sucede en tres principales etapas. Las arcillas son removidas del suelo por el agua y depositadas en lugares quietos. En su estado inicial de depositación y compactación, tienen alta porosidad y permeabilidad; los fluidos del poro están en comunicación con el agua que se encuentra arriba y los

sedimentos, que consisten en la arcilla hidratable con capas de agua absorbidas que previenen el contacto físico directo grano-a-grano. A la hora de la depositación, el contenido de agua en el lodo puede ser del 70-90%.

En el proceso normal de la compactación como arcilla-shale los sedimentos que se entierran con agua en el poro comienzan a expeler, y la porosidad disminuye. Sin embargo, cualquier interrupción de esta compactación y del proceso normal de la expulsión del agua puede conducir a un aumento en la porosidad y en la presión de poro.

4.1.2 Estructura de los shales. En cuanto a la estructura de este tipo de roca tenemos un ordenamiento que por lo general es laminar, estas láminas no son necesariamente continuas lateralmente o de contactos rectos y regulares, pueden ser contactos ondulados y formando ángulos con las demás capas. En algunos casos el shale no es laminar sino que es masivo lo cual indica unas condiciones de depositación diferentes, el grado de diagénesis (la diagénesis incluye todos los procesos que se dan a cabo tan pronto como el sedimento comienza a ser compactado hasta que se convierte en roca) también influye en la estructura.

Los shales son por lo general rocas impermeables debido al tamaño tan pequeño de sus poros y al diferencial de carga negativa que presentan sus laminas, esto convierte al shale en una buena roca sello para yacimientos de gas y/o aceite, además de esto debido a las condiciones de depositación los shales presentan un considerable contenido de materia orgánica, la cual gracias a las condiciones ambientales de depositación se preserva y durante la diagénesis se transforma en hidrocarburos lo cual también convierte al shale en la principal roca generadora de hidrocarburos.

La composición mineralógica de los shales y su estructura interna nos llevan a tener en cuenta los materiales que pueden ser depositados en una cuenca sedimentaria estos son los sedimentos, los cuales se clasifican según su tamaño y su origen, según el tamaño existe una clasificación estándar relacionada en una tabla de tamaño de grano (Figura 19), para los shales debe tenerse en cuenta los tamaños de lodo y arcilla los cuales son los principales componentes de este tipo de roca.

Tabla 4. Tamaño de grano de las partículas sedimentarias.

		Phi (Φ)	Micrones	Milímetros
Grava				
	Boulder			
	Guijarro 1			
	Guijarro 2	-2		4
	Granulo	-1		2
Arenas				
	Arena muy gruesa	0		1
	Arena gruesa	1	500	0,5
	Arena media	2	250	0,25
	Arena fina	3	125	0,125
	Arena muy fina	4	62,5	0,0625
Lodos				
	Limo grueso	5	31	0,031
	Limo medio	6	15,6	0,0156
	Limo fino	7	7,8	0,0078
	Limo muy fino	8	3,9	0,0039
	Arcilla	9	2	0,002

Fuente: R. A. Reyes, J.G Vargas 2005.

4.2 PROBLEMAS QUE PRESENTAN LOS SHALES DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS.

Por su alta sensibilidad a la influencia mecánica y química, los shales son particularmente problemáticos al ser perforados. Más del 90% de los problemas relacionados con perforación están asociados a la inestabilidad de formaciones de shale y tal inestabilidad le cuesta a las empresas alrededor de un billón de dólares anualmente. Se puede establecer una clasificación útil de los shales en términos de dureza. Los Shales blandos (arcillolitas/lodolita) tienden a ser relativamente jóvenes y están usualmente ubicadas cerca de la superficie. Los shales más duros son más viejos y usualmente están enterrados a mayor profundidad. Cada tipo puede asociarse con un conjunto particular de problemas de perforación por ejemplo, es más probable que se presenten problemas de erosión, tight hole y bit balling por shales blandos. Los shales duros ó frágiles sufren más derrumbes (cavings) y ovalización (breakouts) repentinos debido a fallas en la pared del pozo, también se ha visto a partir de los shales que la dureza se correlaciona con otras propiedades como el MBT (metlhylene blue test), contenido de agua y densidad. Cuando se atacan problemas de perforación en shales, deberían tenerse en cuenta siempre aspectos químicos y mecánicos. A continuación se describen algunos de los problemas más comunes durante la perforación de formaciones arcillosas y sus posibles controles:

🌀 **Anillos de Lodo (Mud Rings):** Los ripios obtenidos de la perforación por la acción de la broca son blandos, tienden a agruparse en el anular, impidiendo el paso del fluido de perforación y el transporte de los ripios hacia la superficie. El anillo de ripios puede migrar hacia arriba ó hacia abajo dependiendo del flujo de lodo, y puede llevar al bloqueo de las líneas de flujo. La restricción de ripios podría conducir en última instancia a la ocurrencia de pack off (empaquetamiento); Este es un problema que tiende a presentarse sólo con lodos base agua. Las

manifestaciones principales de este problema son: Incremento en la presión de la bomba conforme el anular se bloquea parcialmente, Reducción en las tasas de flujo de rípios, vistas en la zaranda, incremento en el torque debido al efecto de freno del mud ring.

Para prevenir los anillos de lodo es conveniente: Emplear suficiente lodo de inhibición para evitar rípios pegajosos, evitar excesiva ROP, asegurar buena limpieza del hueco para evitar crecimiento excesivo de rípios, usar líneas de flujo de gran diámetro.

🔍 **Hueco Reducido (Tight Hole):** Este problema se relaciona con shales blandos los cuales poseen mayor contenido de arcillas, lo cual los hace hincharse reduciendo el tamaño del hueco, este problema durante la perforación se puede detectar por alta presión en la bomba, aumento del torque y dificultad para retirara la tubería. Puede presentarse cierto retraso en el tiempo (las sales se toman cierto tiempo en reaccionar). Así la broca puede quedar libre durante la perforación, pero posteriormente podría dificultar el bombeo y/o salida de tubería del hueco.

Con el fin de controlar y/o prevenir este problema, se recomienda emplear lodo inhibido, peso de lodo necesario para balancear los esfuerzos en el fondo, emplear salinidad suficiente cuando use lodo base aceite, viajes de limpieza regulares, emplear el aditivo lubricante apropiado en pozos desviados y minimizar el tiempo de exposición de hueco abierto (diseño del casing)¹⁷.

🔍 **Erosión (Washout):** Este problema se presenta debido a la naturaleza dispersa de los shales reactivos, ocasionando ensanchamiento del hueco. Se presenta generalmente cuando se utilizan lodos base agua, ya que cuando se utilizan lodos base aceite es muy raro que se presenten. Los Washout pueden llevar a problemas de limpieza del hueco y corridas en el pozo, además de pobres trabajos

de cementación, etc.; se caracteriza por el incremento en el volumen de ripios, dificultades en las corridas en el hueco debido a la pobre limpieza del hueco.

Con el propósito de solucionar este problema se propone establecer la reactividad del shale antes de ser perforado, mantener circulando el lodo para evitar deslizamiento de ripios, seleccionar el nivel apropiado de inhibición del lodo, emplear lodo con buenas propiedades de limpieza y retirar la tubería lentamente para reducir presiones de surgencia/suabeo.

🔗 **Entrampamiento de la Broca (Bit Balling):** Este es un problema común en formaciones de shale que se están perforando y se constituyen por shales blandos con características plásticas, los cuales tienden a adherirse al ensamblaje de fondo del pozo (BHA) ocasionando atascamientos de la broca de perforación, de los drill collars y de los estabilizadores. Comúnmente este problema se presenta cuando se utilizan lodos base agua poco inhibidos. Los entrampamientos de la broca se detectan por: reducciones en la tasa de perforación (ROP), incrementos en la presión de la bomba a medida que las líneas se bloquean, zaranda bloqueada indicando arcillas con tendencias al entrampamiento, vías restringidas y posibles pegas de la tubería.

Para controlar y prevenir este problema que comúnmente se presenta en campo durante la perforación, se recomienda: contar con cantidades suficientes de lodo de limpieza para así lograr la extracción de los ripios tan pronto se producen, también se ha propuesto una modificación de la estructura de la broca que consiste en establecer un máximo de espacio libre entre los dientes y el cuerpo de la broca, removiendo tanta estructura de soporte como sea posible, y por lo tanto reduciendo las posibilidades de acumulación de escombros alrededor de la estructura de corte.

4.3 FACTORES QUE AFECTAN LA RESISTENCIA DE LOS SHALES.

La resistencia de los shales es una de las propiedades que mas alteraciones sufre cuando el shale es afectado por factores que pueden ser físicos, químicos y/o mecánicos, los factores que se deben considerar son aquellos que afectan al shale que se encuentra en el subsuelo y a los shales que afloran en la superficie, los cuales se consideran es este trabajo. Existen factores presentes desde el mismo momento de la generación de los shales, que llegan a alterar la resistencia que estos poseen, tales factores pueden ser: el ambiente de depositación de los sedimentos, el contenido de minerales en la roca, la bioperturbación durante la compactación de la roca y el grado de meteorización de los silicatos que generaron el shale. Los factores mencionados anteriormente son los responsables de las diversas variedades de shales existentes, con sus respectivas propiedades mecánicas propias de cada tipo.

Los factores ambientales son los que mayormente afectan los shales que afloran en la superficie ocasionando erosión, meteorización severa y finalmente la degradación de la roca, en cuanto a los factores que afectan la resistencia de los shales que se encuentran en formaciones de subsuelo los más comunes son: los efectos del tectonismo ocasionado por la presencia de fallas activas y en constante movimiento (caso del Piedemonte llanero), presión de poro, temperatura, aguas subterráneas, cambios en los estados de esfuerzos causados por la perforación de pozos y la interacción del fluido de perforación con los shale de formaciones perforadas. Con el fin de tener una mayor claridad a continuación se presentan los más destacables factores y efectos que se ocasionan sobre la resistencia de los shales.

4.3.1 Efecto de Factores Ambientales sobre los shales Expuestos en Afloramientos. Es importante considerar estos efectos sobre los shales que se hallan expuestos en la superficie terrestre, debido a que las correlaciones que se construyeron en este proyecto de grado se realizaron sobre muestras de shale provenientes de un afloramiento rocoso.

Debido a los constantes movimientos de las placas tectónicas terrestres que se han llevado a cabo durante millones de años, se han provocado los diversos relieves que encontramos en nuestros continentes, como son las cordilleras, macizos, volcanes y demás estructuras que son el resultado del constante movimiento del subsuelo, esto también ha ocasionado que muchas de las formaciones rocosas que se hallan a gran profundidad hayan logrado llegar a la superficie, permitiendo así que geólogos y expertos en temas de rocas estudien sus propiedades y se contribuya al conocimiento de las características y propiedades de las rocas que se hallan en el subsuelo y que durante la perforación son expuestas al hueco.

Los afloramientos rocosos están expuestos a diversos factores que logran alterar las propiedades mecánicas, físicas y químicas de las rocas, **el agua** es el principal factor que altera la resistencia de los afloramientos de shale, esta agua puede provenir de ríos, riachuelos, quebradas, aguas filtradas y aguas lluvias que entran en contacto con los afloramientos, ocasionando que los shales con altos contenidos de minerales arcillosos (esmectita) alteren su estructura interna laminar, ocasionando **la hidratación e hinchamiento** de la roca (Figura 19). La hidratación e hinchamiento de la roca son factores que debilitan la cohesión de los minerales arcillosos y ocasionan que la resistencia del shale se disminuya considerablemente, además es importante tener en cuenta que la hidratación e hinchamiento de los shales ocasionan cambios estructurales tan significativos que se hacen irreversibles, es por esto que los shales que se han hidratado con agua o con lodos de perforación base agua, una vez dejan de estar hidratados, presentan

el fenómeno de **la deshidratación** y disminución del volumen que se había generado por el hinchamiento, ocasionando que el material rocoso se fracture y pierda la resistencia, este fenómeno lo encontramos en shales con altos contenidos de arcillas presentes en afloramientos (Figura 20) y en los rípios de perforación que se obtienen durante estas operaciones y que no son conservador en aceite mineral para mantener la hidratación equilibrada o estable.



Figura 19. Afloramiento de la Formación Umir. (Muestras de shale totalmente hidratadas e hinchadas). Fuente: El Autor del Proyecto.



Figura 20. Muestra extraída de la Formación Umir. Deshidratada y fracturada.
Fuente: El Autor del Proyecto.

La meteorización es otro factor que altera la resistencia del shale, ya que la meteorización es un proceso de desintegración físico y químico de las rocas en o cerca de la superficie de la Tierra. La meteorización física o mecánica rompe las rocas sin alterar su composición, pero ocasiona que en la mayoría de los shales el grado de fisilidad o debilidad para romperse la roca por sus planos de laminación sea alto, ocasionando que la resistencia del shale en la dirección paralela a los planos de laminación disminuya significativamente de su valor original y la meteorización química descompone las rocas alterando lentamente los minerales que las integran, por lo cual este tipo de meteorización altera la resistencia propia del shale, haciéndolo más débil.

Los microorganismos y la vegetación son también responsables de la alteración de las propiedades de los shales presentes en afloramientos, estos

microorganismos y las raíces de la vegetación alteran la parte más superficial o expuesta de los shales que se encuentran en el afloramiento, biodegradando las muestras de roca hasta el punto de convertirlas en material desintegrado que pasa a formar parte del suelo; estos agentes biológicos no actúan por si solos, sino que se apoyan en la presencia de agua y oxígeno para expandir su presencia y acelerar el proceso de ataque a los shales. Ejemplo de estos efectos se pueden ver en la (Figura 21) donde se presenta un afloramiento de la Formación Paja ubicado sobre la vía Bucaramanga – Barrancabermeja, el cual presenta un grado de biodegradación avanzado, lo cual ocasiona que las muestras sean débiles y de resistencia mínima (Figura 22), además la extracción de muestras de este tipo de afloramientos es difícil y no permiten obtener muestras representativas para la realización de pruebas de compresión uniáxial debido a la debilidad que presentan para la extracción de plugs.



Figura 21. Afloramiento de la formación Paja sobre la vía Bucaramanga-Barrancabermeja. Fuente: El Autor del Proyecto.



Figura 22. Muestra extraída de la Formación Paja, no apta para la extracción de plugs. Fuente: El Autor del Proyecto.

Finalmente se puede considerar que los continuos movimientos tectónicos y constantes cambios de los estados de esfuerzos de las formaciones que a través de los cientos de miles de años se movieron hasta aflorar en superficie, pudieron haber causado variaciones en las propiedades mecánicas de las muestras que afloran, pudiendo presentar las muestras microfrazas localizadas dentro de las muestras de shale que ocasionen fracturas prematuras sobre las muestras, cuando estas son sometidas a cargas compresivas o tensiles.

4.3.2 Factores que afectan los Shales presentes en el subsuelo. Los factores que afectan las propiedades de los shales presentes en el subsuelo y que son de interés para este trabajo, son aquellos relacionados con la perforación de los pozos de petróleo y gas. Esto debido a que las muestras de shale a las cuales se

aplican las correlaciones experimentales construidas en este proyecto son provenientes o resultan de la perforación de pozos como en próximos capítulos se detallara. Algunos factores que no están relacionados con la perforación de pozos sino directamente con las condiciones propias del subsuelo y que afectan las propiedades de los shales son: Los efectos tectónicos, estos ocasionan que los constantes movimientos de las fallas y placas tectónicas, generen fracturas y/o microfracturas en las rocas que pueden generar debilitamiento de las rocas y disminución de su resistencia mecánica, la presión de poro es otro factor muy importante y que tiene alta incidencia en la resistencia de los shales, puesto que las zonas sobre presionadas una vez son perforadas ocasionan expansión del shale y fracturamiento del mismo si el peso del lodo y su composición no son los correctos. Por este motivo los efectos ocasionados por la interacción entre los fluidos de perforación y los shales, son considerados en esta sección.

4.3.2.1 Efectos de la Interacción Fluido – Shale. La interacción de los fluidos de perforación base agua con los shales o rocas arcillosas es mucho mayor e intenso que con cualquier otro tipo de roca, debido a la presencia de minerales arcillosos en la composición del shale (Ravina 1973). Este proceso de interacción entre la roca y el fluido de perforación resulta bastante complejo y conduce a rápidos cambios en el comportamiento de la roca. Los principales factores que intervienen en el comportamiento de las rocas arcillosas son:

- ④ El tipo de minerales que componen la arcilla.
- ④ El potencial de hinchamiento e hidratación.
- ④ La capacidad de intercambio catiónico.
- ④ La actividad química del fluido nativo del poro y del sistema de lodo.
- ④ El tipo de sistema de fluido.
- ④ Los cambios en el estado de esfuerzos inicial, la degradación mecánica de la roca arcillosa etc. (Kendal y Norton, 1974, willcox et al 1978).

Según Terzaghi (1951) los esfuerzos de la formación invadida se pueden dividir en esfuerzos neutrales y efectivos, (los esfuerzos efectivos son los que controlan la respuesta mecánica de la roca). La interacción fluido-roca induce esfuerzos adicionales (hinchamiento, hidratación y esfuerzos generados debido al colapso microscópico) dentro de la zona invadida. Estos esfuerzos disminuyen significativamente la componente de esfuerzos efectivos y de esta manera influencia el comportamiento mecánico de la roca. La inestabilidad del pozo relacionada al lodo de perforación se puede atribuir a una combinación de diferentes efectos de la interacción entre el fluido y la roca, y se pueden resumir en: Efectos geomecánicos y efectos fisicoquímicos.

➤ **Efectos Geomecánicos:** Los efectos geomecánicos ocasionados por la interacción del fluido de perforación y la roca generan cambios en sus propiedades mecánicas como: disminución de la resistencia, comportamiento esfuerzo – deformación y propiedades elásticas de la formación invadida.

🌐 **Efectos sobre la resistencia de la roca:** La presencia de partículas de shale desafía la perforación alrededor del mundo porque su alto contenido de arcilla a lo largo de la superficie áreal del shale causa complicaciones entre el shale y los fluidos de perforación, causando cambios en sus propiedades mecánicas y también cambiando la presión de hinchamiento debido a la química del lodo de perforación.

El ingreso del filtrado del lodo de perforación en el shale disminuye la fricción entre las partículas y además reduce las fuerzas cohesivas entre las partículas, lo cual conlleva a una reducción de la resistencia del shale a la compresión, tensión y cizalla de la roca debido a la degradación mecánica y a la alteración del estado saturado de la roca. Cuando el filtrado del lodo de perforación ingresa a la superficie de las fracturas de las rocas arcillosas frágiles, las fuerzas de cohesión y fricción que sostienen las superficies juntas, disminuyen o desaparecen. Debido

a esta disminución en la resistencia cohesiva pueden ocurrir problemas de ensanchamiento del pozo en shales frágiles (Darley 1969).

De acuerdo a los resultados experimentales de O'Brien y Chenevert (1973), Doty (1986), y Simpson et al (1989) respecto a la interacción del lodo de perforación con el shale, los lodos reactivos causan un ablandamiento general y un debilitamiento de la zona invadida especialmente de la cara del pozo, a pesar de la adherencia de los shales hidratados a la pared del pozo. Darley (1969) describió como la naturaleza del fluido del pozo afecta la resistencia de la formación invadida y mostró que el filtrado acuoso de lodos de perforación reactivos disminuye el límite elástico de los shales. La resistencia cohesiva de las rocas arcillosas es función de su contenido de agua (Potter et al 1980) y está relacionado a la energía de la superficie libre del material. Cuando el filtrado de lodo entra en la formación, la energía libre de la superficie de estas partículas disminuye substancialmente con una reducción drástica de la cohesión entre las partículas, como la fricción entre las partículas y la cohesión determinan la resistencia de cizalla de la roca, esto provoca una disminución en su resistencia.

Los mecanismos de daño inducidos por el lodo de perforación y los problemas de inestabilidad del pozo fueron estudiados por Salisbury et al (1991) y su estudio mostró que la interacción del lodo de perforación con las rocas arcillosas reduce la resistencia de las rocas invadidas de 10 a 100 veces comparado con el valor de la resistencia original de la roca, de acuerdo a Hale et al (1992) la interacción físico química de las rocas arcillosas con los sistemas de lodo de perforación también tiene un efecto pronunciado en la resistencia compresiva de la roca.

El hinchamiento y la alta presión de poro se presentan como resultado de la interacción fluido-roca y puede producir una reducción marcada en la resistencia de la misma (Katti et al 1973, Finkl, 1984).

📍 **Efectos en la deformación y propiedades elásticas:** La deformación de las rocas arcillosas se puede ver alterada por la interacción del fluido - roca, ya que

esta genera cambios de los límites plástico o elástico. Estos cambios generan deformaciones plásticas, viscosas o elásticas de la roca dependiendo de las condiciones del pozo.

Cuando la interacción fluido – roca es moderada pueden ocurrir deformaciones visco-plásticas y elasto-plásticas, en este tipo de comportamientos una parte de la roca invadida por el filtrado se puede deslizar a lo largo de la superficie del plano de debilidad provocando el colapso de la pared del pozo. La interacción fluido roca también aumenta el efecto de Poisson (relación de la deformación transversal y la deformación axial) y complica su comportamiento mecánico por un aumento de la ductilidad de la roca invadida.

📍 **Comportamiento Esfuerzo – Deformación:** La intensidad de la interacción fluido de perforación – roca influye directamente en el comportamiento esfuerzo deformación del shale, dependiendo del grado de esta, las muestras tratadas con lodo pueden mostrar diferentes tipos de comportamiento. Debido a la degradación mecánica de las rocas arcillosas la carga actuante causa que las grietas o fracturas dentro de la estructura de la roca se abran o se cierren y esto hace que el comportamiento esfuerzo-deformación de las rocas tratadas con lodo reactivo sea no lineal.

El debilitamiento o ablandamiento de la roca debido a la interacción fluido-roca también produce curvas de esfuerzo-deformación no lineales. Si después de la interacción con un sistema de lodo, la curva muestra un aumento monótono en la deformación con pequeños o ningún cambio en el valor de esfuerzos, el modelo de comportamiento plástico será más apropiado que el elástico para analizar la inestabilidad del pozo.

➤ **Efectos Fisicoquímicos:** Los shales están constituidos por partículas químicamente estables como el cuarzo y menos estables como los minerales arcillosos y el carbonato, las cantidades de minerales químicamente estables e inestables varía mucho dependiendo del tipo de roca arcillosa.

Como respuesta a los efectos físico-químicos de la interacción entre el fluido de perforación y la roca, los minerales estables normalmente permanecen en el estado original, pero también pueden cambiar bajo ciertas condiciones de temperatura y esfuerzo. Los minerales menos estables pueden reaccionar y transformarse en una masa inestable de partículas muy pequeñas. Los minerales presentes en los shales desarrollan cohesión entre las partículas durante la depositación y la diagénesis, como resultado de la presión, temperatura, cambios químicos y expulsión de líquidos. Los efectos fisicoquímicos de la interacción fluido-roca como intercambio catiónico e hinchamiento tienen a su vez efectos significativos en la unión entre las partículas de las rocas y de esta manera también en su comportamiento mecánico.

4.3.2.2 Efecto de Osmosis y Actividad del Agua: La dirección de flujo del agua entre los poros del shale es muy importantes en la estabilidad del shale y merece ser medida y cuantificada. La actividad del agua es un factor que depende del tiempo por lo cual la estabilidad del shale representa un mecanismo dependiente del tiempo. El efecto de la actividad del agua en la dirección del flujo de la misma desde o hacia la formación de shale está controlado por la salinidad¹⁸ (tipo y concentración) del fluido de perforación y el agua en el shale, por esto es muy importante describir los diferentes mecanismos de flujo y entender su aplicación en la estabilidad del shale.

🌐 **Flujo hidráulico (Flujo Darcy):** El flujo de fluidos de perforación debido al gradiente de presión entre el fluido de perforación y el agua en los poros del shale está controlado por la ley de Darcy y se aplica usualmente desde la cara del pozo hasta la formación de shale, asumiendo operaciones de perforación sobrebalanceadas¹⁸.

Aumentando el peso del lodo de un fluido de perforación que tiene una fase agua se puede incrementar la estabilidad mecánica debido a que se incrementa la

presión de confinamiento del shale, pero en todo caso el lodo base agua produce hinchamiento del shale, por tanto en este tipo de flujo tienen mayor ventaja los fluidos base aceite que poseen mayor presión capilar.

🌐 **Flujo de difusión (Flujo Fickian):** Este tipo de flujo de solutos de alta concentración a baja concentración está basado en un flujo Fick's. Este flujo es efectivo en shales de alta permeabilidad o fracturados, causando que la difusión de solutos al flujo desde el fluido de perforación a la formación de shale o viceversa dependa de la especie en concentración dentro del fluido de perforación y el agua del shale. Este tipo de flujo puede causar problemas de estabilidad¹⁸.

Por ejemplo los iones de calcio del CaCl_2 de una salmuera de fluido de perforación invadiendo el shale estará cambiando la estructura de la arcilla porque hay reacción de intercambio catiónico que está definido como la cantidad de cationes intercambiables requeridos para balancear la carga diferencial de las partículas de arcilla y está expresada como mili equivalentes por cada 100 gramos de muestra seca; la hidratación del shale causa reducción del esfuerzo y de esta manera se provoca la inestabilidad de pozo. La transferencia de iones de agua desde y hacia la formación es la principal razón para el efecto químico que produce la inestabilidad de pozo. El shale tiende a hidratarse cuando está en contacto con el agua y esos cambios de las propiedades físicas y mecánicas hacen que el shale sea vulnerable a fallar.

🌐 **Flujo Osmótico:** Este flujo representa una fuerza que conduce a afectar la transferencia de solutos y está asociada con agua entre dos medios de diferente concentración en la presencia de una membrana semipermeable en donde debido a los pequeños poros se puede llegar a bloquear el paso de solutos pero si puede permitir el flujo de las moléculas de agua debido a que son más pequeñas que los solutos (Figura 23), la conducción de la fuerza es determinada por la diferencia de

la actividad del agua entre el lodo de perforación y el fluido en los poros del shale a condiciones in-situ¹⁸.

El flujo estará continuo desde la alta actividad del agua (baja concentración salina) a baja actividad del agua (alta concentración salina), si es posible evitar la entrada de iones, se considerara que el shale tiene una membrana de 100% de eficiencia, este fenómeno puede ocurrir en fluidos como emulsiones y lodos base agua, en ocasiones la adición de una sal al fluido de perforación reduce la actividad del agua, debido al incremento en la viscosidad del lodo lo que puede causar un incremento de la difusión de flujo que completamente contrarreste un incremento en la fuerza osmótica.

(CHENEVERT 1970) manifestó que induciendo el flujo de agua fuera del shale y dentro del wellbore se puede fortalecer el shale. El fluido de perforación debe ser diseñado para generar una fuerza osmótica a favor de la extracción de agua desde el shale dentro del wellbore incrementando la viscosidad del fluido de perforación, incluyendo además ciertos aditivos para reducir la permeabilidad del shale para lo cual es necesario incrementar el flujo osmótico desde la formación de shale dentro del wellbore.

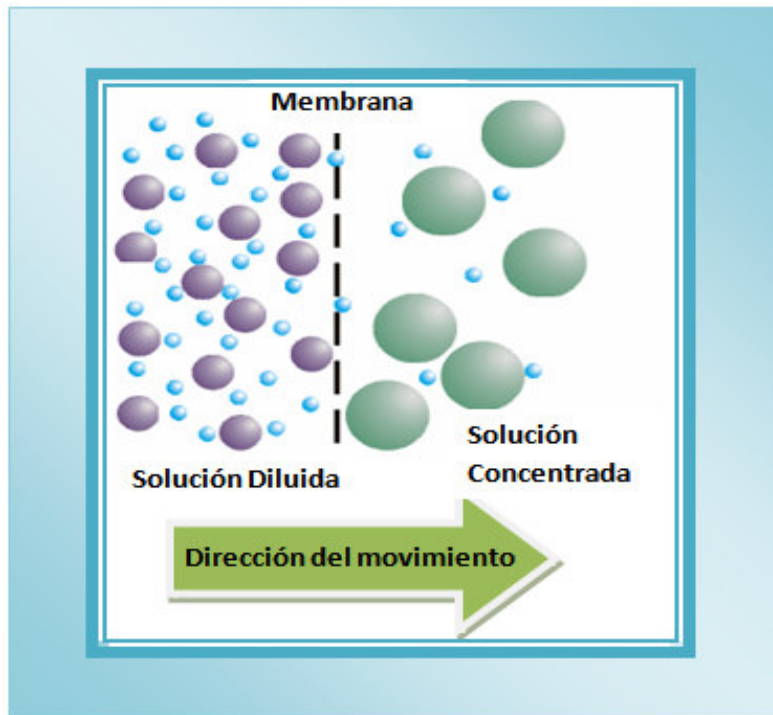


Figura 23. Representación del flujo de agua debido al fenómeno de ósmosis.

Fuente: R. A. Reyes, J.G Vargas 2005.

5. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y DESCRIPCIÓN DE LA PRUEBA DE INDENTACIÓN

5.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

En la actualidad la industria del petróleo ha enfocado su atención en la geomecánica puesto que es la rama de la ciencia que ayuda en el campo del petróleo a entender y dar solución en gran parte a los problemas relacionados con la estabilidad de pozo. La resistencia compresiva uniáxial de las rocas (UCS) es uno de los factores más importantes a la hora de realizar un estudio de geomecánica en pozos que se están perforando y es un parámetro esencial para la construcción de las ventanas de lodo, por lo tanto es muy importante conocer a medida que avanzan las operaciones de perforación como se está comportando esta propiedad de la roca, para así poder evitar problemas de estabilidad de pozo como filtración de los fluidos o colapso del pozo.

Estudios realizados en los últimos años por la industria petrolera, más exactamente por la Facultad de Minas – Ingeniería de Petróleos de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín en cabeza del ingeniero José Gildardo Osorio Gallego, se encontró que uno de los principales factores que influye en la estabilidad de los pozos es la resistencia de la roca, esto se determinó al plantear un modelo Geomecánico estadístico para el estudio del comportamiento de la estabilidad de pozos durante la perforación en el piedemonte llanero y se encontró que la resistencia compresiva uniáxial (UCS) de las formaciones, es la variable de más alta influencia por encima de factores como el Azimut, la inclinación, el tiempo de exposición e incluso el mismo peso del lodo (Jaramillo R.A 2004). Este tipo de

conclusiones han hecho despertar en la industria petrolera de los últimos años un alto interés por el cálculo eficaz y confiable del UCS²².

Tradicionalmente las técnicas utilizadas para determinar el UCS de las rocas han sido: la realización directa de pruebas de compresión inconfiada sobre corazones de roca extraídos de los pozos en perforación y mediante el cálculo de perfiles de UCS a partir de registros eléctricos, ambas técnicas tradicionales presentan problemas técnicos, operacionales y/o económicos.

La realización de pruebas directas sobre corazones de roca se lleva a cabo con muy baja frecuencia hasta el punto de estar limitadas solamente a la zona de interés²⁰, por lo cual hay gran deficiencia de información que permita hacer una buena caracterización del comportamiento mecánico de las formaciones perforadas. 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 núcleos, lo cual causa retraso en los planes de perforación trazados en comparación con uno que no incluya dichas tareas.

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 operaciones²⁰.

La utilización de métodos indirectos para la determinación de la Resistencia Compresiva Uniáxial (UCS), como por ejemplo los registros eléctricos, han causado que diferentes investigadores en el mundo hayan desarrollado correlaciones para determinar el UCS, utilizando parámetros obtenidos de los registros eléctricos como es el caso de la técnica de T.M Warren. Estas técnicas

también poseen limitaciones ya que los registros eléctricos se ven afectados por el estado del pozo, solo se pueden realizar una vez el pozo ha sido perforado (impidiendo conocer en tiempo real las propiedades de las rocas que se están perforando) y estos solo se obtienen para las zonas productoras, por lo cual un completo análisis de la resistencia de las rocas presentes a lo largo del pozo perforado es casi imposible de realizar con estas técnicas; además cuando se construyen perfiles de UCS basados en registros eléctricos es necesario realizar una calibración con datos de UCS obtenidos de laboratorio, utilizando la técnica directa sobre corazones, lo cual hace que la aplicación de estas técnicas se haga tediosa y de altos costos.

Estas técnicas directas e indirectas para determinar la resistencia de las rocas se hacen más complicadas y complejas cuando se tratan de realizar sobre rocas arcillosas como los shales²³, por este motivo la industria petrolera se ha enfocado en los últimos años a desarrollar nuevas técnicas y procedimientos que permitan obtener resultados confiables y en tiempo real de las propiedades mecánicas de las rocas. Es por esto que en los últimos años surgió la Prueba de Indentación la cual mide en forma indirecta la resistencia de las rocas por medio de mediciones directas sobre ripios de perforación o muestras irregulares de roca de mínimo tamaño (Catherine Ringstad²¹ et al 1998). Algunos importantes trabajos que se han realizado en los últimos años sobre esta innovadora prueba mecánica de laboratorio se comentan a continuación en orden cronológico:

© 1996, F.J. Santarelli et al; Publican un extenso trabajo donde se evaluaron diversas formaciones rocosas a partir de ripios de perforación, concluyendo que los ripios de perforación son material suficientemente confiable para evaluar las propiedades de una formación sometida a estudios de propiedades mecánicas.

© 1997, Zausa et al; Publica el trabajo donde se realizan análisis de estabilidad de pozos en tiempo real durante la perforación, en dicho trabajo la prueba de indentación junto con otras pruebas mecánicas son aplicadas sobre ripios de perforación para caracterizar la estabilidad de los pozos.

- ④ 1998, Cathrine Ringstas et al; Publica su investigación en la cual genera una correlación del tipo ($y = ax$) entre los parámetros de Indentación y el UCS para diversos tipos de litología incluyendo areniscas, shales y calizas de diferentes formaciones y grados de dureza.
- ④ 1999, V. Uboldi et al; Plantea una investigación en la cual se puede a partir de la prueba de Indentación realizar optimizaciones en la selección de la broca durante las operaciones de perforación, realizando análisis directos sobre los ripsos de perforación.
- ④ 2005, M.T. Jefferson; Realiza un trabajo de investigación en el cual logra plantear correlaciones entre los parámetros de Indentación y el UCS para litologías arenosas, aplicando su estudio a la formación Tambor; trabajo que ha mejorado en el Instituto Colombiano del Petróleo y que ha permitido incluir mas formaciones arenosas recientemente.
- ④ 2006, T.H. Mayda L; Desarrolla un trabajo en el cual estudia los efectos de la interacción fluido – shale, haciendo uso de la prueba de Indentación sobre ripsos de perforación.

Por lo visto anteriormente la aplicación de la prueba de Indentación, ha tomado fuerza en los últimos años en los estudios de formaciones rocosas, haciendo uso de los ripsos de perforación. En Colombia este interés se enfocó en desarrollar correlaciones por litologías a partir de los parámetros de Indentación y la resistencia compresiva uniáxial UCS, que pueden ser correlacionados en ecuaciones de tipo lineal o polinomial de grado dos²¹. Por lo anterior, la literatura plantea algunos artículos y trabajos (M.T. Jefferson, 2005), que presentan estas correlaciones, sin embargo allí no se consideran las formaciones arcillosas, las cuales en el piedemonte llanero y gran parte de las regiones de explotación petrolera de Colombia y el Mundo presentan los mayores problemas de inestabilidad de pozos durante la perforación.

Por consiguiente se planteo la realización de este trabajo de investigación en el cual se desarrollan correlaciones entre los parámetros de Indentación y el UCS

para muestras de shale provenientes de afloramiento (Por la facilidad de adquisición de las muestras), que le permitan a la industria de los hidrocarburos contar con una herramienta que en tiempo real permita evaluar el UCS, simplemente realizando pruebas de Indentación sobre ripios de perforación.

Se espera que estas correlaciones le permitan a los ingenieros aplicar su criterio en campo para tomar decisiones durante la perforación, ya que los valores de UCS obtenidos con correlaciones difícilmente pueden llegar a ser los valores exactos de las resistencias de las rocas estudiadas, pero si pueden llegar a proporcionar valores promedios de resistencia de los shales suficientemente confiables y cercanos a la realidad, los cuales permiten tomar decisiones en el control de la estabilidad del pozo.

5.2 PRUEBA DE INDENTACIÓN.

La prueba de Indentación es una prueba de laboratorio innovadora que permite medir propiedades mecánicas de las rocas sobre fragmentos o ripios de perforación, la prueba se ha hecho popular en la caracterización de las propiedades mecánicas de las rocas debido a:

- Ⓜ La simplicidad de la prueba.
- Ⓜ Corto tiempo que toma realizarla.
- Ⓜ Bajo costo de la prueba comparado con otras pruebas mecánicas.

La información obtenida de la prueba permite determinar directamente propiedades mecánicas usando correlaciones preestablecidas (lo cual se pretende hacer en este proyecto con la construcción de correlaciones para hallar el UCS de los shales).

Finalmente la prueba es muy atractiva ya que el equipo utilizado para realizar la prueba es compacto y portátil por lo cual puede ser llevado a los sitios de perforación y así se puede mantener un continuo control de la resistencia de la roca durante la perforación de los pozos.

5.2.1 Descripción de la Prueba. Cuando se realiza la prueba de Indentación lo que realmente se hace es aplicar carga a un cuerpo y al mismo tiempo registrar la respuesta mecánica del cuerpo a esa carga aplicada, lo que esta prueba registra es la resistencia que los fragmentos de roca presentan al ser penetrados por un indentador estándar el cual aplica carga. El indentador es una pieza metálica maciza de forma cilíndrica con la punta alargada y plana, sus dimensiones son: 0.5mm de longitud y 1mm de diámetro. Una breve descripción del procedimiento de prueba es el siguiente:

- ④ Establecer el modo de prueba que debe ser compresión.
- ④ Seleccionan las velocidades de desplazamiento vertical del indentador: pre-prueba, prueba y pos-prueba.
- ④ Seleccionar la profundidad de penetración del Indentador en la roca.
- ④ Fijar unidades de los parámetros que se van a medir por tanto el tiempo se mide en segundos (seg), el desplazamiento del indentador en milímetros (mm) y la carga sobre el Indentador se mide en Newtons (N).
- ④ Finalmente la probeta con los ripios de roca se ubica debajo del indentador haciendo que este ubique su punta plana en el centro del ripio a ensayar y la prueba se puede correr.

La prueba de indentación es una prueba índice donde los resultados de la prueba deben ser sometidos a análisis estadísticos muy sencillos con el fin de obtener valores promedios de las propiedades que se miden sobre los ripios de roca.

5.2.2 Equipo para realizar las Pruebas de Indentación. El equipo necesario para realizar la prueba de Indentación se puede ver en la (Figura 24), básicamente dos dispositivos conforman la prueba de Indentación: el primero de ellos es una celda de carga que permite constantemente llevar un registro de la magnitud de la carga aplicada durante la realización de la prueba y el segundo dispositivo consiste en un LVDT (Linear Variable Differential Transducer), el cual registra la profundidad de penetración del Indentador en la roca. Monitorear y registrar estos parámetros constantemente constituyen la prueba de Indentación²⁴.

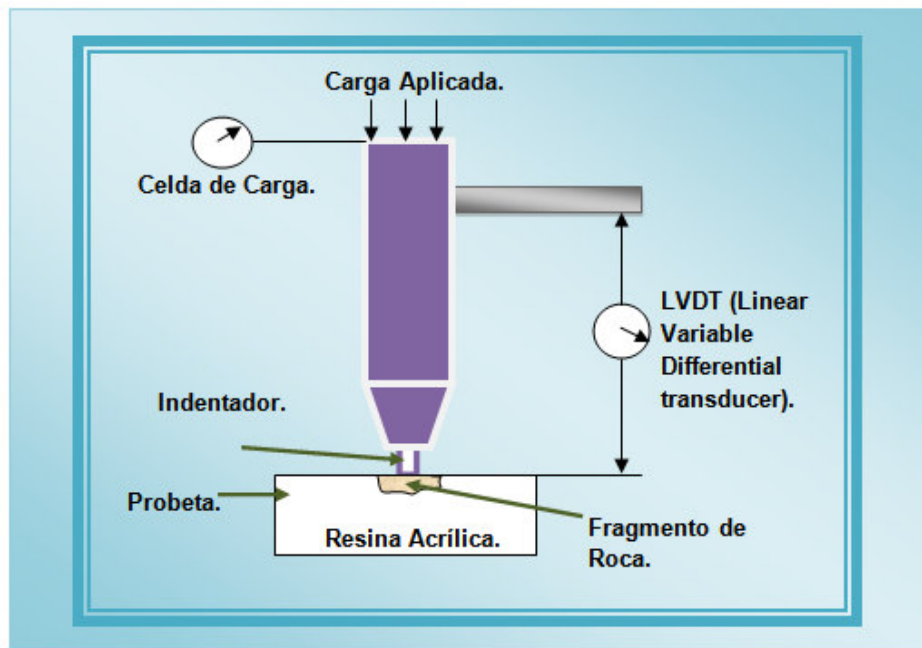


Figura 24. Esquema del Equipo de Indentación. Fuente: Zausa, F and Santarelli. F.J 1997.

5.2.3 Probetas para la Prueba de Indentación. Como anteriormente se menciona la Prueba de Indentación se realiza sobre pequeños fragmentos de roca. Por esto es necesario implementar un mecanismo que contenga los fragmentos de roca o ripios y les de soporte para poder ser sometidos a la Prueba

de Indentación, esto se logra con la construcción de probetas, como se describe a continuación:

☉ Inicialmente los fragmentos de roca son encapsulados en moldes circulares impregnados de vaselina, para evitar que estos se peguen al material cementante utilizado en la construcción de las probetas (Figura 25a).

☉ Cada molde es cubierto con una resina acrílica que consiste en una mezcla de polimetacrilato (sólido) y metil metacrilato (líquido), utilizados en dentistería para construir prótesis dentales, las cantidades mezcladas son las necesarias para generar una mezcla viscosa que no invade significativamente los poros de las muestras (Figura 25b).

☉ Una vez la resina acrílica es vertida esta toma un tiempo de fraguado o secado de 30 minutos, tras los cuales las probetas pueden ser retiradas de los moldes y ser sometidas a pulimento de sus caras para hacerlas planas y exponer los fragmentos de roca al medio ambiente, quedando así listos para ser sometidos a carga por parte del indentador (Figura 25c).

La resina utilizada fue escogida después de una búsqueda ardua en el Laboratorio de mecánica de rocas del ICP y finalmente esta resina acrílica utilizada en dentistería mostro ser fuerte, translúcida y apta para dar soporte y estabilidad a los fragmentos de roca impidiendo así que una vez los ripios sean sometidos a la prueba se fracturen como consecuencia de fallas tensiles.

Es importante evitar que los fragmentos queden expuestos lateralmente por mala ubicación dentro de los moldes o por deslizamientos de los fragmentos durante el vaciado, quedando así sin soporte lateral de la resina, causando que una vez la carga sea aplicada sobre los ripios la probeta se fracture por propagación de falla tensil, ya que parte de la carga aplicada a los fragmentos es transmitida a la resina acrílica.

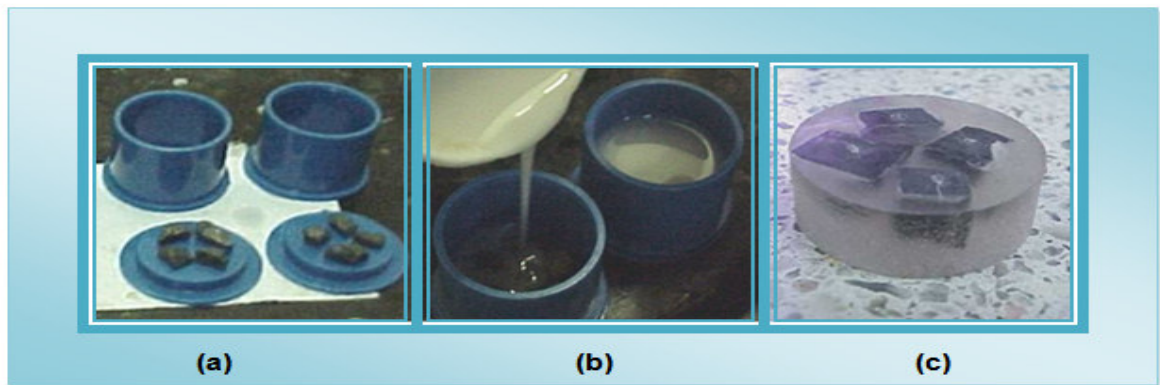


Figura 25. Procedimiento para la elaboración de las probetas en la prueba de Indentación. Fuente: TORRES H. MAYDA²³. 2006.

5.2.4 Resultado de la Prueba de Indentación (La curva de Indentación). La prueba de Indentación una vez es realizada da sus resultados en una grafica de Carga (N) versus Penetración (mm), ver (Figura 26).

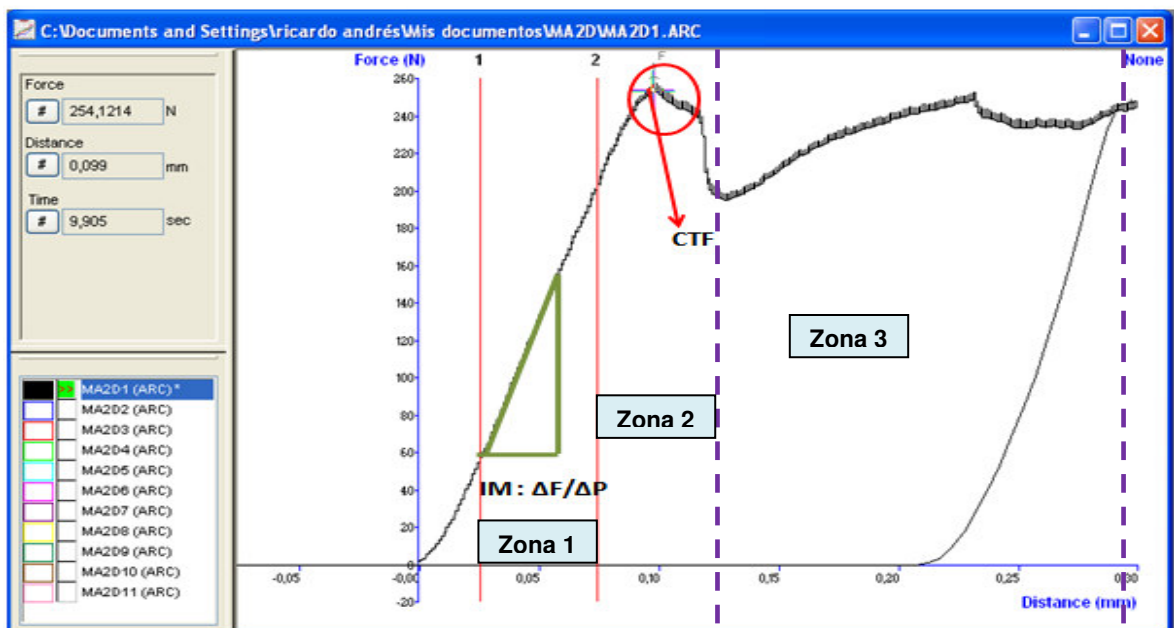


Figura 26. Grafica carga -vs- Penetración obtenida en una prueba de Indentación. Fuente: El Autor del Proyecto.

Como se puede observar la grafica de la (Figura 26) tiene gran similitud a una grafica convencional de esfuerzo versus deformación, la diferencia radica en que, para la prueba de Indentación no se utilizan muestras de gran tamaño ni probetas de dimensiones conocidas, sino por el contrario pequeñas muestras de forma irregular encapsuladas adecuadamente.

Es posible en la grafica de carga vs penetración (Figura 26) distinguir tres diferentes zonas: la primera zona es conocida como la región de proporcionalidad donde la muestra de roca presenta su comportamiento elástico, plasmado en forma de línea recta, en esta zona se determina el Modulo de Indentación (IM).

📍 **Modulo de Indentación (IM):** Corresponde a la pendiente de la zona de proporcionalidad o de comportamiento elástico de las muestras de roca y se define como la resistencia de una muestra a ser penetrada por un Indentador.

$$IM = \frac{C_2 - C_1}{D_2 - D_1} \left(\frac{N}{mm} \right) \quad (24)$$

Donde C1 y C2 son la carga inicial y final respectivamente y D1 y D2 son los desplazamientos final e inicial respectivamente para la zona de proporcionalidad.

La zona dos es conocida como la región de transición en la cual la roca pasa de su estado elástico a uno plástico o de deformación irreversible sin haber aumentos considerables de carga aplicada, en esta zona se determina el segundo parámetro de Indentación conocido como Fuerza Critica de Transición (CTF).

📍 **Fuerza Crítica de Transición (CTF):** Es el punto donde la linealidad se pierde en un grafico carga versus desplazamiento como el presentado en la (Figura 26), es medida en Newton (N) y marca el punto donde la roca deja de tener un comportamiento elástico e inicia su comportamiento plástico.

Finalmente en el grafico de carga versus desplazamiento del indentador (Figura 26), se puede ver una tercera zona conocida como región de fractura, donde la muestra de roca o ripio de perforación se deforma irreversiblemente hasta fracturarse, debido a que esta es una región totalmente plástica donde la deformación de la roca no es proporcional a la carga aplicada.

6. DISEÑO EXPERIMENTAL

6.1 DEFINICIÓN DE DISEÑO EXPERIMENTAL.

Es una prueba o serie de pruebas en las cuales existen cambios deliberados en las variables de entrada de un proceso o sistema, de tal manera que sea posible observar e identificar las causas de los cambios que se producen en la respuesta de salida. El diseño experimental estudia procesos y puede considerarse a un proceso como una caja negra a la cual ingresan diversas variables que interactúan para producir un resultado; ver (Figura 27). Las variables que ingresan al proceso se denominan variables de entrada, y el resultado, variable de salida. El nivel de la variable de salida depende de los niveles que adopten las variables de entrada, la combinación de variables de entrada produce la variable de salida óptima.

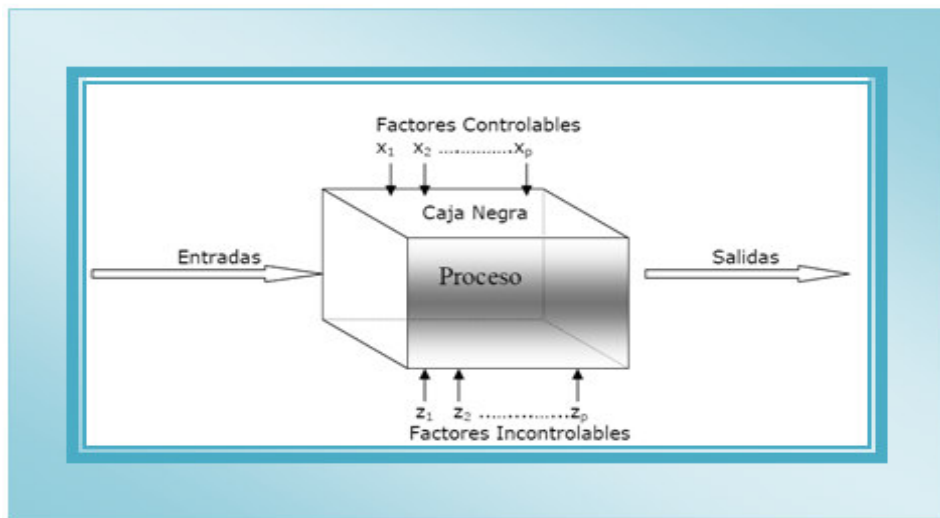


Figura 27. Esquema de un proceso o sistema. Fuente: Unidad Programática: "Introducción a los Diseños Experimentales"

La búsqueda de combinaciones óptimas de las variables de entrada da lugar al diseño experimental, que es una prueba (o un conjunto de pruebas) durante la cual se realizan cambios sistemáticos y controlados a las variables de entrada para medir el efecto sobre la variable de salida.

6.1.1 Ventajas Del Diseño Experimental.

- Se elimina el efecto de las variables perturbadoras o extrañas, mediante el efecto de la aleatorización.
- El control y manipulación de las variables predictorias clarifican la dirección y naturaleza de la causa.
- Flexibilidad, eficiencia, simetría y manipulación estadística.

6.2 FACTORES QUE CONFORMAN EL DISEÑO EXPERIMENTAL.

Tener en cuenta los factores que conforman un diseño experimental y aplicarlos al tema de investigación, garantizan en gran medida que el investigador tenga éxito en su trabajo ya que le permite tener claridad de lo que va a realizar y como lo va a realizar, este como lo va realizar implica aquellas modificaciones y optimizaciones puntuales sobre ciertos parámetros de las pruebas y/o experimentos que le ayuden al investigador a mejorar y obtener mejores y más confiables resultados. Por tal razón a continuación se detallan algunos factores esenciales a tener en cuenta en el planteamiento del diseño experimental y que se consideraron en este proyecto investigativo:

- ④ Planteamiento del problema, justificación y forma de darle solución al problema, este ítem ya fue discutido en el capítulo anterior.
- ④ Detección de las variables más importantes que intervienen en el proyecto, su definición y clasificación.
- ④ Clasificación de los tipos de diseños experimentales y selección del mejor que se adecue al proyecto.
- ④ Selección de las muestras o población objetivo, sobre las cuales se aplicarán las pruebas y/o experimentos.
- ④ Selección del tamaño de las muestras (dimensiones), que se utilizarán en las pruebas de laboratorio involucradas en el proyecto.
- ④ Estimación de parámetros (número de repeticiones, intervalos de confianza).

Los factores mencionados, a continuación se aplican a este proyecto de investigación:

6.3 DETECCIÓN DE LAS VARIABLES.

Variables: Son entidades que pueden tener más de un valor y no siempre son valores numéricos. A continuación se mencionan las variables más importantes que hacen parte de las pruebas de laboratorio utilizadas para este proyecto, que son la prueba de Compresión Uniáxial (no confinada) y la prueba de Indentación.

UCS: Resistencia Compresiva Uniáxial.

IM: módulo de Indentación.

CTF: Fuerza Crítica de Transición.

Composición y estado del shale.

Profundidad de penetración o desplazamiento.

Tiempo de las pruebas.

Fuerza aplicada.

Tamaño de la muestra.

Velocidad de incremento de la carga aplicada.

6.4 DEFINICIÓN DE LAS VARIABLES.

Los parámetros de Indentación se definieron en el capítulo cinco (sección 5.2.4).

📍 **Resistencia Compresiva Uniáxial (UCS):** Es la carga por unidad de área a la cual una muestra de roca falla en una prueba de compresión simple (capítulo 2, sección 2.2.1.1).

📍 **Composición y estado del shale:** Incluir esta variable es muy importante puesto que la composición y estado del shale que se va a utilizar es seleccionado a criterio del investigador y de los resultados que se desean obtener, por esta razón los shale seleccionados en este proyecto poseen valores de resistencia amplios para poder obtener una buena dispersión de datos que permita ver tendencias a la hora de correlacionar, además el estado del shale también es un parámetro de selección por ello se puede escoger un afloramiento que tenga muestras afectadas por el ambiente de exposición o se pueden escoger muestras frescas y poco expuestas en el afloramiento seleccionado.

📍 **Profundidad de penetración o desplazamiento:** Corresponde al desplazamiento o penetración que realiza el indentador sobre las muestras de shale, se mide en milímetros (mm).

⌚ **Tiempo de las pruebas:** Esta variable corresponde al tiempo requerido para que en la prueba de Compresión Uniáxial (no confinada) el “plug” o cilindro de shale falle y en la prueba de Indentación corresponde al tiempo requerido por el indentador para penetrar en los ripios de shale la distancia o profundidad fijada antes de correr la prueba, esta variable se mide en segundos (seg).

⚡ **Fuerza Aplicada:** En la prueba de Compresión Uniáxial (no confinada), la fuerza aplicada corresponde a la carga que se aplica progresivamente sobre el plug y que llegado un punto durante la prueba ocasiona que la muestra de shale falle o se fracture y en la prueba de Indentación es la carga que se aplica en forma progresiva sobre el indentador y se mide en newton (N).

📏 **Tamaño de la muestra:** Corresponde a las dimensiones del plug sobre el cual se aplica la carga en la prueba de Compresión Uniáxial (no confinada) y el tamaño de los fragmentos o ripios de shale que se utilizan en la prueba de Indentación.

⚡ **Velocidad de incremento de la carga aplicada:** Esta variable determina cuanto debe ir aumentando la carga aplicada tanto en la prueba de Compresión como en la prueba de Indentación a medida que transcurre el tiempo.

6.5 CLASIFICACIÓN DE LAS VARIABLES.

En este punto se definen cuales son las variables Independientes y dependientes que hacen parte de las pruebas que componen este proyecto.

- 📍 **Variable Independiente:** Es la que se considera puede afectar a otras, es la variable que los investigadores pueden manipular para observar su efecto sobre otras variables.
- 📍 **Variable Dependiente:** Es aquella donde una variable independiente puede tener un efecto, es decir, el valor de la variable dependiente depende del nivel de la variable independiente.
- 📍 **Variable Fija:** En una variable fija, el investigador ha elegido los niveles específicos para utilizar en el estudio.

Tabla 5. Clasificación de las variables de las pruebas utilizadas en el proyecto.

Variables independientes.	Variables dependientes.
<p><u>Composición y estado de los shales.</u></p> <p>Se tiene la libertad de escoger las muestras de acuerdo a ciertas propiedades, por ende se puede escoger el afloramiento que posea los shales con las características deseadas, la forma de extracción también es decisión del investigador, pero no se puede cambiar la composición ni las propiedades de las muestras, solo se puede escoger lo más conveniente así que esta variable no es independiente al 100%.</p>	<p><u>UCS:</u> Resistencia Compresiva Uniaxial.</p> <p>No se tiene control sobre este factor simplemente se mide y es susceptible a cambios dependiendo de la manipulación de las variables independientes como la composición y estado del shale.</p>
<p><u>Profundidad de penetración o desplazamiento.</u></p> <p>Se puede escoger la penetración necesaria para que en la prueba de Indentación se logren tener tanto el comportamiento plástico como elástico, gracias a las pruebas de</p>	<p><u>IM:</u> modulo de Indentación.</p> <p>No se tiene control sobre este factor simplemente se mide y es susceptible a cambios dependiendo de la manipulación de las variables independientes como el tipo y estado de los ripios de shale, calidad de la</p>

<p>indentación que ya se han hecho para otras muestras podemos fijar un valor fijo de penetración de 0.3mm como el más conveniente y usado de forma estándar luego esta es una variable fija.</p>	<p>probeta, el material cementante “Resina acrílica” y demás factores</p>
<p><u>Fuerza aplicada.</u> Se puede determinar cuanta fuerza se debe aplicar tanto el indentador como el instrumento de compresión simple para que la muestra sea penetrada o fallada respectivamente.</p>	<p><u>CTF: Fuerza Critica de Transición.</u> No se tiene control sobre este factor simplemente se mide y es susceptible a cambios dependiendo de la manipulación de las variables independientes como el tipo y estado de los ripios de shale, la calidad de la probeta, el material cementante “Resina acrílica” y demás factores.</p>
<p><u>Tamaño de la muestra.</u> Se dispone de un rango permisible de tamaños del plug, que pueden estar entre 2 a 3.5 pulgadas de longitud y de 1 a 1.5 pulgadas de diámetro, es criterio del investigador escogerlo. En la prueba de Indentación se pueden determinar los tamaños de los ripios por parte del investigador tomando como rango normal de tamaños de ripios los que están entre los 4mm a 6mm.</p>	<p><u>Tiempo de las pruebas.</u> (V.D de segundo orden). Es una variable dependiente de segundo orden ya que ella depende en la prueba de compresión del tiempo que transcurra hasta que se falle la roca (UCS) que ya es de por si también una variable dependiente. En la Prueba de Indentación si es una variable dependiente de primer orden puesto que depende del tiempo transcurrido hasta alcanzar el valor de desplazamiento del indentador dentro de la muestra de roca fijado inicialmente.</p>
<p><u>Velocidad de incremento de la carga aplicada.</u> Antes de iniciar las pruebas se debe escoger la velocidad a la cual los instrumentos deben</p>	

<p>ir incrementando la carga sobre las muestras de roca, así que el investigador debe aquí tener en cuenta si el shale es duro y quebradizo o blando de este factor depende en gran medida la velocidad de aumento de la carga puesto que cuanto más dura es la muestra más lento debe ser el incremento de la carga.</p>	
---	--

Fuente: El Autor del Proyecto.

6.6 CLASIFICACIÓN DE DISEÑOS EXPERIMENTALES.

Campbell y Stanley (1969) clasifican los diseños de investigación en experimentos verdaderos “puros”, pre-experimentos y cuasi experimentos. A continuación se da una breve descripción de cada tipo de diseño experimental que permitirá seleccionar el tipo de experimento que se realiza en esta investigación.

6.6.1 Experimento Puro. En un auténtico experimento o experimento puro, la variable o variables independientes resultan de interés para el investigador por ser las que se hipotetizan, el investigador en este tipo de proyecto puede manipular la variable independiente o variables independientes en su totalidad y observa si las dependientes varían o no. Manipular es hacer variar o dar distintos valores a las variables independientes. Las variables dependientes no se manipulan, sino que se miden para ver el efecto que la manipulación de las variables independientes tienen sobre ellas²⁸.

Este tipo de diseño experimental no se acopla a este proyecto de investigación puesto que no es posible manipular todas las variables independientes de este proyecto como es la composición y estado del shale a ensayar, puesto que sería imposible poder alterar las propiedades físicas, químicas y estructurales de los shales.

6.6.2 Pre - Experimento. Los pre-experimentos se llaman así, porque su grado de control es mínimo. Este diseño no cumple con los requisitos de un "verdadero" experimento. No hay manipulación de la variable o variables independientes. El diseño adolece de los requisitos para lograr el control experimental: tener varios grupos de comparación. No se puede establecer causalidad con certeza. No se controlan las fuentes de invalidación interna. Los diseños pre-experimentales pueden servir como estudios exploratorios, pero sus resultados deben observarse con precaución. De ellos no pueden sacarse conclusiones seguras de investigación. Abren el camino, pero de ellos deben derivarse estudios más profundos²⁸.

Este tipo de diseño no corresponde a las condiciones del proyecto de investigación presentado en esta tesis de pregrado, puesto que algunas de las variables independientes presentes en las pruebas que conforman este trabajo si pueden ser manipuladas para ver sus efectos en las variables dependientes que se miden.

6.6.3 Cuasi – experimentos. Los diseños cuasiexperimentales manipulan deliberadamente al menos una variable independiente, En los diseños

cuasiexperimentales los sujetos no son asignados al azar a los grupos ni emparejados, sino que dichos grupos ya estaban formados antes del experimento, son grupos intactos. Debido a los problemas potenciales de validez interna, en estos diseños el investigador debe intentar establecer la semejanza entre los grupos, esto requiere considerar las características o variables que puedan estar relacionadas con las variables estudiadas²⁸.

6.7 TIPO DE DISEÑO PARA DEL PROYECTO.

El diseño experimental que corresponde a este proyecto de investigación es un diseño cuasi-experimental, pues en este tipo de diseño no se puede tener control de todas las variables, en este proyecto el control se tiene en cuanto al tipo y estado de las muestras que se van a usar, es decir para las pruebas de laboratorio se tiene la libertad de escoger las muestras a probar, lo cual implica que se tiene dominio en cuanto a las litologías que se quieren usar. Los shales que se prueben tienen ciertas características mecánicas y composicionales que podemos seleccionar dependiendo de donde se tomen las muestras pero en todo caso no se puede tener un control total de su composición, no se pueden cambiar las propiedades físicas, químicas y estructurales de las muestras utilizadas, simplemente se puede escoger la muestra que posea las propiedades que mas conveniencia presenten.

Este proyecto no se puede considerar como un experimento puro porque no se están creando y manipulando las variables a nuestra total conveniencia sino más bien estamos escogiendo condiciones muestrales adecuadas para probar ciertas propiedades sobre muestras ya existentes en la naturaleza.

6.8 SELECCIÓN DE LAS MUESTRAS.

Las muestras de shale que se utilizaron en este proyecto corresponden a muestras extraídas de afloramiento, puesto que los afloramientos abundan en la geografía Santandereana y muchos de ellos ofrecen muestras frescas (muestras que conservan casi intactas sus propiedades mecánicas y que han sido poco afectadas por el medio ambiente), lo cual permite realizar las pruebas de compresión uniáxial e Indentación. La utilización de muestras de corazones de shale extraídos durante la perforación, no se utilizó en este proyecto debido a la dificultad de encontrar los corazones, ya que es muy poco lo que se logra extraer de las perforaciones y muchos de los corazones que se extraen solo pertenecen a las zonas productoras que mayormente son arenas, esto debido también a los altos costos y riesgos operacionales que se corren cuando se hacen extracciones de corazones durante la perforación de pozos, además la disponibilidad de una cantidad suficiente de muestras y que sean aptas para la extracción de plugs es muy difícil de encontrar si provienen de este tipo de litologías.

Por lo anterior se realizó una extensa investigación y consulta con diferentes expertos geólogos del Instituto Colombiano del Petróleo ICP y en cabeza del Geólogo Alberto Ortiz, quien realizó una serie de sugerencias acerca de shales de formaciones que afloran en superficie y comentó que la Formación Paja posee shales bien estudiados y de los cuales el laboratorio de análisis petrofísicos básicos del ICP ya posee una metodología validada de extracción de plugs, lo cual garantiza en gran parte el éxito a la hora de realizar las pruebas de compresión, debido a que la mayor dificultad para la realización de las pruebas de compresión uniáxial sobre Shales es poder extraer plugs sin fracturas ni planos de debilidad en la dirección donde se aplicará la carga. Estos shales de la formación Paja son laminados, bien consolidados, y poseen buena resistencia cuando la fuerza se

aplica en dirección perpendicular a la dirección de laminación según expertos del ICP.

La descripción del afloramiento de la Formación Paja seleccionado, la salida de campo para recolectar muestras de esta formación y las muestras que se lograron extraer es objeto de estudio en el capítulo 8.

6.9 TAMAÑO DE LAS MUESTRAS.

Es muy importante antes de la realización de las pruebas seleccionar el tamaño de los plugs que serán sometidos a la prueba de compresión uniáxial no confinada y el tamaño de los fragmentos y las probetas que se utilizarán en las pruebas de Indentación, esto con el fin de optimizar los resultados de las pruebas y además para saber que tamaño mínimo deben tener las muestras extraídas de afloramiento que permitan obtener de ellas los plugs requeridos.

6.9.1 Tamaño de los Plugs. Los plugs que se estudian en los laboratorios de rocas intentan simular las condiciones de la roca en la formación y estos plugs se obtienen de los cores o corazones que se extraen durante la perforación de pozos; estos corazones que se obtienen de las perforaciones poseen un diámetro máximo de 3.5 pulgadas normalmente, por lo tanto un plug tiene una longitud permisible que oscila entre (2.0 a 3.5 pulgadas) y un diámetro de (1 a 1.5 pulgadas), ver (Figura 28).

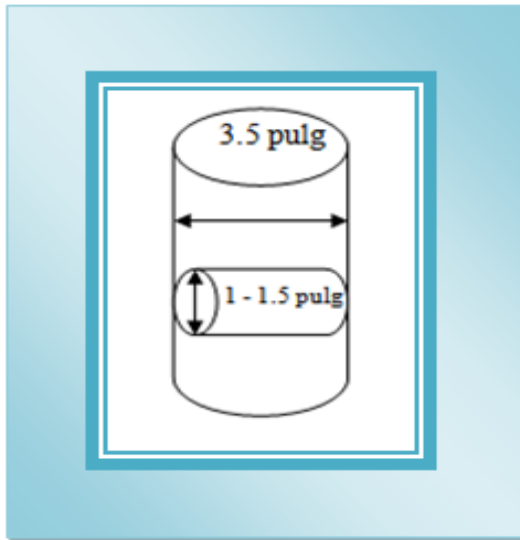


Figura 28. Representación de un corazón de roca extraído en una perforación y la forma como se obtiene un plug de ese corazón. Fuente: El Autor del Proyecto.

Por lo anterior es conveniente para esta investigación tomar las dimensiones de los plugs extraídos de las muestras de afloramiento de 3.0 pulgadas de longitud y 1.5 pulgadas de diámetro cumpliendo con los requerimientos de la prueba de compresión uniáxial de utilizar plugs con una relación de 2, es decir que la longitud final del plug sea dos veces su diámetro, que es lo más parecido a las dimensiones de los plugs obtenidos de un corazón de roca. Inicialmente durante la extracción los plugs se obtienen de 3.5 a 4 pulgadas de longitud, para muestras de afloramiento, pero de ellos se extrae un disco de 0.5 pulgadas si el plug extraído es de 4 pulgadas de longitud (Figura 29), el cual es utilizado para extraer los fragmentos de roca que se utilizan en la prueba de Indentación, en caso contrario si el plug es de 3.5 pulgadas de longitud las muestras para Indentación se extraen de los alrededores del plug, es decir de los restos de roca que quedan de la extracción. La longitud final de 3 pulgadas de longitud para los plugs es obtenida después de pulir las caras de los plugs y hacerlas planas, proceso descrito en el (capítulo 9 sección 9.1.1).

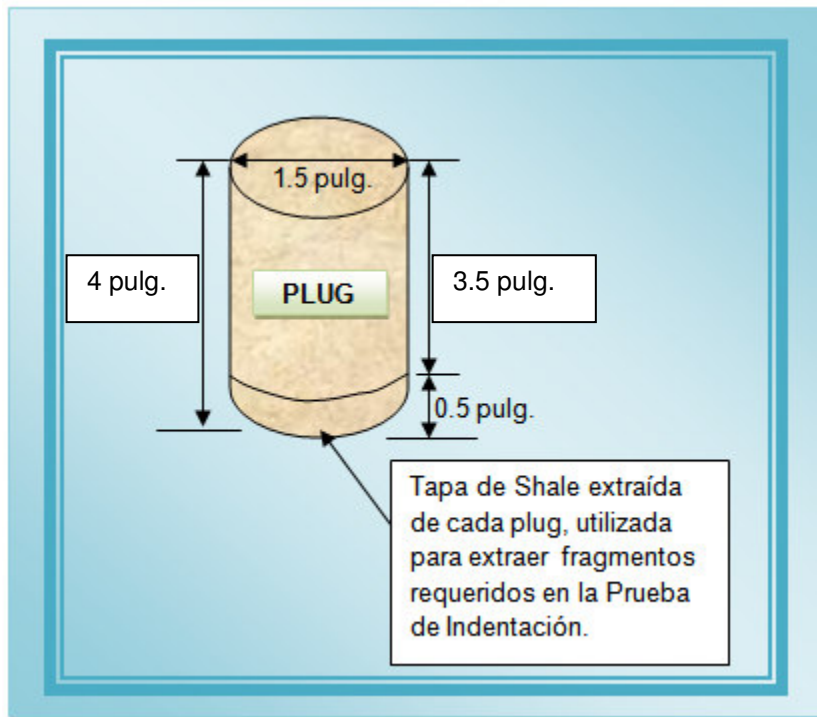


Figura 29. Representación del tamaño inicial de los plugs y su tamaño final antes de pulir sus caras. Fuente: El Autor del Proyecto.

6.9.2 Tamaño de los fragmentos de shale y las probetas. La prueba de Indentación como en el Capítulo anterior se detalló, se basa en la realización de pruebas sobre ripios de perforación y en este caso sobre pequeños fragmentos de roca extraídos de las muestras de afloramiento que simulan los ripios de perforación, encapsuladas en probetas utilizando un material acrílico cementante que da soporte y estabilidad a los fragmentos de roca como ya se había mencionado.

La experiencia previa con esta prueba de laboratorio, llevada a cabo en el ICP durante los trabajos de M.T Jefferson²² en 2005 y T.H Mayda²³ en 2006 demostró que el tamaño de las probetas que se venía utilizando, no era el más óptimo

(2.5cm de diámetro y 1cm de espesor), puesto que los fragmentos de roca quedaban muy juntos evitando que el material cementante proporcionara buen agarre a cada muestra de roca, y además algunos fragmentos quedaban muy expuestos lateralmente quedando sin soporte lateral de la resina, ocasionando algunas veces fracturas de las probetas cuando se aplicaba la carga con el indentador (Figura 30) o incertidumbre en los datos obtenidos de los fragmentos ubicados en los extremos con poco agarre de la resina.



Figura 30. Probetas utilizadas en trabajos anteriores de tamaño muy pequeño, ocasionando fracturas de las probetas. Fuente: M.T Jefferson 2005.

Por lo mencionado anteriormente se adopto para la realización de este proyecto nuevos moldes para construir las probetas, hechos en acero inoxidable (Figura 31a), facilitando el proceso de extracción de las muestras y dándole a los moldes una mayor durabilidad, puesto que los moldes utilizados hasta ahora, eran de material plástico PVC (Figura 31b), el cual tendía a pegarse a la resina y dificultaba la extracción de las probetas.

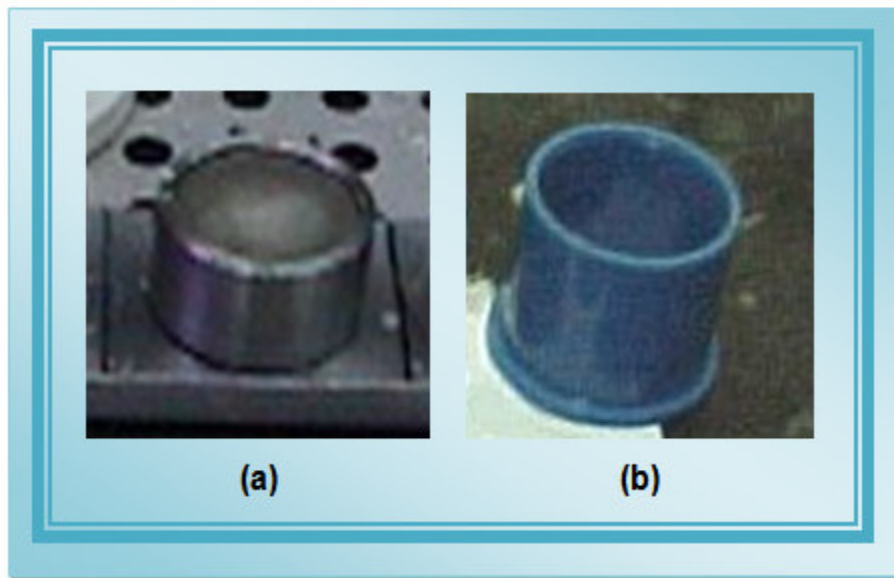


Figura 31. a) Nuevos moldes utilizados en este proyecto de investigación hechos de acero inoxidable, b) moldes utilizados anteriormente de menor tamaño y hechos de PVC. Fuente: El Autor del Proyecto.

Los nuevos moldes de acero permiten construir probetas de **1.5cm** de **espesor** y **4cm** de **diámetro** como dimensiones finales de las probetas, inicialmente el espesor de la probeta es de 2.0 cm pero después de desbastar las probetas y exponer los ripios al ambiente, estas probetas quedan de aproximadamente 1.5cm de espesor. En cada una de estas nuevas probetas se pueden tener 5 fragmentos o ripios de shale, permitiendo una separación entre muestra y muestra de 5mm (Figura 32).

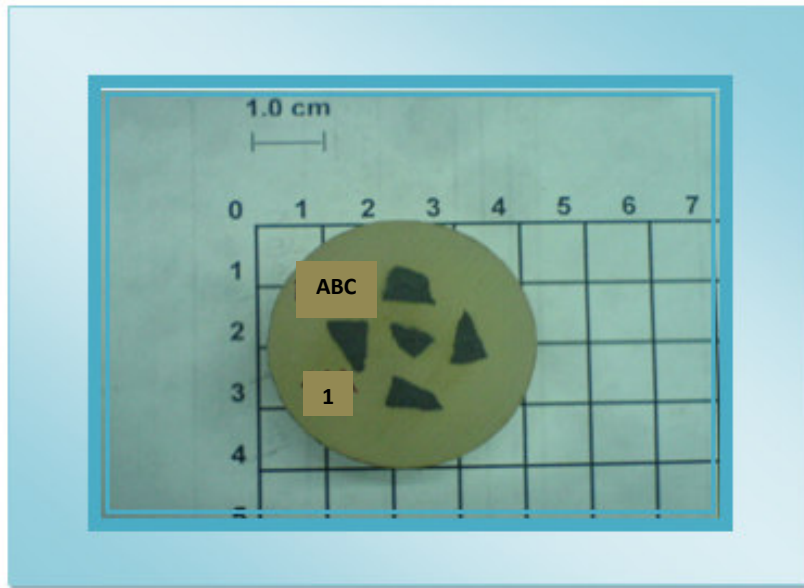


Figura 32. Representación del tamaño de las probetas para el proyecto.
Fuente: El Autor del Proyecto.

El tamaño de los fragmentos de roca utilizados para este trabajo de investigación se encuentra en un rango de (4mm a 6mm), utilizando en la mayoría de las pruebas un tamaño promedio de 5mm de largo, ancho y alto aproximadamente para cada fragmento de roca, el cual es adecuado para que la prueba sea representativa y permite que las probetas puedan ser desbastadas sin eliminar los fragmentos de shale o dejarlos de muy poco espesor al exponerlos al medio ambiente.

6.10 ESTIMACIÓN DE PARAMETROS.

El número de repeticiones en un estudio de investigación es un factor muy importante, debido a que afecta la precisión de las estimaciones de las medias de los tratamientos y la potencia de las pruebas estadísticas para detectar las

diferencias entre las medias de los grupos en tratamiento. Las replicas o repeticiones en las pruebas de este proyecto, se aplican a las pruebas de Indentación, ya que esta es una prueba índice o indirecta de las propiedades mecánicas de las rocas²¹, por lo cual es necesario para las muestras de shale saber cuántas repeticiones se debe hacer de esta prueba en la estimación del Modulo de Indentación (IM) y la Fuerza Critica de Transición (CTF), para obtener los promedios más confiables y exactos de estos parámetros por cada plug ensayado.

En cuanto a la prueba de compresión uniáxial no confinada, no es necesario realizar replicas de las pruebas, es decir la prueba se hace sobre cada plug y este valor se toma directamente como el UCS requerido para la construcción de las correlaciones, puesto que la prueba es confiable y determina en forma directa esta propiedad mecánica de los shales. (“SPATIAL TRENDS IN ROCK STRENGTH” Christopher Mark. Pittsburgh Research Laboratory, Pennsylvania USA. 2007).

Por lo discutido anteriormente, a continuación y en el siguiente capítulo se determina el número de repeticiones que se requiere en la prueba de Indentación para obtener un promedio confiable de los parámetros medidos en esta prueba, sobre los fragmentos de roca extraídos de cada plug que sea sometido a la prueba de compresión uniáxial, con el fin de construir correlaciones confiables entre la resistencia compresiva uniáxial y los parámetros de Indentación obtenidos de muestras de shale de la formación Paja.

A continuación se presentan las definiciones teóricas de los parámetros estadísticos requeridos para determinar el número de repeticiones o replicas. En adelante se utilizará los términos muestra y población para referirse a un número de elementos escogidos aleatoriamente (Muestra) que representan el universo (población).

6.10.1 Intervalo de confianza. Un intervalo de confianza, es un rango de valores (calculado en una muestra) en el cual se encuentra el verdadero valor del parámetro, con una probabilidad determinada²³.

Cuando se desea determinar el intervalo de confianza para la media de una población con una varianza conocida σ^2 utilizando la media muestral \bar{x} se puede partir de la siguiente definición:

Sea (\bar{x}) la media muestral de una muestra aleatoria de tamaño n de una población con varianza conocida σ^2 , un intervalo de confianza del $100(1-\alpha)$ % está dado por:

$$\bar{x} - Z_{\alpha/2} * \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \leq \mu \leq \bar{x} + Z_{\alpha/2} * \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \quad (25)$$

Donde $Z_{\alpha/2}$ es llamado valor crítico o punto de distribución normal estándar y La probabilidad de equivocarnos se llama nivel de significancia y se simboliza α . En general se puede decir que se tiene una confianza de que el $100(1-\alpha)$ % de los datos se encuentran dentro del intervalo de confianza, es decir la media más o menos el error.

6.10.1.1 Intervalo de confianza para un promedio: Normalmente cuando se requiere determinar un intervalo de confianza para la media (μ) de una población, se desconoce la varianza poblacional σ^2 , por ende muchas veces no es aplicable el intervalo de confianza para la media (μ) descrito.

Si en el intervalo se reemplaza la desviación estándar poblacional (σ) por la desviación estándar muestral (δ), el intervalo de confianza toma la forma:

$$\bar{x} - Z_{\alpha/2} * \frac{\delta}{\sqrt{n}} \leq \mu \leq \bar{x} + Z_{\alpha/2} * \frac{\delta}{\sqrt{n}} \quad (26)$$

6.10.2 Tamaño de la muestra (número de replicas). El tamaño de la muestra depende del nivel de confianza $100(1-\alpha)$ % que se desee para los resultados y de la amplitud del intervalo de confianza, es decir del error máximo que se esté dispuesto a admitir (Ecuación 27).

$$E = Z_{\alpha/2} \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \quad (27)$$

Fijados estos, $1-\alpha$ y E , es posible calcular el tamaño mínimo de la muestra que debe emplearse.

$$n = \left(Z_{\alpha/2} * \frac{\sigma}{E} \right)^2 \quad (28)$$

Si se reemplaza la desviación estándar poblacional (σ) por la desviación estándar muestral (δ), entonces las dos ecuaciones anteriores quedaran de la siguiente forma:

$$E = Z_{\alpha/2} \frac{\delta}{\sqrt{n}} \quad (29)$$

$$n = \left(Z_{\alpha/2} * \frac{\delta}{E} \right)^2 \quad (30)$$

Para estimar el número de repeticiones y el intervalo de confianza para las pruebas de Indentación, fue necesario realizar pruebas de Indentación preliminares que permitieran determinar mediante las ecuaciones anteriores el número de repeticiones y el intervalo de confianza. Para esto en el siguiente capítulo se describen las pruebas de Indentación preliminares realizadas en este proyecto y la metodología utilizada para interpretar los datos obtenidos de las pruebas de Indentación.

7. PRUEBAS DE INDENTACIÓN PRELIMINARES

Este proyecto de investigación requiere de pruebas preliminares que permitan conocer cuál es la dispersión de los datos obtenidos de las pruebas de Indentación y como base para determinar el número de repeticiones o replicas requerido para obtener valores promedios adecuados de los parámetros de Indentación, para los fragmentos de roca analizados de cada plug fallado en la prueba de compresión uniáxial no confinada.

En la prueba de compresión uniáxial no se realizan pruebas preliminares ya que en esta prueba la medición de la resistencia compresiva uniáxial se hace de forma directa y el equipo utilizado así como la técnica de preparación de los plugs, garantiza que las muestras serán representativas y mantendrán su integridad, por lo cual se tiene la confianza en que los resultados de cada plug fallado representan el valor verdadero de su UCS, ya que hasta el momento la prueba de compresión uniáxial es la que más exactitud y confianza brinda en los resultados medidos de UCS, pero con la limitante del alto costo que se requiere para realizar esta prueba y del alto tiempo requerido para la preparación de los plug.

7.1 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO UTILIZADO PARA LA REALIZACIÓN DE LAS PRUEBAS DE INDENTACIÓN DEL PROYECTO.

Las Pruebas de Indentación preliminares y las pruebas finales de este proyecto de investigación, se realizaron en un equipo de última tecnología llamado Heavy

Duty-texture analyzer (TA-HD) fabricado por *Stable Micro System* (Figura 33), ubicado en las Instalaciones del Laboratorio de Mecánica de Rocas del ICP. Este equipo es compacto, portátil y puede ser llevado a campo para medir los parámetros de Indentación en tiempo real durante la perforación de pozos.



Figura 33. Equipo utilizado para realizar todas las pruebas de Indentación del proyecto. Fuente: El Autor del Proyecto.

Las especificaciones más importantes del equipo Duty-texture analyzer (TA-HD) son las siguientes:

- ④ Capacidad de carga aplicada: (5 – 750kg).
- ④ Capacidad de penetración: (0,1mm - 524 mm).
- ④ Resolución de distancia: 0,001 mm
- ④ Capacidad de velocidad: para cargas menores a 500kg (0.01mm/seg hasta 20mm/seg) y para cargas de 500kg a 700kg (0.01mm/seg hasta 13mm/seg).

7.2 PROCEDIMIENTO TÉCNICO DE OPERACIÓN DEL ANALIZADOR DE TEXTURAS PARA ENSAYOS DE INDENTACIÓN.

Este procedimiento es utilizado en el Laboratorio de Mecánica de Rocas del ICP.

⌚ Cuando la probeta ya preparada y pulida con los ripios de shale (capítulo 5 sección 5.2.3), se ubica debajo del Indentador, se enciende el equipo de prueba y se conecta el computador dispuesto con el *Software Texture Exponent 32* destinado al control automático del equipo y para adquirir los datos de la prueba.

⌚ Ahora se entra al software del Indentador y se crea un nuevo proyecto, dejando allí una breve descripción de las muestras a ensayar.

⌚ Posteriormente se cargan los parámetros de la prueba así:

- ✚ *Modo de prueba*, se selecciona compresión.
- ✚ *Velocidad de pre-prueba*, se ingresa 0.05mm/seg, que corresponde a la velocidad con la que el indentador baja hasta ubicarse en el centro de la superficie de cada fragmento de roca o ripio a ensayar.
- ✚ *Velocidad de prueba*, se ingresa 0.01mm/seg para muestras de shale²⁵, que corresponde a la velocidad a la cual el indentador penetra en los ripios o fragmentos de roca.
- ✚ *Velocidad post – prueba*, se ingresa 1mm/seg y corresponde a la velocidad del indentador en dirección vertical ascendente una vez la prueba ha finalizado.
- ✚ *Modo de objeto*, seleccionar distancia e ingresar 0.3mm que corresponde a la distancia que el indentador penetra en las muestras de shale, suficiente para medir el comportamiento elástico y plástico de los fragmentos de roca donde se miden los parámetros de Indentación²⁵ (IM) y (CTF).
- ✚ *Tipo de sensor*, seleccionar fuerza e ingresar 250gr esto corresponde a la fuerza mínima que debe detectar el sensor para aplicar carga.

- ✚ *seleccionar las unidades de los parámetros* medidos en la prueba que serán (mm, N, seg).
- 🕒 Ahora se da la orden de correr la prueba y se otorga nombre al proyecto o set de pruebas, secuencia y ubicación de los archivos de cada prueba.
- 🕒 Finalmente se corre la prueba (Run a test) y el equipo comenzara la prueba.

Cuando la primera prueba de un mismo proyecto finaliza se ubica el siguiente ripio encapsulado en la probeta debajo del indentador y se da la orden de correr la prueba y así se hace hasta terminar los ensayos de Indentación.

7.3 METODOLOGIA PARA EL CÁLCULO DE LOS PARAMETROS DE INDENTACIÓN DEL PROYECTO.

Esta metodología propuesta se utilizara para calcular los parámetros de Indentación de las pruebas preliminares y las pruebas finales realizadas sobre muestras de afloramiento de la formación Paja, utilizadas en la construcción de las correlaciones que finalmente se encontraran en este proyecto.

La técnica utilizada se basa en el uso del software del equipo de Indentación conocido como Texture Exponent 32 y la metodología se puede describir en los siguientes pasos:

- 🕒 Se abre el software Texture Exponent 32 y se selecciona la opción abrir carpetas, allí ubicamos donde se encuentran los resultados de las pruebas de Indentación (Figura 34).

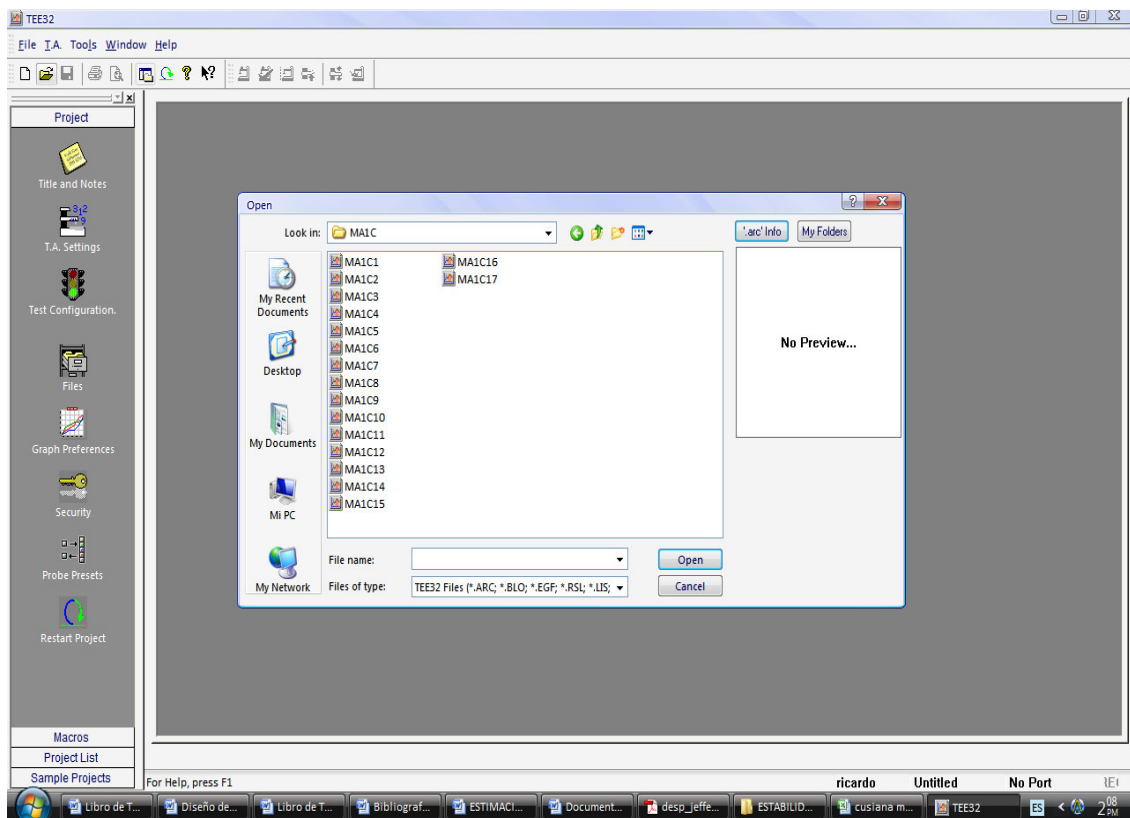


Figura 34. Esquema del software Texture Exponent 32. Fuente: El Autor del Proyecto.

Se abren los resultados y estos se presentan en curvas de carga versus desplazamiento, en un mismo grafico se presentan todas las pruebas realizadas sobre ripios de una misma probeta (Figura 35).

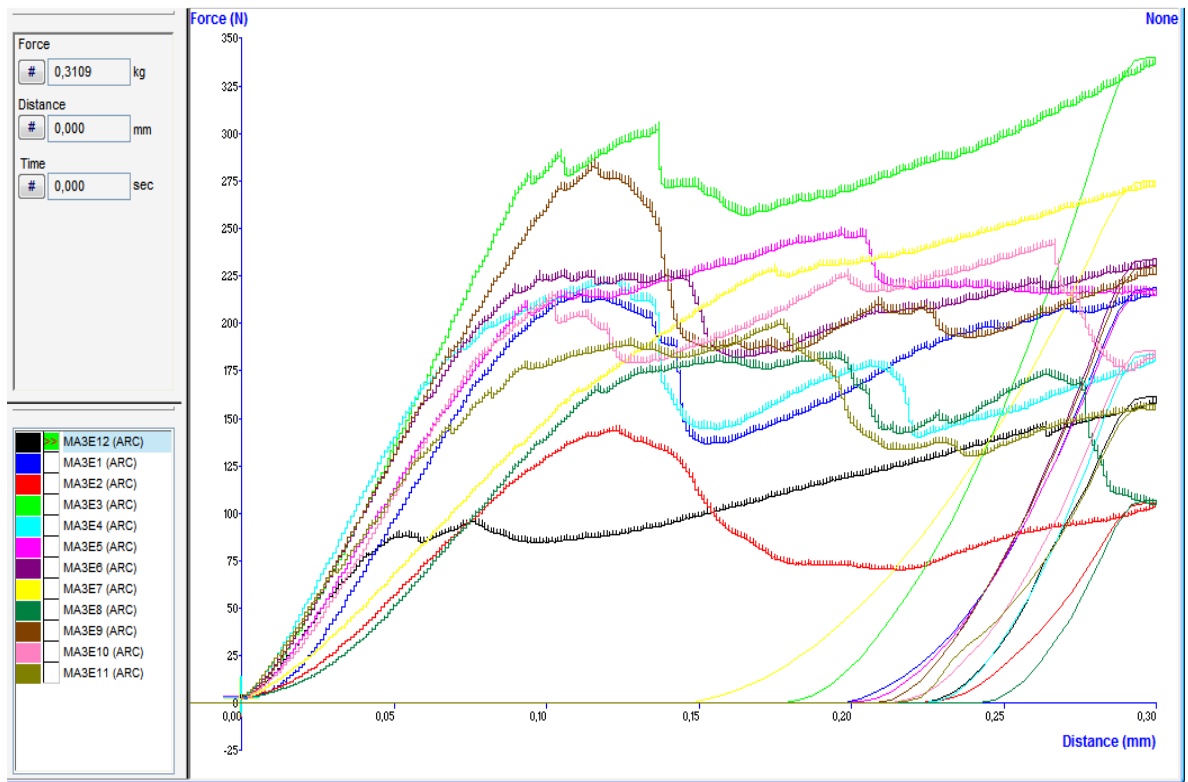


Figura 35. Forma como se presentan los resultados en el software del Indentador. Fuente: El Autor del Proyecto.

Las curvas ahora se seleccionan en forma individual y se procede a determinar los parámetros de Indentación, para esto el programa cuenta con la opción de líneas de anclaje las cuales son ubicadas sobre la grafica por la persona que analiza los resultados, de esta forma entonces se ubican las líneas de anclaje al principio y final de la zona de proporcionalidad para determinar el Modulo de Indentación (Figura 36). Otra línea de anclaje se ubica sobre el punto de transición es decir dónde termina la región elástica y empieza la zona perturbada o plástica (Figura 36) y finalmente se determinan los parámetros de Indentación como se especifico en el (capitulo 5 sección 5.2.4).

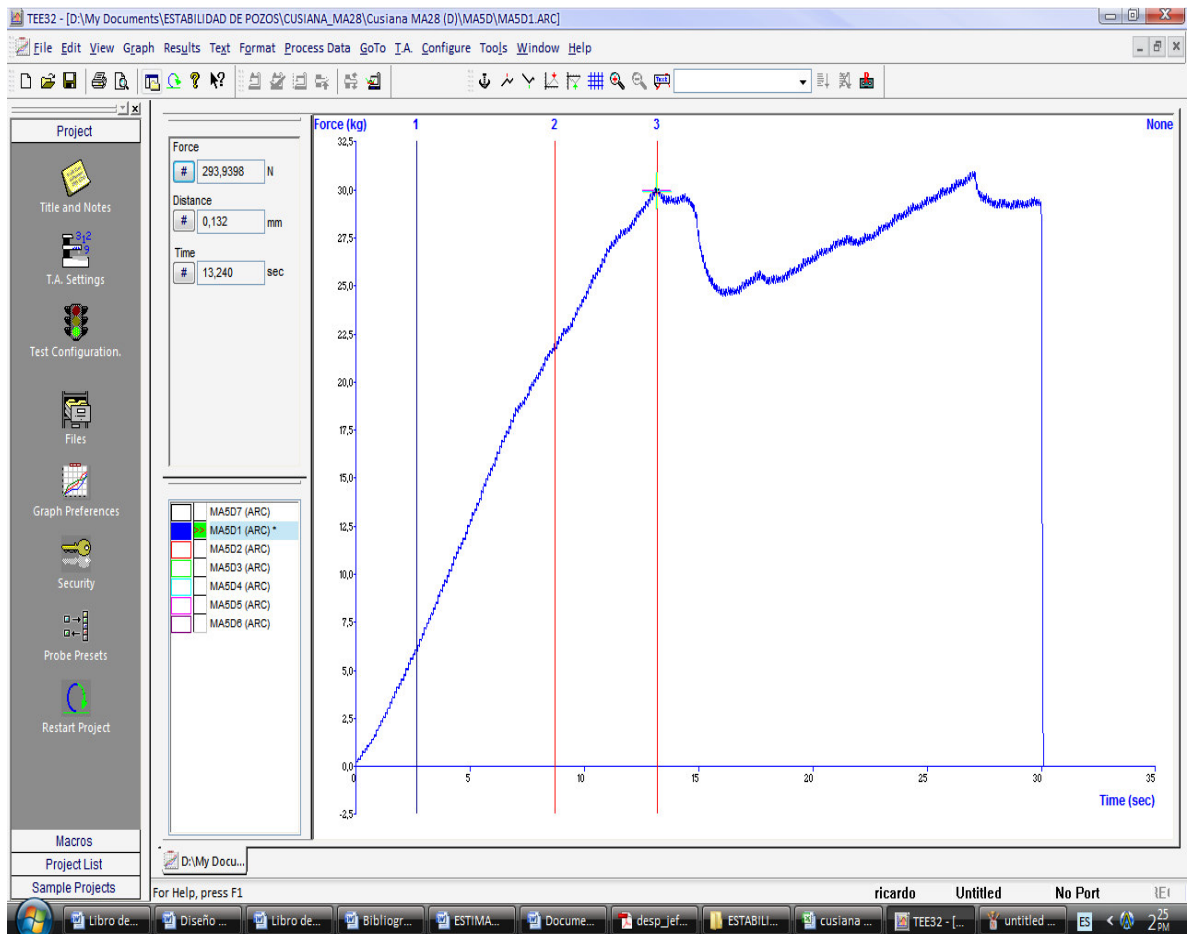


Figura 36. Resultado individual de la prueba de Indentación para un ripio, sometido a la estimación de los parámetros de Indentación. Fuente: El Autor del Proyecto.

El Software en la opción de cálculos permite determinar el gradiente o pendiente, entre las líneas de anclaje ubicadas sobre la grafica en la región elástica (Modulo de Indentación (N/mm)) y el resultado lo almacena en una hoja de cálculo exportable a Excel, de igual forma al ubicar la línea de anclaje de la Fuerza Critica de Transición (N) se puede oprimir la casilla fuerza en la ventana principal del programa, y esta fuerza se grabara también en la hoja de cálculo generada internamente para los resultados, permitiendo así conocer de forma inmediata también este parámetro de Indentación; de esta forma se realizan todos

los cálculos de los ensayos realizados y posteriormente se exportan a Excel donde se deben realizar los análisis estadísticos necesarios.

7.4 DESCRIPCIÓN DE LAS MUESTRAS UTILIZADAS EN LAS PRUEBAS PRELIMINARES.

Las muestras de shale utilizadas para la realización de las pruebas preliminares fueron obtenidas del pozo UIS1, perforado en el Piedemonte Llanero. La obtención de los rípios fue posible por la colaboración tecnológica existente en el momento de la realización de estas pruebas preliminares entre la empresa operadora británica BP y Ecopetrol (ICP), las muestras fueron extraídas por el miembro del grupo de Investigación en Estabilidad de Pozos Jefferson Mateus T²², que por su alta experiencia en el tema, hizo posible que las muestras recolectadas fueran representativas.

Las muestras obtenidas corresponden a rípios de Shales (Cavings) productos de los derrumbes ocasionados por la inestabilidad del pozo durante su perforación y que salen con el lodo de perforación a superficie, los rípios corresponden a 2 diferentes formaciones con presencia de Shales que fueron: la formación León, y la formación Carbonera C1. Los rípios obtenidos del pozo UIS1 utilizados en estas pruebas preliminares fueron 60 rípios de tamaño apropiado 5mm según (capítulo 6 sección 6.9.2) y corresponden a profundidades que van desde los 5500 pies de profundidad, hasta los 8900 pies de profundidad aproximadamente.

Cuando las muestras fueron extraídas del pozo se procedió a limpiarlas con aceite mineral con el fin de eliminar la suciedad causada por el lodo de perforación y posteriormente fueron conservadas con aceite mineral para evitar que sufrieran el fenómeno de la deshidratación ya mencionado en el capítulo 4.

Una vez las muestras llegaron al Laboratorio de Mecánica de Rocas del Instituto Colombiano del Petróleo ICP, se construyeron las probetas de acuerdo al (capítulo 5 sección 5.2.3), pero considerando el tamaño de la probeta planteado en el diseño experimental, el cual es de 4cm de diámetro y 1.5cm de espesor, en la construcción de cada probeta se utilizaron 32ml de polimetacrilato (sólido) y 16ml de metil metacrilato (líquido). En estas pruebas preliminares no se consideró el número de repeticiones de la prueba de Indentación por profundidad analizada y caracterizada con módulos de Indentación. En forma general se puede decir que por cada profundidad caracterizada con la prueba de Indentación se realizaron entre 8 y 12 replicas por cada profundidad, es decir que para cada profundidad las pruebas de Indentación se realizaron en promedio para dos o tres probetas con 5 fragmentos de shales cada una. A continuación se muestra la profundidad de cada grupo de fragmentos y la formación a la cual pertenecen:

Tabla 6. Grupos de muestras seleccionadas para las pruebas de Indentación preliminares, obtenidas del pozo UIS1.

GRUPO.	PROFUNDIDAD (Ft).	FORMACIÓN
1	7284.44	León.
2	7872.80	León.
3	7984.84	León.
4	8208.90	León.
5	8339.68	Carbonera C1.
6	8545.52	Carbonera C1.

Fuente: El Autor del Proyecto.

Cuando todas las probetas fueron pulidas para hacer sus caras planas y exponer los ripios de perforación, se procedió a realizar las pruebas de Indentación en el equipo descrito en este capítulo.

7.5 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PRELIMINARES.

Debido a que el número de pruebas preliminares fue de 50, a continuación se presentan las curvas de carga versus desplazamiento para los seis grupos de datos correspondientes a las 6 profundidades mostradas en la (Tabla 6), donde se puede ver el comportamiento mecánico de los ripios de roca, (Figuras 37, 38, 39, 40, 41 y 42).

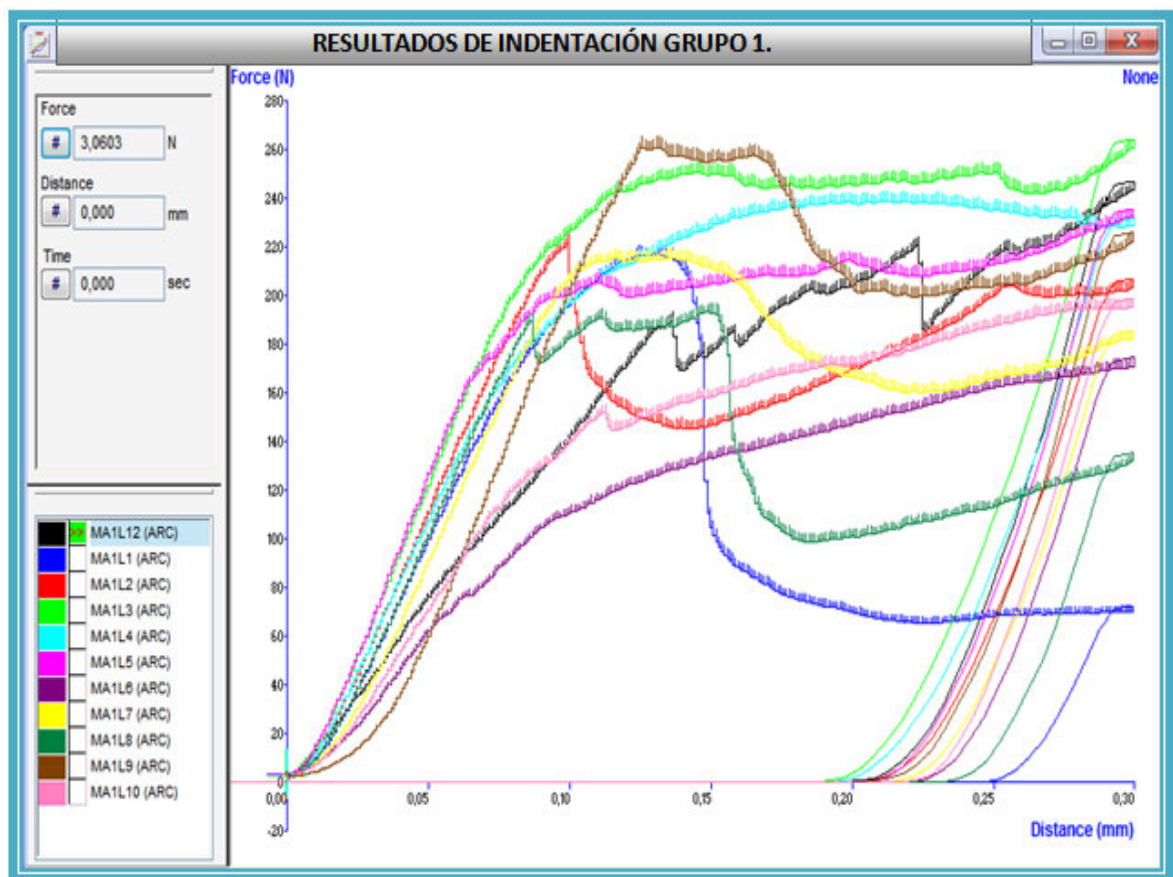


Figura 37. Familia de curvas de Indentación para muestras del Grupo 1.
Fuente: El Autor del Proyecto.

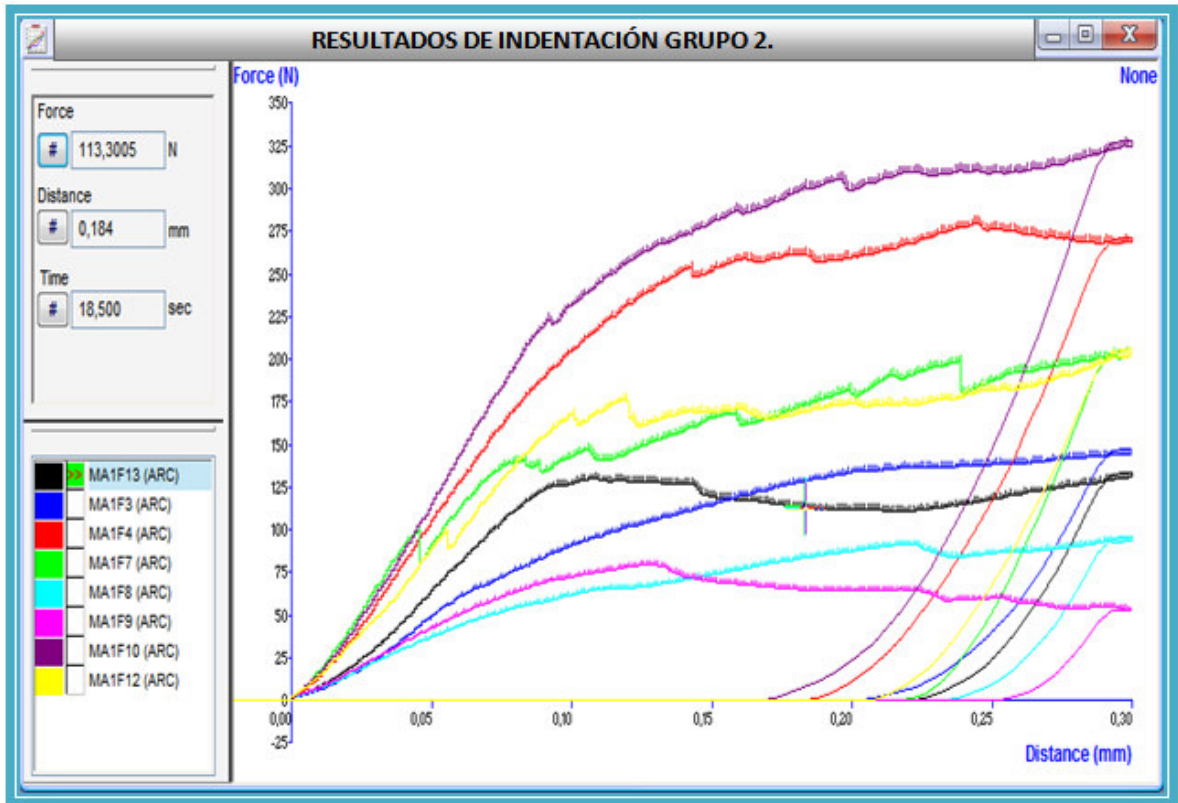
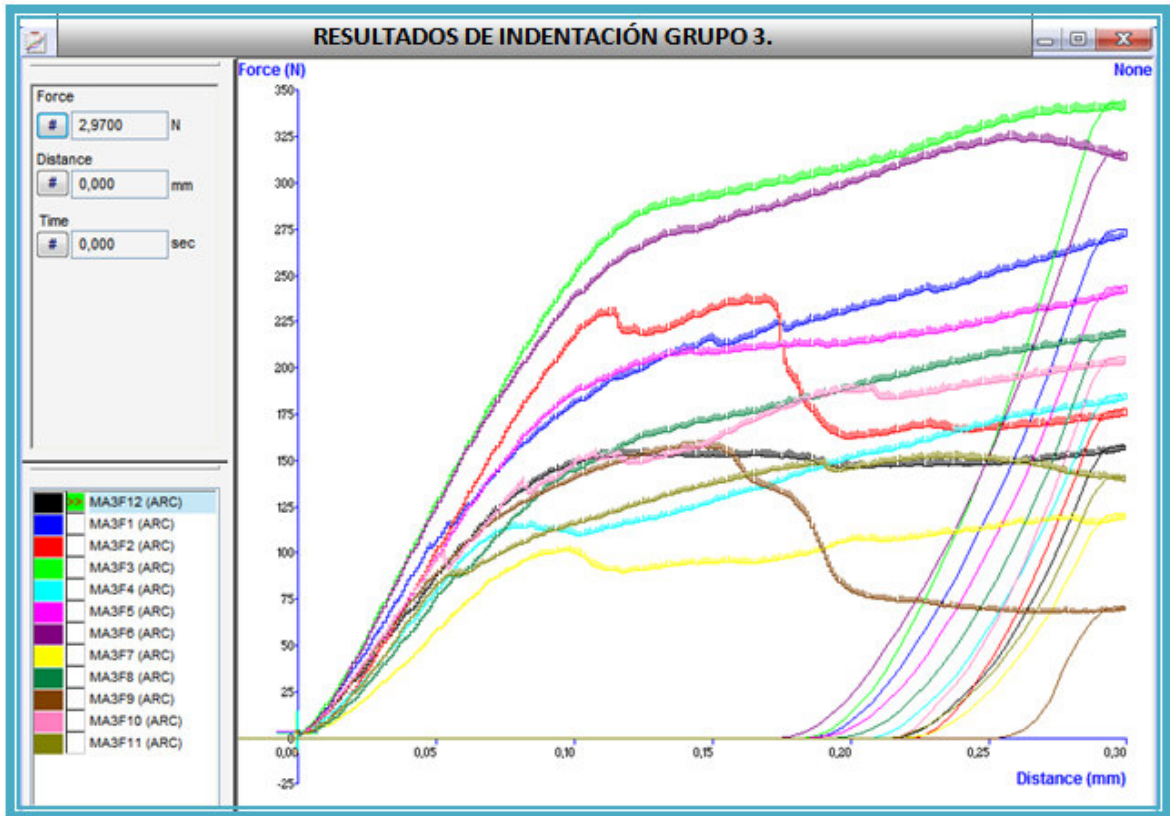


Figura 38. Familia de curvas de Indentación para muestras del Grupo 2.
Fuente: El Autor del Proyecto.



**Figura 39. Familia de curvas de Indentación para muestras del Grupo 3.
Fuente: El Autor del Proyecto.**

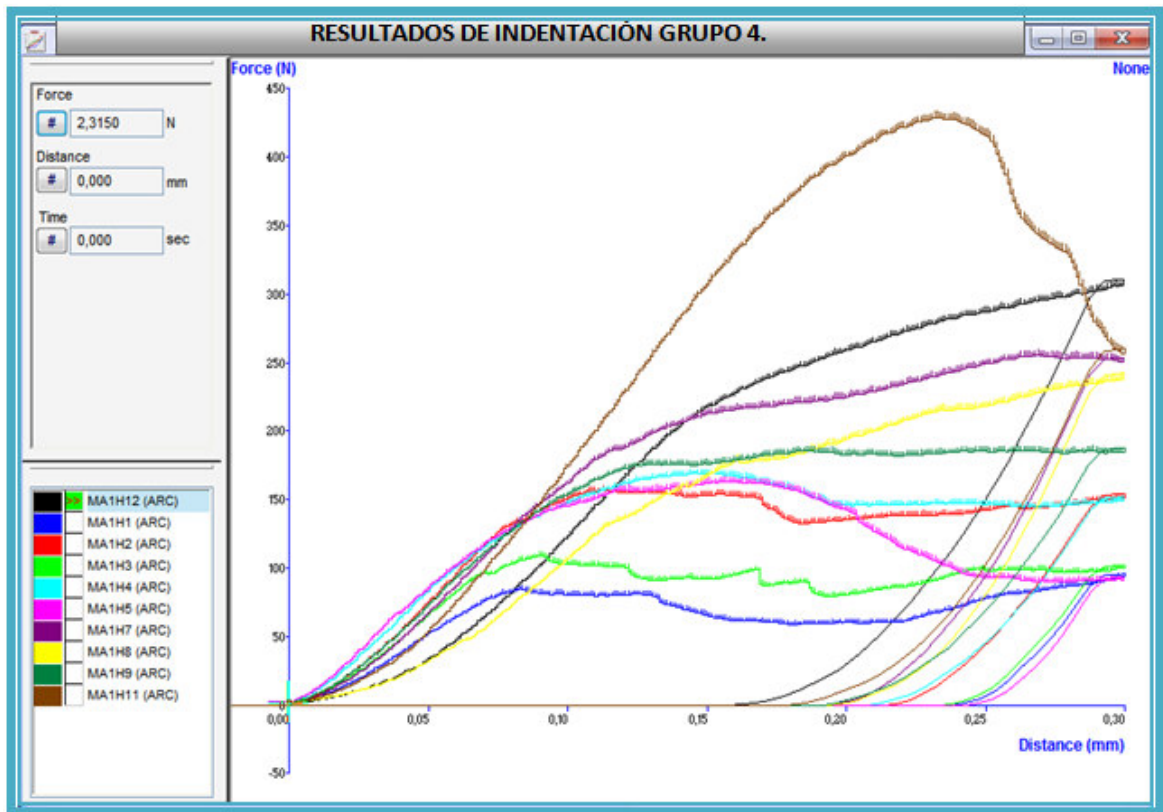


Figura 40. Familia de curvas de Indentación para muestras del Grupo 4.
Fuente: El Autor del Proyecto.

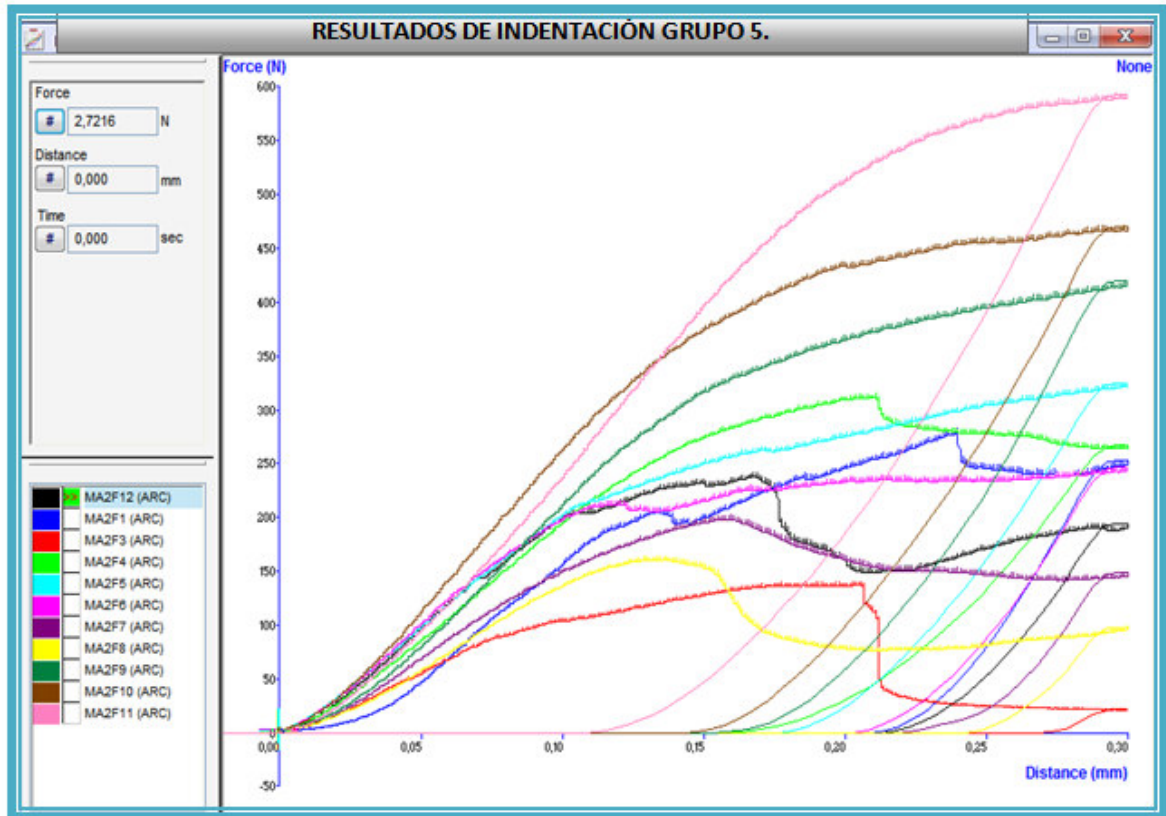


Figura 41. Familia de curvas de Indentación para muestras del Grupo 5.
Fuente: El Autor del Proyecto.

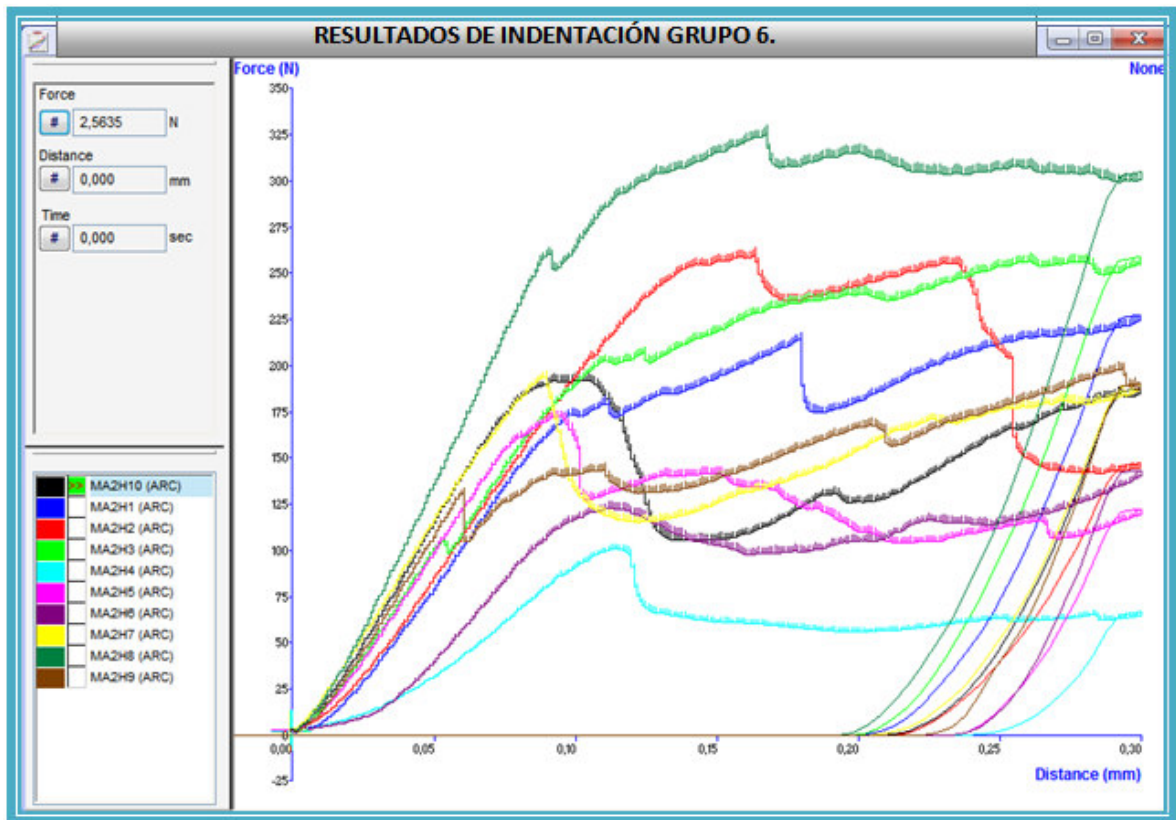


Figura 42. Familia de curvas de Indentación para muestras del Grupo 6. Fuente: El Autor del Proyecto.

Las graficas presentadas anteriormente para los diferentes grupos de muestras utilizadas en las pruebas preliminares, dejan apreciar el comportamiento mecánico de los ripios a medida que se incrementa la carga, además se pueden apreciar las regiones de interés para el cálculo de los parámetros de Indentación, como son la región lineal donde se presenta el comportamiento elástico inicial de la roca (donde se determina la pendiente o Modulo de Indentación (IM)) y la región de transición donde la muestra de roca pasa del estado elástico al plástico es decir (donde se fractura y se determina la Fuerza Critica de Transición CTF).

En la (Tabla 7), se presentan los resultados promedios de los parámetros de Indentación (IM) y (CTF), obtenidos utilizando el procedimiento descrito en la

(sección 7.3) del presente capítulo, además se presentan parámetros estadísticos básicos utilizados para analizar y cuantificar la dispersión de los datos.

Tabla 7. Resultados Promedios de Modulo de Indentación (IM) y Fuerza Critica de Transición (CTF), obtenidos en las Pruebas preliminares de Indentación.

RESULTADO DE LAS PRUEBAS PRELIMINARES DE INDENTACIÓN.					
GRUPO	MODULO DE INDENTACIÓN (IM). (N/mm)				
	Promedio.	Desviación Estándar.	Coefficiente de variación.	Mediana.	Varianza.
1	2299,76551	491,5524152	21,37402324	2440,403	241623,777
2	1663,84069	750,087211	45,08167241	1704,228	562630,824
3	1981,90337	384,7692738	19,41412883	1932,800	148047,394
4	1834,60366	365,4100047	19,91765377	1777,601	133524,472
5	2115,16973	503,780375	23,81749168	2141,563	253794,666
6	2173,89803	523,4976007	24,08105597	2244,670	274049,738
GRUPO	FUERZA CRÍTICA DE TRANSICIÓN (CTF). (N)				
	Promedio.	Desviación Estándar.	Coefficiente de Variación.	Mediana.	Varianza.
1	200,17994	42,07661245	21,01939506	212,282	1770,44132
2	148,281	64,354	43,400	137,094	4141,49429
3	183,430522	58,45924192	31,86996437	160,843	3417,48297
4	183,233274	82,42799383	44,98527577	172,350	6794,37417
5	228,3389	73,81339841	32,32624773	209,317	5448,41779
6	178,693577	56,14749348	31,42110341	185,896	3152,54102

Fuente: El Autor del Proyecto.

Los resultados anteriores dejan ver como las desviaciones estándar son altas considerando los valores de los parámetros de Indentación, lo cual indica que es necesario incluir mayor número de repeticiones para las pruebas de Indentación,

con el fin de reducir estos valores de desviación y así poder tener mayor confianza en los resultados.

Para tener una mayor certeza o confianza, los valores promedios que de aquí en adelante se consideran como los valores de los parámetros de Indentación corresponden a las medianas de los tratamientos estadísticos aplicados a los resultados, esto porque la mediana representa la medida promedio de los datos centrales que presentan un comportamiento similar o que tienen una tendencia definida, es una medida que no se afecta por los valores anormales, excesivamente grandes o excesivamente pequeños de una variable, lo cual nos ayudará a no tomar en cuenta aquellos valores anormales producto de la poca adherencia de la resina acrílica como se comentó en el (capítulo 5 sección 5.2.3) y que en la realización de las pruebas no fueron descartados.

En la (Figura 43) se presenta un gráfico de dispersión donde se puede apreciar la interdependencia que tiene entre sí los parámetros de Indentación (IM) y (CTF), por lo cual se puede apreciar que cuando el IM aumenta también lo hace la CTF y viceversa, esta interdependencia o correlacionalidad también se presenta con la resistencia compresiva uniaxial²¹ y es la razón que permitió plantear y desarrollar este trabajo de investigación en el cual se obtienen dos correlaciones, una entre el UCS y el módulo de Indentación (IM) y otra entre el UCS y la Fuerza Crítica de Transición (CTF).

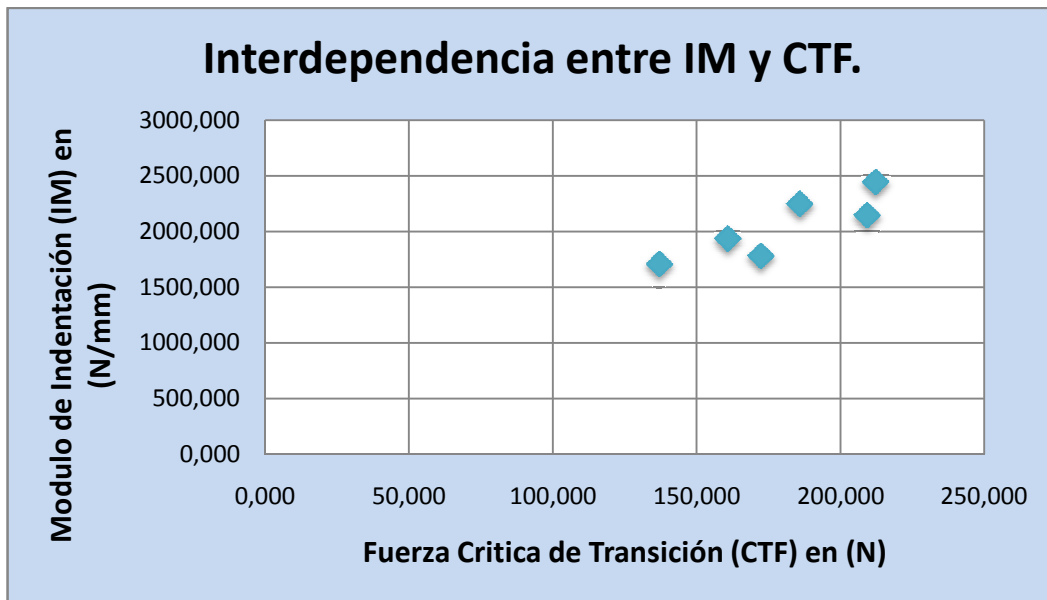


Figura 43. Interdependencia de los Parámetros de Indentación (IM) y (CTF) obtenidos de las pruebas preliminares. Fuente: El Autor del Proyecto.

7.6 DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE REPETICIONES Y LOS INTERVALOS DE CONFIANZA PARA LAS PRUEBAS DE INDENTACIÓN FINALES DEL PROYECTO.

Como se menciona en el (capítulo 6 sección 6.10) conocer el número de repeticiones de la prueba de Indentación para un determinado nivel de confianza establecido, es esencial para obtener valores de parámetros de Indentación reales y exactos que permitan construir correlaciones confiables y con la mínima incertidumbre.

Para determinar el número de repeticiones o ensayos (n) en cada prueba de Indentación se utiliza la (Ecuación 30), debido a que este valor depende de la desviación estándar, se toma entonces el mayor valor de desviación estándar de

las pruebas preliminares de Indentación para ser conservativos, el cual fue de 750.09N/mm y considerando un error máximo admisible de 300 N/mm, para un nivel de confianza del 95%, se obtiene el siguiente numero de ensayos de Indentación requeridos:

Tabla 8. Número de ensayos a realizar en las pruebas finales.

E = 300N/mm	$\alpha/2 = 0.025$	100*(1 - α) =95%
$\delta = 750.09\text{N/mm}$	$Z_{\alpha/2} = 1.96$	n = 24.01 \cong 25 ensayos.

Fuente: El Autor del Proyecto.

Los intervalos de confianza (capitulo 6 sección 6.10.1) para los resultados de las pruebas de Indentación solo serán planteados en términos de los errores máximos esperados en ambos parámetros de Indentación (Tabla 9), puesto que presentar valores numéricos de estos intervalos de confianza implicaría incluir la media de las pruebas preliminares, y debido a que los shales aquí utilizados en las pruebas preliminares son débiles, según se aprecia en los bajos valores de los parámetros de Indentación reportados, entonces los valores obtenidos para las pruebas finales sobre la formación Paja no entrarían en los intervalos de confianza puesto que esta formación está constituida por shales duros y bien consolidados que presentan valores altos de los parámetros de Indentación.

Tabla 9. Intervalos de confianza en función de los errores máximos esperados para los parámetros de Indentación.

MODULO DE INDENTACIÓN	FUERZA CRÍTICA DE TRANSICIÓN.
$\delta = 750.09\text{N/mm}$, Máxima desviación estándar.	$\delta = 82.43\text{N/mm}$, Máxima desviación estándar.
$E = 300\text{N/mm}$	$E = 32.31\text{N/mm}$
$\bar{x} - 300 \leq \mu \leq \bar{x} + 300$	$\bar{x} - 32.31 \leq \mu \leq \bar{x} + 32.31$


Fuente: El Autor del Proyecto.

8. DESCRIPCIÓN DE LA FORMACIÓN PAJA Y SALIDA DE CAMPO PARA RECOLECTAR MUESTRAS DE LA FORMACIÓN

En el planteamiento del diseño experimental del proyecto, se discutió la razón por la cual esta formación fue seleccionada para aportar las muestras de shale, necesarias para realizar las pruebas de compresión uniáxial no confinada y las pruebas de Indentación, con el fin de construir las correlaciones entre los parámetros medidos en las pruebas mencionadas (Capítulo 6 sección 6.8), por tal motivo a continuación se presenta una descripción general de la formación Paja y más adelante en este capítulo se discutirá el afloramiento seleccionado para extraer las muestras y el resultado de la salida de campo.

8.1 FORMACIÓN PAJA.

En términos geológicos es importante antes de describir las rocas que conforman la formación Paja, detallar a que era, periodo y unidad geológica pertenece la formación Paja que aflora en territorio Santandereano. Por tal razón a continuación se describe la era Mesozoica, el periodo cretácico inferior y la unidad Barremiano-Albiano inferior a los cuales pertenece esta formación rocosa.

 **Era Mesozoica:** También se denomina con frecuencia la era de los reptiles, debido a que esta clase animal dominó la Tierra durante todo este tiempo. Comenzó hace 245 millones de años e incluye los periodos triásico, jurásico y

cretácico. Los fósiles guía de esta era son un grupo de cefalópodos extintos, llamados amonites, y ciertas formas extintas de erizos de mar.

Las rocas pertenecientes a esta era son: sedimentarias plutónicas, volcánicas y Volcano-sedimentarias, en Santander estas rocas se hallan distribuidas y agrupadas en las unidades: Triásico, Jurásico inferior-medio, Jurásico superior, Cretácico inferior y Cretácico superior³⁰.

🌐 **Periodo Cretácico inferior:** Este periodo está conformado por rocas sedimentarias que se encuentran ampliamente distribuidas en el territorio santandereano; las cuales afloran en la región oriental del departamento. En esta unidad se incluyen las formaciones Los Santos (Tambor), Cumbre, Rosa Blanca, **Paja**, Tablazo y Simití, que forman parte de la cuenca del Valle Medio del Magdalena³⁰ (Figura 44).

🌐 **Barremiano-Albiano inferior:** Esta unidad está conformada por lutitas, calizas, areniscas y lodolitas, datadas del Barremiano al Albiano inferior, las cuales se hallan aflorando en el cauce de los ríos Lebrija, Sogamoso, Suárez y Fonce, en el extremo sur del departamento de Santander, donde están ampliamente distribuidas; ocupan las áreas de Confines, Oiba, Suaita, La Paz, Chipatá, Vélez, Jesús María y Albania. Estas rocas sedimentarias están representadas por las formaciones **Paja** y Tablazo³⁰.

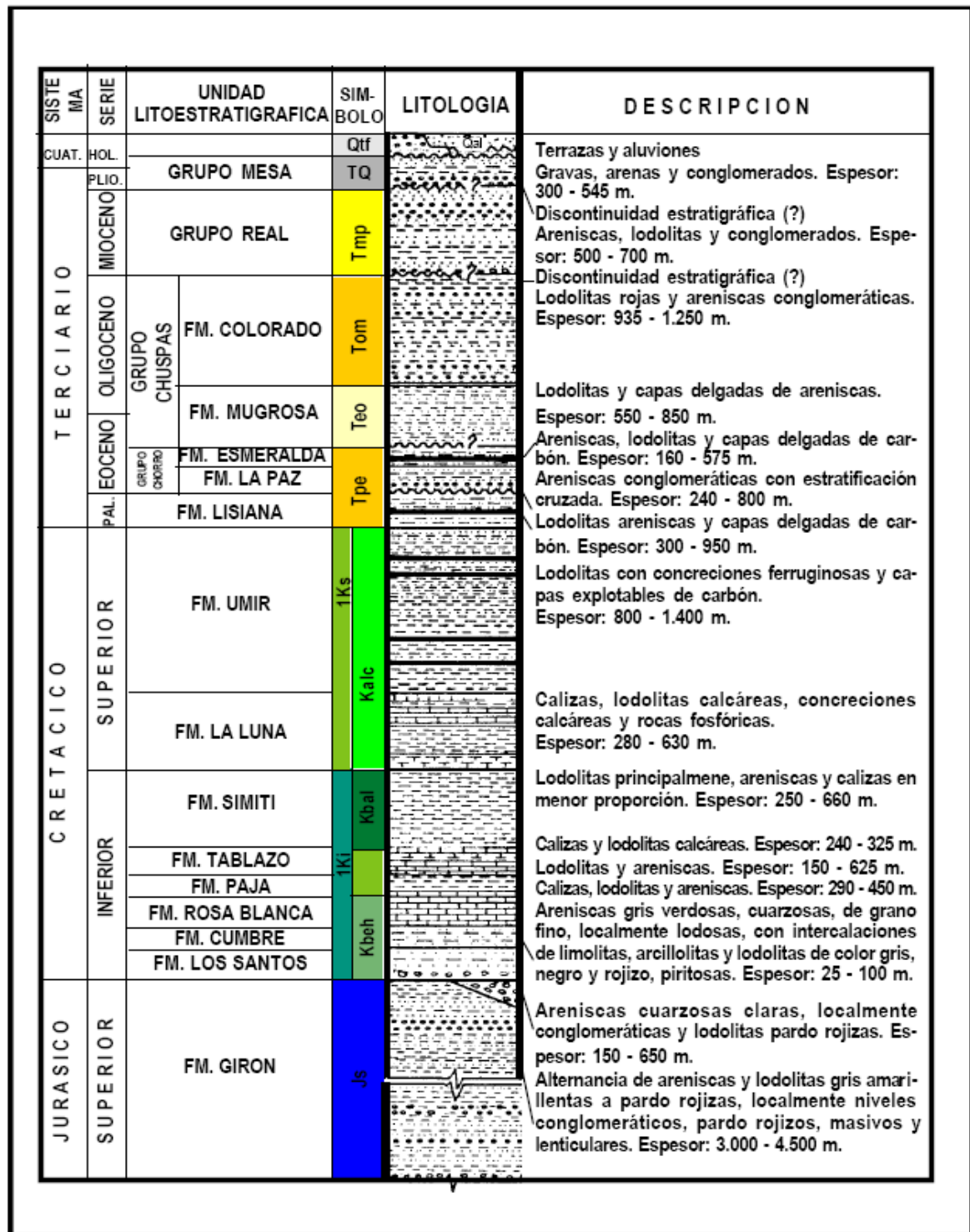


Figura 44. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Fuente: José María R y Jairo Clavijo, INGEOMINAS³⁰, 2001.

8.1.1 Descripción general de la formación Paja. Inicialmente esta formación fue descrita por Wheeler (en MORALES, et al., 1958); su localidad tipo es el Cerro Rosablanca al oriente del puente sobre el Río Sogamoso en la vía que conduce a Barrancabermeja desde Bucaramanga. Esta unidad está constituida por lutitas y shales gris oscuros a azulosos, fosilíferos, con intercalaciones de areniscas gris amarillentas, de grano fino, con algunas intercalaciones de shales grises, localmente arenosos, calcáreos, fosilíferos, localmente limosos a arenosos, con intercalaciones de areniscas gris amarillentas, de grano fino, también pequeñas intercalaciones de calizas grises, localmente arenosas, fosilíferas. Se estima que su depósito tuvo lugar en un ambiente de depositación marino de aguas poco profundas o de circulación restringida, con desarrollo de facies de material arenoso hacia la base de la formación; la posible fuente de estos materiales es el Macizo de Santander según Pulido 1980. El espesor de la formación varía entre 125 y 625 m. El límite estratigráfico de esta unidad con la suprayacente Formación Tablazo³⁰.

8.2 DESCRIPCIÓN DE LA SALIDA DE CAMPO REALIZADA PARA RECOLECTAR MUESTRAS DE SHALE DE LA FORMACIÓN PAJA.

Inicialmente se pensó realiza la extracción de las muestras requeridas para este proyecto, de un afloramiento de la formación Paja ubicado sobre la vía Barrancabermeja a 31 kilómetros y 684 metros de Bucaramanga, ubicándose el afloramiento a 1400 metros sobre el nivel del mar y con unas dimensiones de 30 por 40 metros, presentando una litología de shale negro, Shale fosilífero y lodolitas³¹ (Figura 45).

Una salida de campo exploratoria a este afloramiento fue realizada, pero se encontró que consta de shales negros totalmente alterados. La acción de la constante humedad por aguas filtradas de los terrenos ubicados aguas arriba del afloramiento, la espesa vegetación presente y la acción de los microorganismos, indican que las muestras están muy dañadas por su estado de exposición al ambiente (Figura 21).

Un bloque de shale de tamaño pequeño fue extraído del afloramiento (Figura 22), pero no es apto para la extracción de plugs debido a su estado de debilidad.

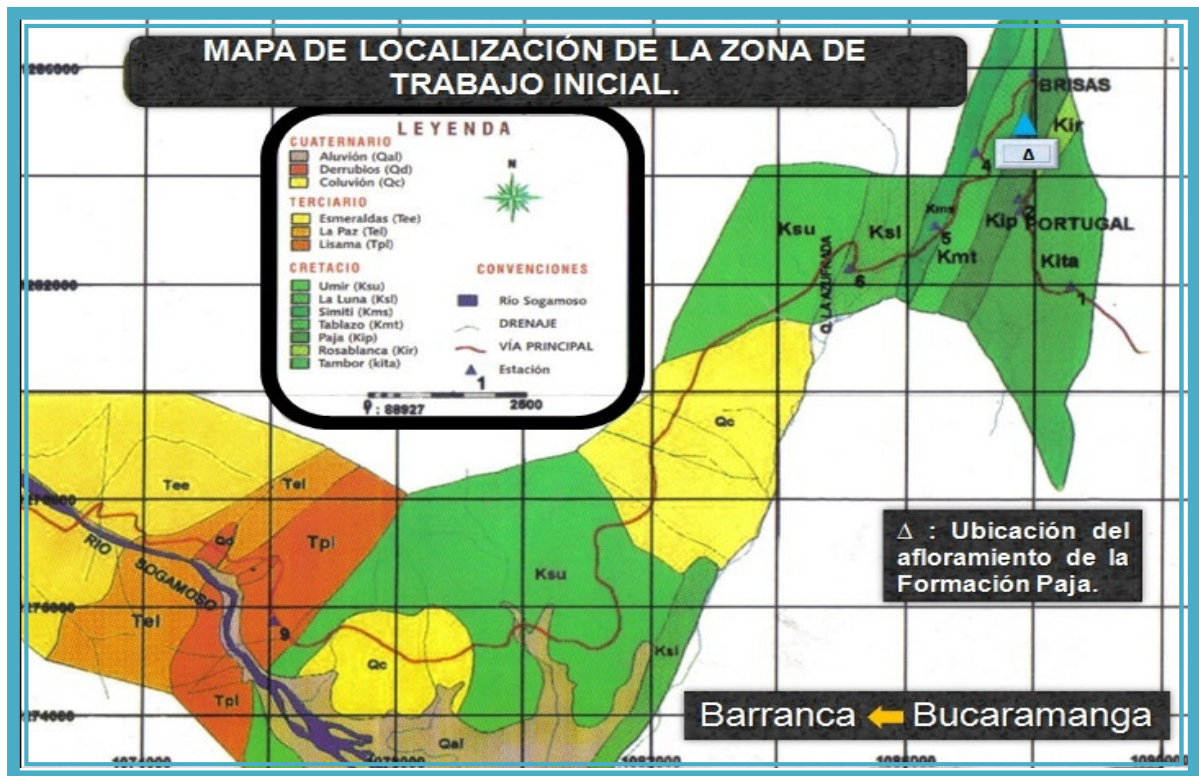


Figura 45. Mapa de ubicación del afloramiento de la Formación Paja visitado inicialmente en este trabajo de investigación. Fuente: Seminario, (Schlumberger³¹), UIS 2004.

Debido a esta fallida recolección de muestras se evaluaron una vez más los afloramientos de la formación Paja ubicados en Santander y se encontró que el

afloramiento ubicado sobre la quebrada Barichara, entre los municipios de Cabrera y Barichara en Santander exponía muestras de shale muy bien conservadas, poco fisiles y homogéneas. Diversos muestreos sobre este afloramiento se habían realizado durante años atrás por estudiantes de Geología de la Universidad Industrial de Santander UIS y por geólogos e ingenieros del ICP que han caracterizado los afloramientos del Departamento, específicamente expertos del Laboratorio de Mecánica de Rocas y del Laboratorio de análisis petrofísicos básicos del Instituto Colombiano del Petróleo ICP, manifestaron que en dichos laboratorios ya se había logrado extraer y fallar exitosamente plugs de este afloramiento de shales.

Por las razones anteriores se decidió recolectar muestras de shale de dicho afloramiento para utilizarlas en las pruebas finales de este proyecto. Por este motivo a continuación se describen los resultados de la salida de campo, trabajo que fue apoyado por dos Geólogos de la Universidad Industrial de Santander Rueda J y Madero H.D.

8.2.1 Salida de campo al afloramiento de la formación Paja ubicado entre los municipios de Cabrera y Barichara (Santander). El afloramiento muestreado de la formación Paja se ubica en la provincia de Guanenta entre las poblaciones de Cabrera y Barichara (Santander), ver (Figura 46) y (Figura 47), el afloramiento se encuentra a la altura de la quebrada Barichara la cual se ubica aproximadamente a 7 kilómetros de la municipalidad de Cabrera.

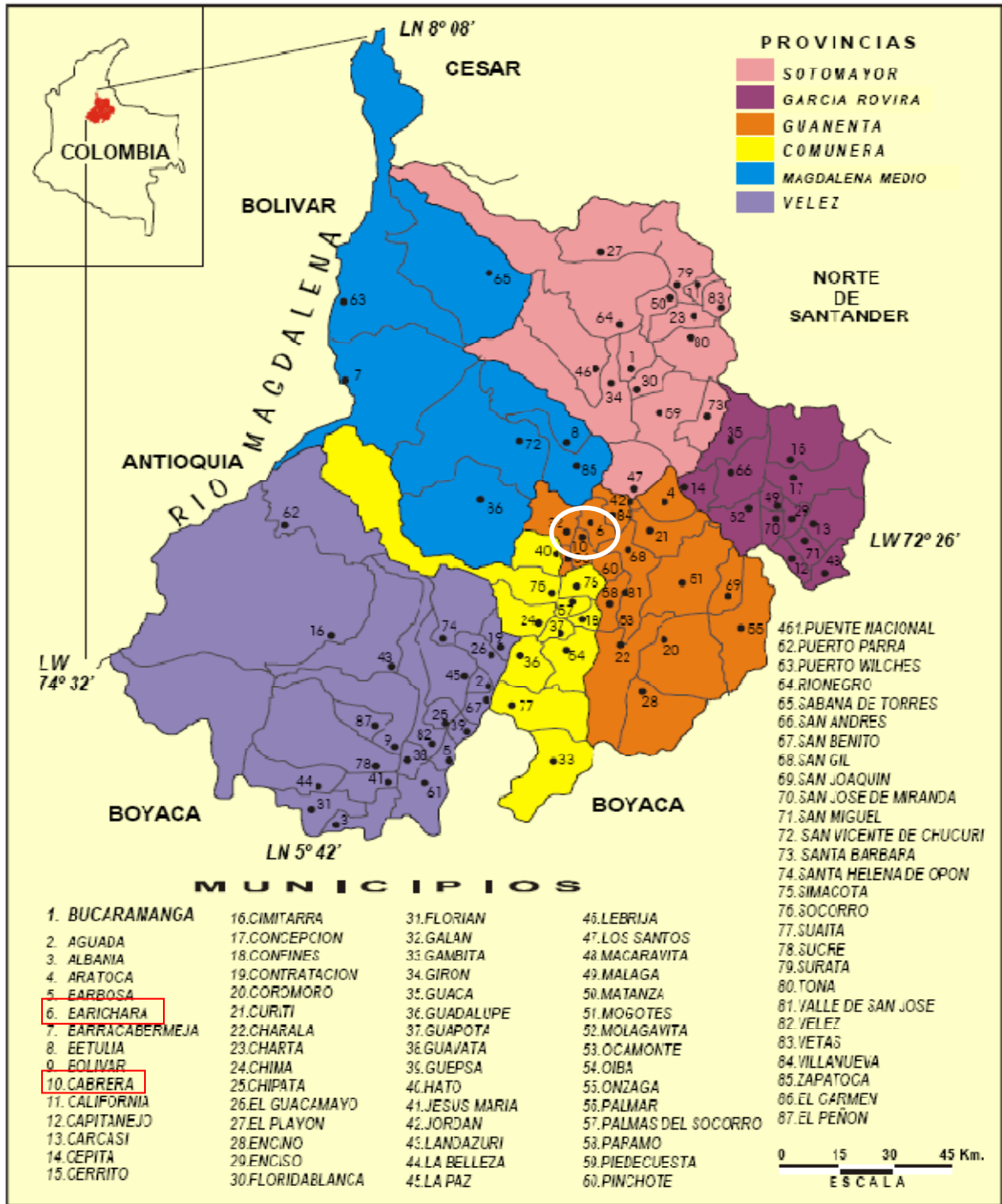


Figura 46. Mapa de Santander, señalando la ubicación de las poblaciones cercanas al afloramiento muestreado de la formación Paja. Fuente: José María R y Jairo Clavijo, INGEOMINAS³⁰, 2001.

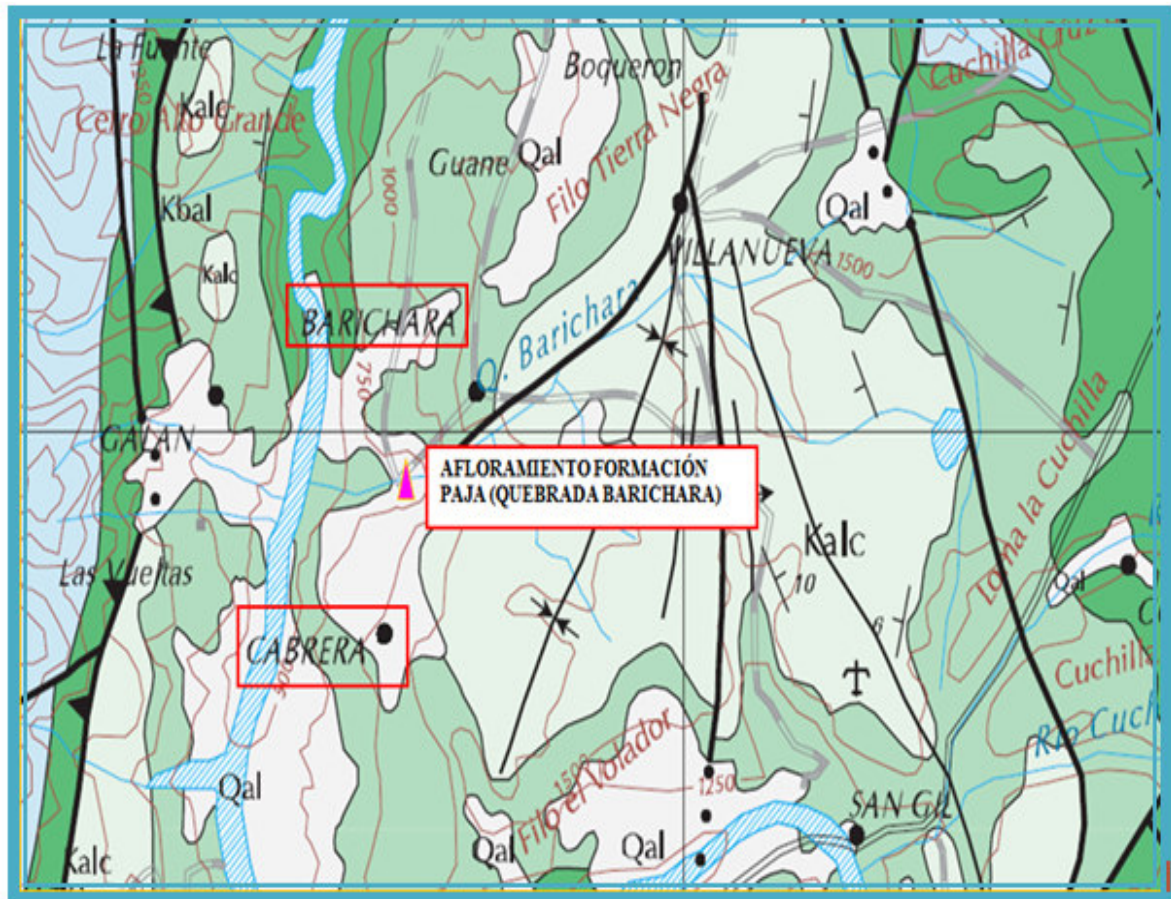


Figura 47. Mapa de Santander, señala la ubicación exacta del afloramiento de la formación paja que fue muestreado. Fuente: Fuente: José María R y Jairo Clavijo, INGEOMINAS³⁰, 2001.

El afloramiento presenta shales negros e intercalaciones de caliza gris, es común encontrar nódulos calcáreos y septareas que oscilan entre los 10 a 30cm de diámetro (Figura 48). Los shales presentan fisilidad en grado variable, las muestras que afloran 200 metros en dirección Norte-Este del afloramiento principal sobre la quebrada Barichara, presentan el más alto grado de fisilidad y no fueron recolectadas muestras de allí, pues el grado de desprendimiento de las capas laminadas es severo y no permite extraer plugs de este tipo de roca alterada.

El afloramiento principal sobre la quebrada Barichara (Figuras 49, 50, 51) presenta shales muy bien conservador y de baja fisilidad, en forma general son shales homogéneos y bien consolidados que permiten su manipulación, debido a estas características de los shales, se realizo el muestreo o recolección de rocas de este sitio, extrayendo muestras lo mas enterradas posible en el afloramiento y las menos expuestas a la quebrada y el ambiente en general.

La extracción se realizo con martillos geológicos y finalmente fue posible extraer 12 bloques de tamaño adecuado para la extracción de plugs, cubriendo todos los sitios del afloramiento principal que aportaban muestras sin fracturas y bien conservadas, las imágenes de las muestras extraídas se pueden ver en la (Figura 52)



Figura 48. Afloramiento de la Formación Paja ubicado Sobre la quebrada Barichara en Cabrera (Santander). Fuente: El Autor del Proyecto.



Figura 49. Afloramiento de la Formación Paja ubicado Sobre la quebrada Barichara en Cabrera (Santander). Fuente: El Autor del Proyecto.



Figura 50. Afloramiento de la Formación Paja ubicado Sobre la quebrada Barichara en Cabrera (Santander). Fuente: El Autor del Proyecto.



Figura 51. Afloramiento de la Formación Paja ubicado Sobre la quebrada Barichara en Cabrera (Santander). Fuente: El Autor del Proyecto.







Figura 52. Muestras extraídas de la formación Paja, afloramiento ubicado en la quebrada Barichara entre los municipios de Cabrera y Barichara (Santander). Fuente: El Autor del Proyecto.

9. PRUEBAS DE COMPRESIÓN UNIAXIAL INCONFINADA Y DE INDENTACIÓN SOBRE MUESTRAS DE LA FORMACIÓN PAJA

La ejecución de las pruebas de compresión uniáxial y de Indentación es una labor que depende principalmente de la preparación de las muestras para cada una de las pruebas, en la primera prueba la preparación de las muestras consiste en la extracción de plugs y en la segunda prueba consiste en la extracción de pequeños fragmentos que simulen ripios de perforación, obtenidos de pequeños discos que se logran extraer de los plugs durante su proceso de preparación (capítulo 6, sección 6.9.2, Figura 29), o por medio de fragmentos de roca obtenidos de los alrededores de cada plug, que posteriormente serán encapsulados en probetas hechas con una mezcla acrílica utilizada en dentistería (capítulo 5, sección 5.2.3).

A continuación se presenta el proceso de preparación y ejecución de pruebas finales de este proyecto de investigación sobre las muestras extraídas de la formación Paja (capítulo 8, sección 8.2.1, Figura 52).

9.1 ENSAYO DE COMPRESIÓN UNIAXIAL (SIN CONFINAMIENTO).

La Descripción general de esta prueba de laboratorio se realizó en el (capítulo 2, sección 2.2.1.1), por lo cual a continuación se describe la preparación de las muestras de la formación Paja para dicha prueba, se describe el equipo utilizado, sus principales características y finalmente los resultados de la prueba en las muestras ensayadas.

9.1.1 Preparación de las muestras. Inicialmente las 12 muestras extraídas de la formación Paja fueron sometidas a corte para darles forma cubica (4 pulgadas para cada uno de sus lados), con el fin de obtener el tamaño adecuado para que pudieran introducirse en la cámara de extracción de plugs del Laboratorio de Análisis Petrofísicos Básicos del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), el cual está adaptado para extraer plugs de corazones de pozo o muestras de afloramiento del tamaño ya mencionado aproximadamente. El proceso de corte se realizo con una cortadora industrial que trabaja en seco, es decir sin lubricación de la cuchilla de corte, para evitar alterar las propiedades de los shales. Una vez realizado el corte de los 12 bloques extraídos de la formación Paja, fue posible obtener 9 bloques de 4 pulgadas de longitud para cada uno de sus lados (Figura 53a), ya que los restantes bloques se fracturaron en el proceso de corte y no pudieron ser tomados en cuenta (Figura 53b).

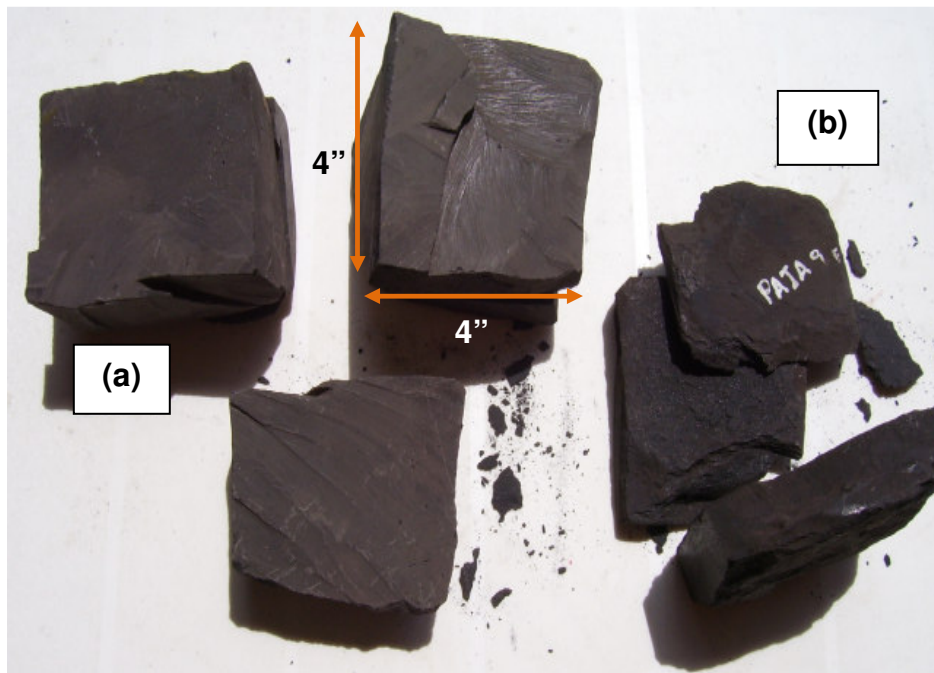


Figura 53. a) Bloques de shale de la Formación paja, listos para la extracción de plugs. b) Bloque fracturado en el proceso de corte. Fuente: El Autor del Proyecto.

Los 9 bloques cortados finalmente fueron sometidos al proceso de extracción de plugs en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos Básicos del (ICP), donde fue posible extraer 8 plugs de 1.5 pulgadas de diámetro y 3.5 pulgadas de longitud, extraídos en dirección perpendicular a los planos de laminación de las muestras, para así asegurar que cuando la carga axial se aplique se obtengan los valores reales de resistencia de las muestras, puesto que aplicar la carga en la dirección de los planos de laminación o debilidad, genera que las muestras se fracturen prematuramente.

Inicialmente se extrajeron 9 plugs (uno por cada bloque), pero uno de ellos se fracturo en el proceso de extracción, por lo cual no se tomo en cuenta para las pruebas. Los plugs extraídos se llevaron al laboratorio de Mecánica de Rocas del (ICP) donde fueron sometidos al proceso de planitud de caras, puesto que los plugs que se entregan en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos Básicos, no poseen las caras planas y perpendiculares al eje longitudinal, por tal motivo a continuación se describe el proceso de planitud de caras y se presentan los plugs preparados para ser sometidos a la prueba de compresión uniáxial no confinada.

🔗 **Planitud de caras:** Para llevar a cabo, la prueba de compresión uniáxial (no confinada) y cualquier otra prueba en el Laboratorio de Mecánica de Rocas, es necesario que las caras de los plugs utilizados sean perpendiculares al eje longitudinal y lo suficientemente paralelas entre sí, de manera que la máxima variación de la longitud de los plugs medida entre cualquiera de los puntos de una de sus caras, no sea superior e inferior a 0.05mm, con el fin de garantizar que la carga axial aplicada sobre los plugs se distribuya en forma homogénea sobre toda la superficie de sus caras, para cumplir con esto los plugs fueron sometidos al pulimento de sus caras en el equipo EndFace Grinder (Figura 54), y el paralelismo entre las caras se midió con un Comparador de Caratula electrónico (Figura 55).

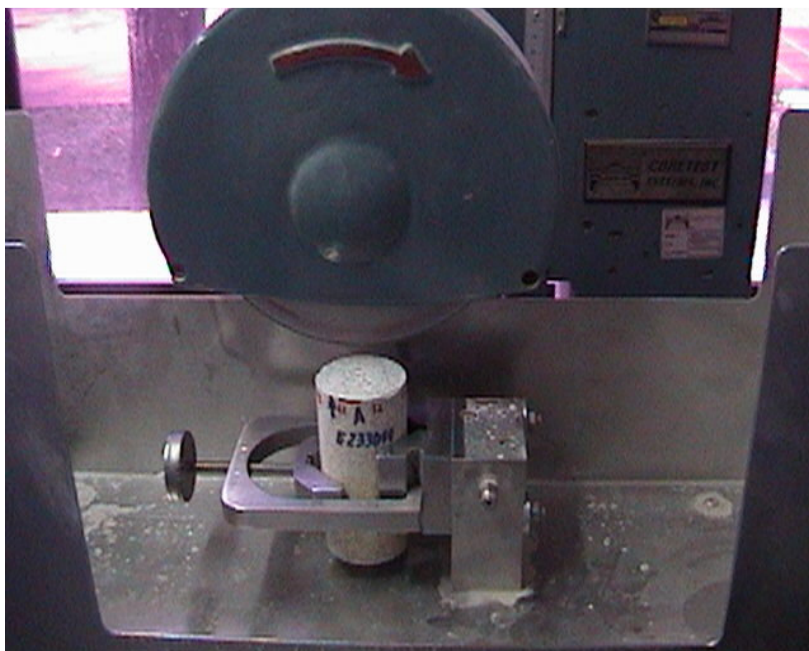


Figura 54. Pulidora EndFace Grinder. Fuente: El Autor del Proyecto.



Figura 55. Comparador Electrónico de Caratulas. Fuente: El Autor del Proyecto.

Después de realizado el proceso de planitud de caras descrito anteriormente, los ocho cilindros de roca (plugs) extraídos de la formación Paja, quedaron de 3 pulgadas de longitud y 1.5 pulgadas de diámetro, como se especifico en el diseño experimental de las pruebas. En la (Figura 56) se presentan los ocho plugs, denominados: Paja 11, Paja 12, Paja 13, Paja 14, Paja 15, Paja 16, Paja 17 y Paja 18, que están adecuados y listos para la medición de los UCS mediante la prueba de compresión uniáxial (no confinada).

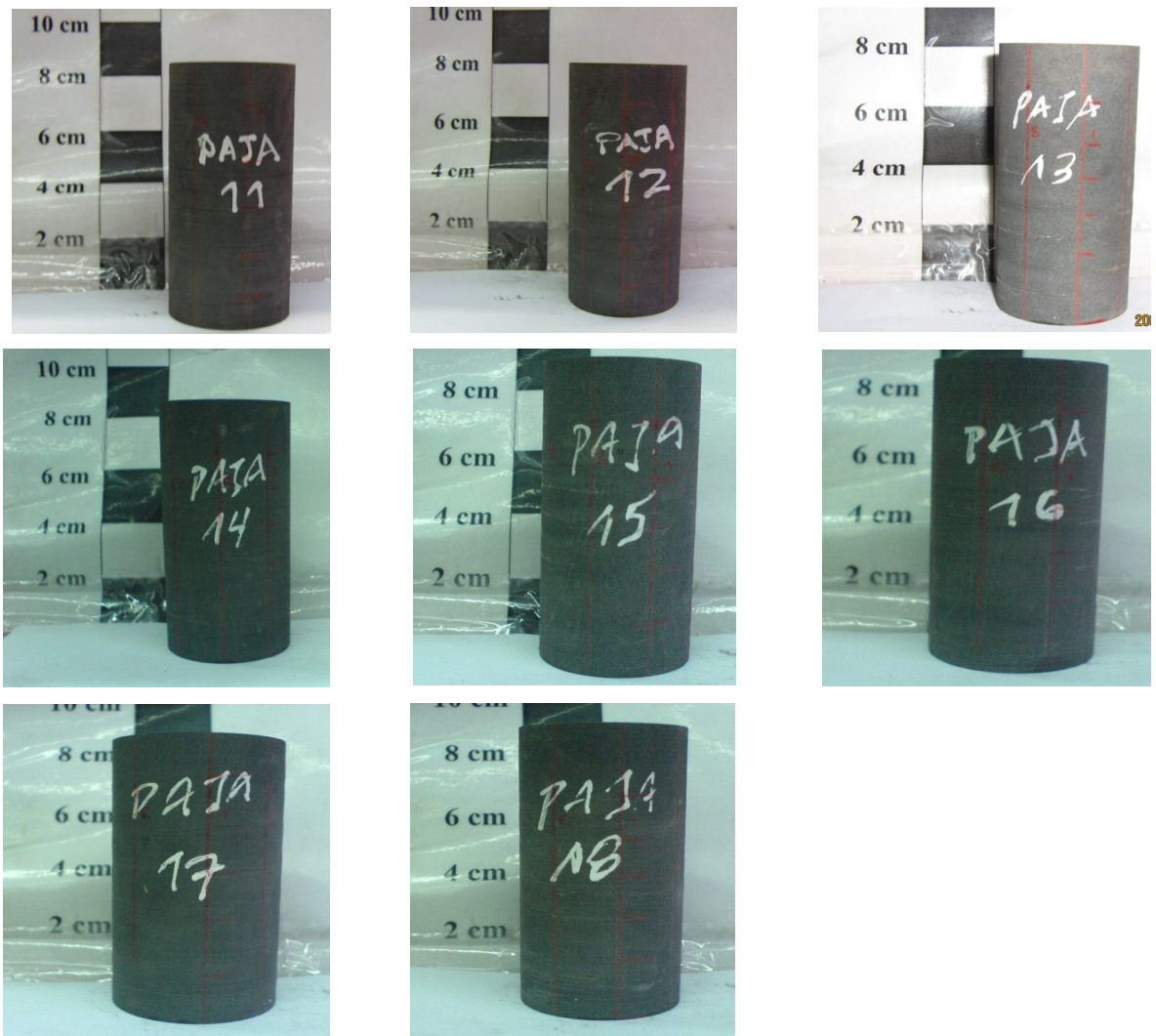


Figura 56. Plugs extraídos de la formación Paja. Fuente: El Autor del Proyecto.

9.1.2 Descripción del equipo utilizado para realizar la prueba. Para la ejecución de las pruebas de compresión uniáxial (no confinada) se utilizó el equipo “Rock Mechanics Test System Model 815” ubicado en el Laboratorio de Mecánica de Rocas del (ICP), ver (Figura 57).

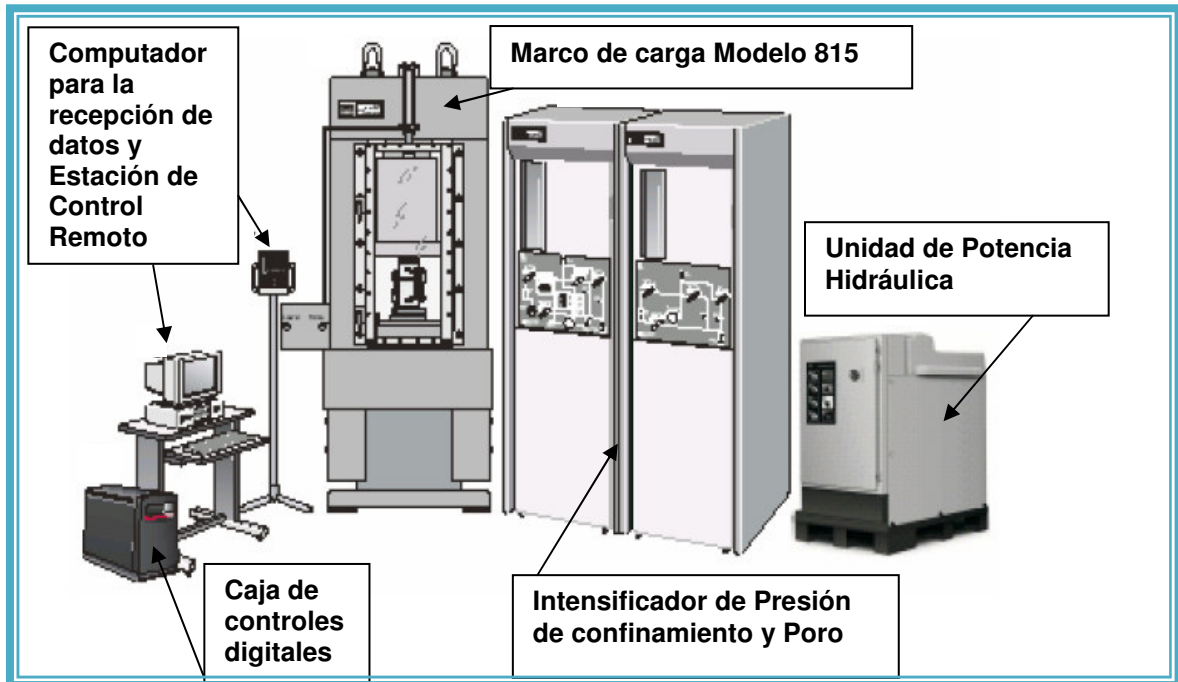


Figura 57. Equipo Rock Mechanics Test System modelo 8.15. Fuente: Manual de funcionamiento MTS 8.15, Laboratorio de Mecánica de Rocas (ICP).

🌀 **Marco de carga Modelo 815.02:** Sobre ella se realizan las diferentes configuraciones que permiten realizar pruebas Uniaxiales, Triaxiales, Prueba Brasilera y Dureza de Fractura, esta estructura soporta toda la carga axial a la que es sometida una muestra y tiene la capacidad de aplicar en compresión 2700KN de carga axial y 1350KN de carga tensil para una corrida del actuador de 100mm.

④ **Unidad de Potencia Hidráulica:** Se encarga de suministrar la potencia hidráulica a los componentes del sistema, su presión máxima de salida es 3000 Psi a un caudal máximo de entrega de 26.5 Litros por minuto.

④ **Intensificador de Presión de Confinamiento y Poro:** Sus funciones principales son, almacenar el fluido hidráulico usado como agente confinante en la Celda Triáxial y almacenar el fluido usado para llenar y presurizar el volumen poroso de la muestra.

④ **Caja de Controladores Digitales:** Controla todas las unidades del “Rock Mechanics Test System Model 815” y sirve de interfase con el computador administrador y la estación de control remoto.

④ **Computador para la recepción de datos y Estación de Control Remoto:** El primero permite el control automático del equipo y desde el se controlan todas las funciones del “Rock Mechanics Test System Modelo 815” a través del software Test StarII y el segundo es una caja de controles para la manipulación manual del equipo.

9.1.3 Procedimiento de la prueba de compresión uniáxial (no confinada) utilizado sobre los plugs de la formación Paja. Los ocho plugs utilizados en esta prueba fueron preparados como se indico en la (sección 9.1.1) de este capítulo.

i. En los plugs se montan extensómetros medidores de deformación axial y circunferencial (Figura 58), los cuales envían contantemente información al computador que permite ir graficando un curva esfuerzo versus deformación, donde se ve el comportamiento de la roca a medida que se aplica la carga y

permite saber cuándo va a ocurrir la falla (UCS), que se presenta cuando la grafica se curva horizontalmente (Figura 59); estos extensómetros también permiten medir el modulo de Young y el Cociente de Poisson.

- ii. Se ubica un endcap en cada extremo del plug y se monta en la celda de carga. Los end caps se pueden ver en la (Figura 58).

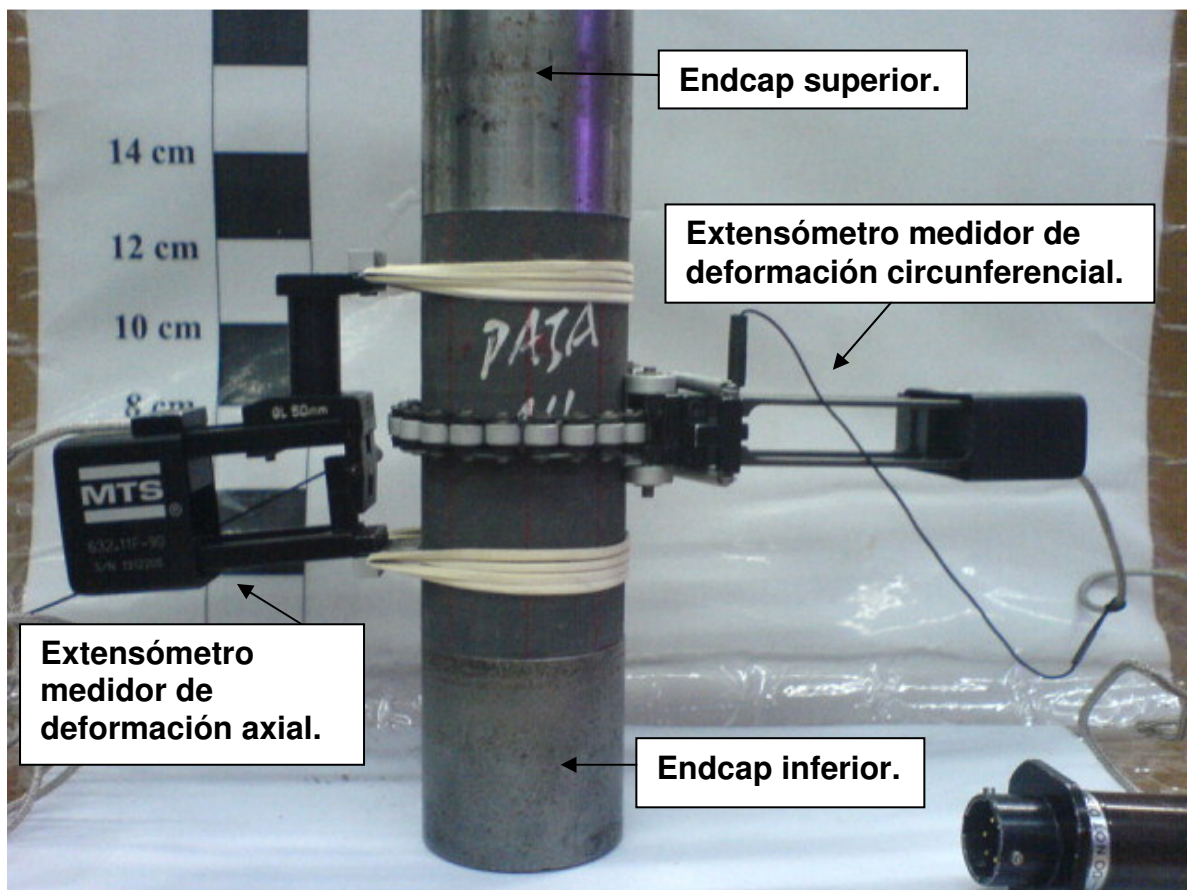


Figura 58. Plug de la Formación Paja listo para ser montado en la celda de carga MTS 8.15 y ser sometido a la prueba de Compresión Uniaxial. Fuente: El Autor del Proyecto.

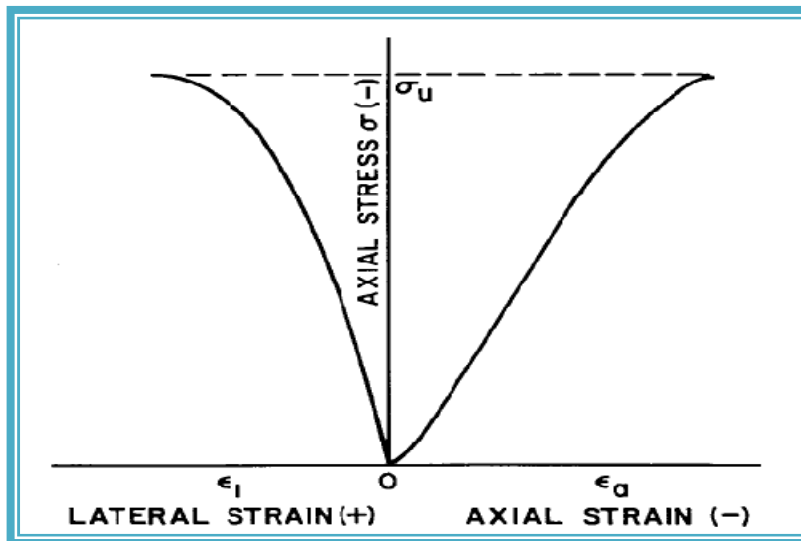


Figura 59. Resultado típico de una prueba de Compresión Uniaxial. Fuente: Standard Test Method for Unconfined Compressive Strength of Intact Rock Core Specimens⁶. ASTM D2938 – 95.

- iii. Se sube el actuador axial hasta alcanzar un valor de fuerza sobre la muestra de 0.05KN.
- iv. Se cierra la ventana de seguridad y se empieza a aplicar carga, con una tasa de desplazamiento de 0.00005mm/seg, la prueba finaliza cuando la muestra falla y esta se manifiesta a partir de la caída en el valor de la fuerza axial, la falla para cada plug ensayado de la formación Paja ocurrió de 30 – 45 minutos después de comenzada la aplicación de la carga (Figura 60).
- v. Los datos son almacenados en el computador y luego se utilizan para encontrar la carga máxima aplicada que es la Resistencia Compresiva Uniáxial (UCS). Dada en Psi, haciendo uso de la (Ecuación 19) mostrada en el (capítulo 2).



Figura 60. Fractura generada como resultado de la prueba de Compresión Uniáxial sobre un plug de la formación Paja. Fuente: El Autor del Proyecto.

9.1.4 Resultados de la prueba de compresión uniáxial (no confinada) sobre los plug de la Formación Paja. Los resultados de las pruebas se presentan en la (Tabla 10) y la dispersión de los datos en la (Figura 61). De acuerdo a lo anterior los resultados cubren un rango de aproximadamente 10000 Psi, esta variación de resultados es normal según lo planteado por el Departamento de Minas de Canadá en (Obert Leonard et al, 1967), donde se presentan los resultados de múltiples ensayos para determinar la Resistencia compresiva Uniáxial (UCS) de diferentes tipos de roca incluyendo los shales, en este estudio se concluye que la

resistencia de los shales se encuentra en un rango aproximado de (10900Psi – 33500Psi), el cual puede disminuir en muestras de baja consolidación y en muestras que han sufrido alteraciones por el contacto con fluidos de perforación, agua, microfracturas generadas por los esfuerzos presentes en el subsuelo, entre muchos más factores que pueden afectar la resistencia de los shales (capitulo 4).

Tabla 10. Resultados de las pruebas de Compresión Uniáxial.

Resultados de Pruebas Uniaxiales		
PLUG	UCS	
	PSI	kPa
Paja 11	15360,9673	105910,141
Paja 12	10977,1153	75684,5455
Paja 13	14258,6996	98310,2728
Paja 14	11380,4557	78465,4801
Paja 15	12864,5881	88698,2127
Paja 16	14624,3482	100831,331
Paja 17	20428,071	140846,591
Paja 18	12013,3865	82829,3842
Factor de Conversión.		
1 kPa	0,14503774 PSI	

Fuente: El Autor del Proyecto.

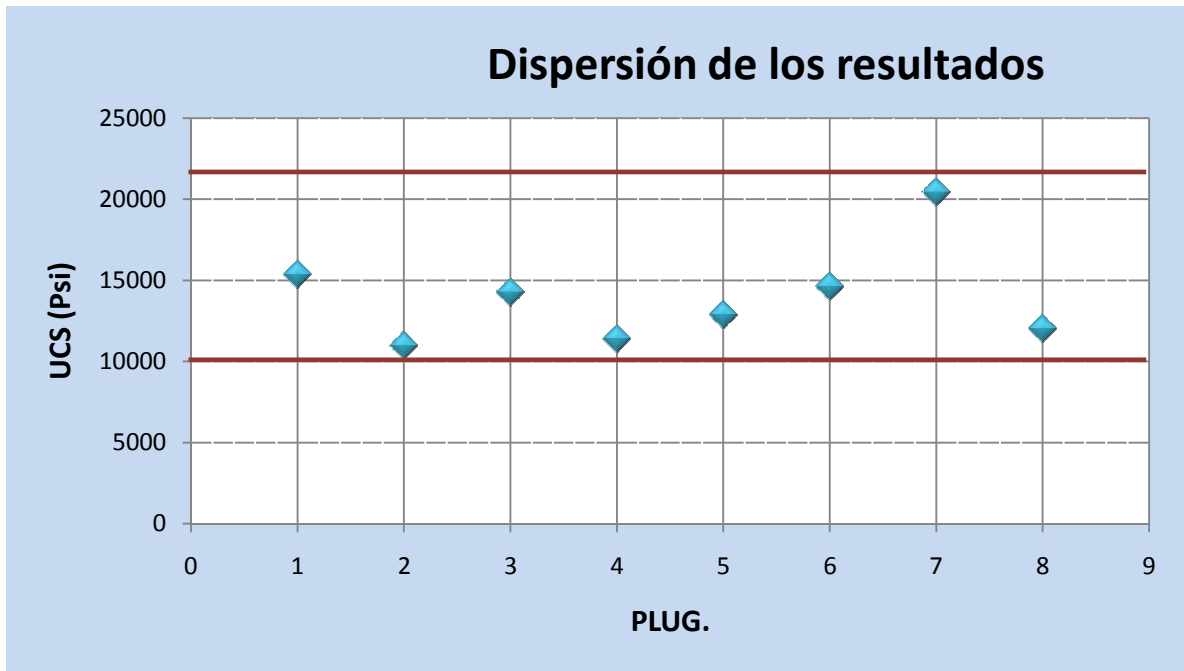


Figura 61. Dispersión de los datos de las pruebas uniaxiales para los plugs de la formación Paja. Fuente: El Autor del Proyecto.

Con el fin de determinar si la composición de las muestras de la formación Paja extraídas de un mismo afloramiento es considerablemente diferente entre las muestras estudiadas y ser un factor influyente en los resultados de UCS y también con el propósito de contar con una caracterización completa de las muestras extraídas, se realizaron pruebas de Difracción de Rayos X (DRX) sobre algunos plugs representativos de la formación Paja como a continuación de describe.

9.2 CARACTERIZACIÓN MINERALÓGICA DE LAS MUESTRAS DE LA FORMACIÓN PAJA MEDIANTE EL ANÁLISIS POR DIFRACCIÓN DE RAYOS X (DRX).

La Técnica de Difracción por Rayos X (DRX), es una de las más utilizadas cuando se desean caracterizar muestras con tamaño de grano reducido, donde la identificación de minerales por microscopía óptica no es aplicable. Esta técnica de análisis permite determinar en forma semicuantitativa los diferentes constituyentes de las rocas de grano muy fino como los shales. Esta técnica es utilizada en el estudio de sustancias cristalinas y se fundamenta en el estado cristalino de las sustancias, el cual en el caso mineralógico depende a su vez de la disposición de los átomos en la molécula, la regularidad en la disposición de estos átomos forma unos retículos de planos equidistantes llamados planos reticulares, la distancia entre estos planos controla la propiedad de difracción (Moore, 1989). El análisis por Difracción de Rayos X (DRX), comprende dos fases principales:

- La prueba de Bulk (arroja la composición total de la roca).
- La Fracción inferior a 2 micras (identifica los minerales arcilla).

La prueba de Bulk corresponde a una metodología en la cual se obtiene la composición total de la roca, en esta prueba no se diferencian grupos específicos de minerales, simplemente la composición mineralógica elemental de la muestra.

La caracterización de los minerales constituyentes en las muestras de la formación Paja por medio de esta técnica, es de valioso conocimiento para comprender el tipo exacto de shale trabajado y para ayudar a comprender el comportamiento de las muestras en las pruebas de laboratorio, por lo anterior se seleccionaron tres plugs ya fallados en la prueba de compresión uniáxial (no confinada), que representarán los diferentes valores de UCS obtenidos (Tabla 11).

Tabla 11. Muestras seleccionadas para las pruebas (DRX).

MUESTRA	UCS (Psi)
Paja 14	11380,4557
Paja 11	15360,9673
Paja 17	20428,071

Fuente: El Autor del Proyecto.

9.2.1 Resultados de las pruebas. En las (Tablas 12 y 13) se resumen los resultados obtenidos, donde se presenta porcentualmente la concentración de las fases cristalinas identificadas en cada una de las muestras analizadas, a partir de ellas se elaboraron los gráficos en los cuales se puede apreciar el comportamiento de los diferentes minerales en las muestras analizadas. Ver (Figuras 62 y 63).

De las tablas y gráficos que se presentan puede observarse: A nivel de roca total, las muestras analizadas están constituidas principalmente de Carbonatos, Cuarzo y Arcillas. Los Carbonatos son principalmente cálcicos tipo Calcita y en baja concentración tipo Dolomita. Entre los minerales accesorios se encuentran Feldespatos especialmente potásicos, Anatasa y Pirita.

La muestra “Paja-14” presenta contenidos de Carbonatos alrededor del 51% en peso mientras el Cuarzo no supera aproximadamente el 23% en peso.

En la muestra “Paja-11” los componentes mayoritarios guardan proporciones similares, el Cuarzo y Carbonatos se encuentran en concentraciones alrededor del 35% en peso.

La muestra "Paja-17" presenta contenidos de Carbonatos alrededor del 65% en peso mientras el Cuarzo no supera aproximadamente el 9% en peso.

En todas las muestras, las Arcillas se encuentran en concentraciones similares, alrededor del 20% en peso de la muestra total.

En la fracción menor de 2 micras, se observó semejanza en la composición mineralógica de estas muestras. Las arcillas que predominan son Illitas que en las muestras "Paja-11" y "Paja-17" constituyen alrededor del 60% en peso de esta fracción y en la muestra "Paja-14" constituye el 55% en peso de esta fracción. Los Interestratificados corresponden a Illitas alteradas posiblemente por capas esmectíticas debido al leve corrimiento de sus reflexiones observado después del proceso de solvatación con etilenglicol, propio de material hinchable. Adicionalmente, se reveló la presencia Caolinita en concentraciones que van del 18 al 22% en peso, en muy baja proporción Cuarzo microcristalino y en la muestra "Paja-14" se encontró calcita en baja proporción alrededor del 9% en peso de esta fracción.

De acuerdo a los resultados de las pruebas (DRX), las muestras poseen en forma general composiciones similares, es decir contiene los mismos minerales aunque algunos de ellos en diferentes concentraciones, sin embargo las diferencias presentes no muestran una relación significativa con la resistencia de cada muestra analizada, por tanto la composición no representa en este caso un factor determinante en la diferencia de los valores de resistencia encontrados en las muestras de la formación Paja, por lo cual las diferencias pueden deberse a alteraciones físicas en las muestras como pequeñas microfracturas. Debido al alto contenido de carbonato de calcio en las muestras analizadas estas corresponden a shales calcáreos según la clasificación presentada por (Yagiz, S et al).

Tabla 12. Concentración relativa (%) Roca Total.

DESCRIPCIÓN	Mtra. Afloramiento Formación	Mtra. Afloramiento Formación	Mtra. Afloramiento Formación
	Paja 14	Paja 11	Paja 17
Minerales de Arcilla	17	21	19
Cuarzo	23	35	9
Feldespatos K, Na	Trazas	1	Trazas
Carbonatos	51	36	65
Anatasa	Trazas	Trazas	1
Pirita	6	5	4
Hematita	No Detectado	No Detectado	No Detectado
*Otros	3	2	2
UCS (Psi)	11380,45572	15360,96731	20428,07096

*Otros agrupa otras fases cristalinas presentes en menor proporción o de baja cristalinidad que se encuentran enmascarados por los minerales mayoritarios.

Fuente: Laboratorio DRX (ICP).

Tabla 13. Concentración relativa (%) Fracción menor de 2 µm.

DESCRIPCIÓN	Mtra. Afloramiento Formación	Mtra. Afloramiento Formación	Mtra. Afloramiento Formación
	Paja 14	Paja 11	Paja 17
Interestratificados	11	17	17
Illitas	55	63	62
Caolinita	22	18	21
Cuarzo	3	2	Trazas
Calcita	9	Trazas	Trazas
UCS (Psi)	11380,45572	15360,96731	20428,07096

Fuente: Laboratorio DRX (ICP).

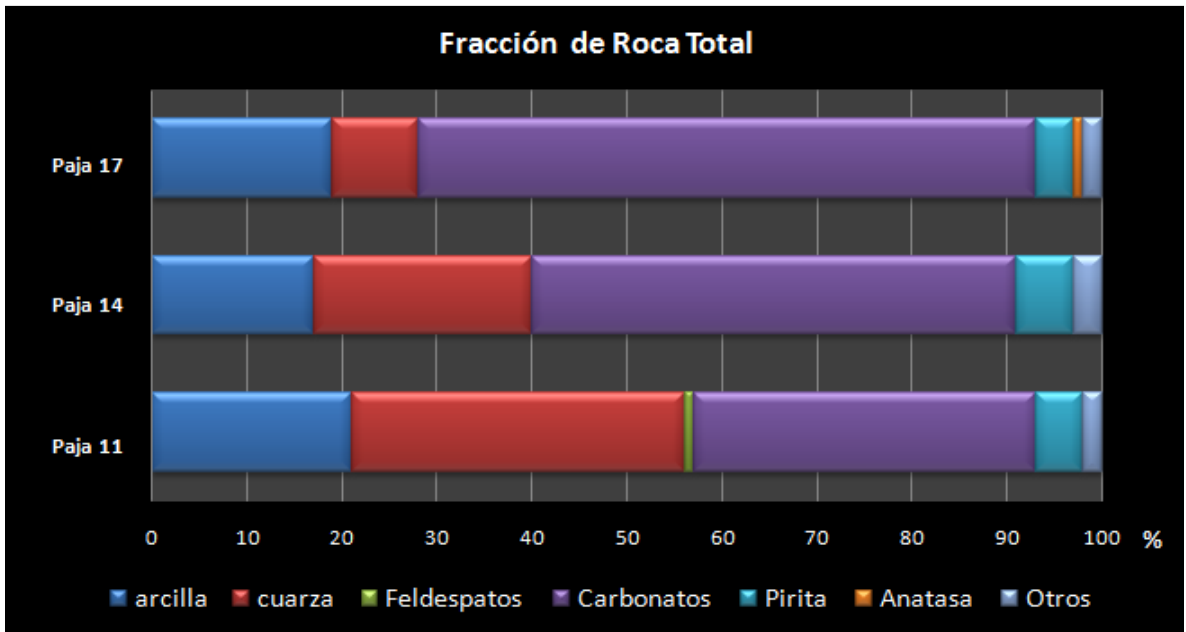


Figura 62. Concentración relativa (%) Roca Total. Fuente: El Autor del Proyecto.

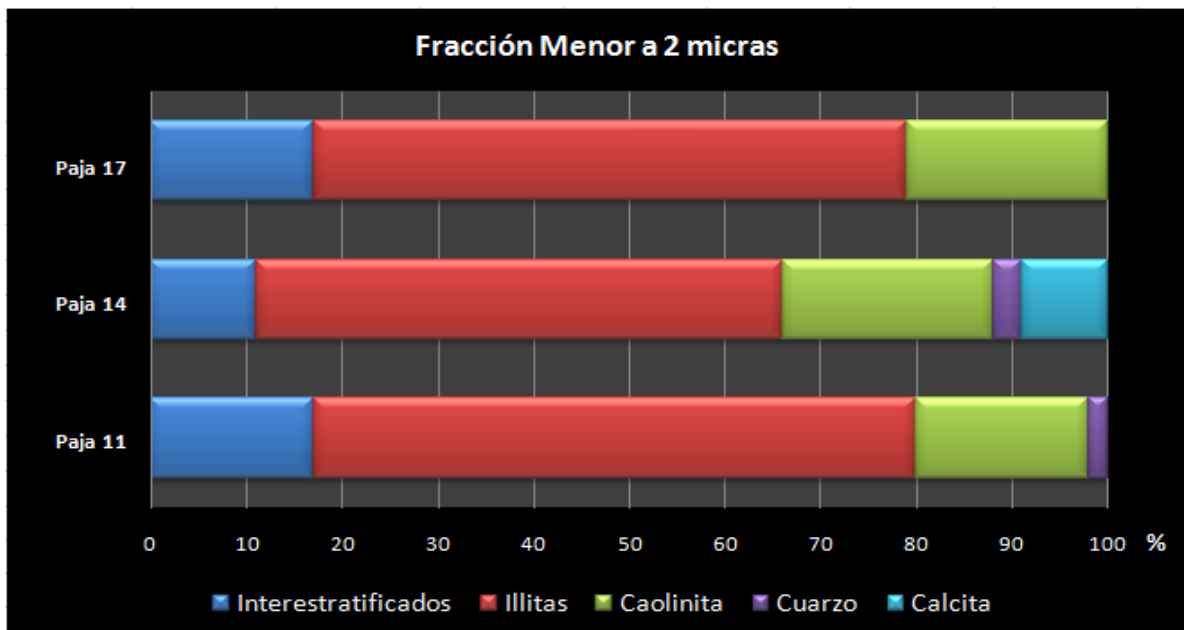


Figura 63. Grafico de Concentración relativa (%) Fracción menor de 2 μm . Fuente: El Autor del Proyecto.

9.3 ENSAYO DE INDENTACIÓN.

El objetivo de esta sección es describir la metodología utilizada y los resultados obtenidos de los ensayos de Indentación realizados sobre los fragmentos de roca de los alrededores de cada plug de la formación Paja. La descripción de la prueba, el equipo utilizado y los procedimientos técnicos para la operación y el cálculo de los parámetros de Indentación fueron debatidos en las secciones 5.2, 7.1, 7.2 y 7.3 de este libro.

9.3.1 Preparación de las muestras y las probetas. Como ya se ha mencionado anteriormente los fragmentos de roca se obtuvieron de las cercanías a cada plug extraído (Figura 64).

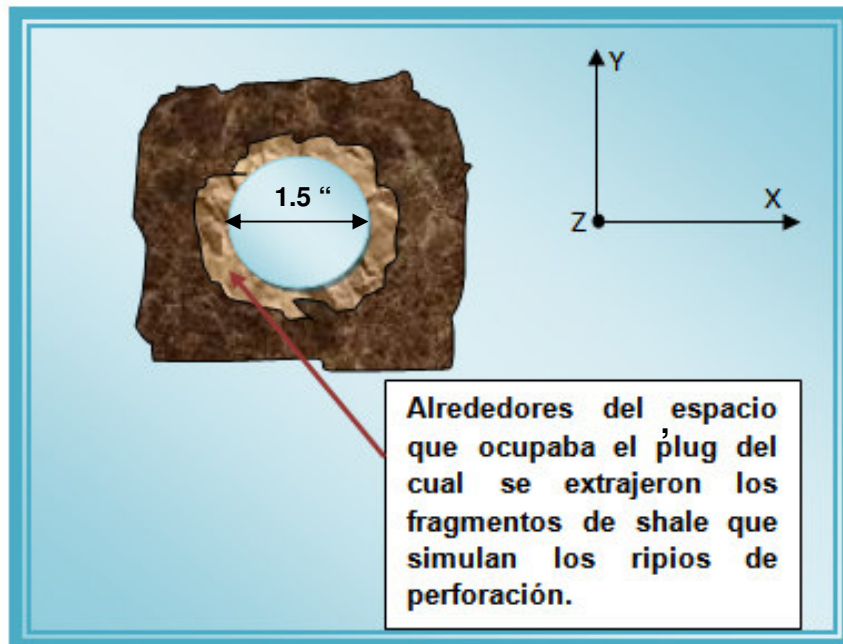


Figura 64. Representación de un bloque de roca una vez se ha sido extraído el plug. Fuente: El Autor del Proyecto.

Los fragmentos se toman de un tamaño promedio de 5mm de largo, ancho y alto, con la ayuda de un martillo se fracturan los fragmentos grandes y unos alicates ayudan a cortar los fragmentos y darles así el tamaño requerido. El tamaño de los fragmentos puede tener un mínimo de 3mm pero para ser conservadores y garantizar la representatividad de la prueba sobre fragmentos irregulares de roca, se aceptaron en este proyecto variaciones de tamaño entre 4mm a 6mm, como fue definido en el (capítulo 6).

De acuerdo al (capítulo 7, sección 7.6), el número de repeticiones de la prueba de Indentación para cada plug ensayado, basado en los resultados preliminares es de 25, por lo tanto por cada plug de la formación Paja se obtuvieron 25 fragmentos de shale, con los cuales se construyeron las probetas, a continuación se describe la construcción de las probetas para las muestras ya seleccionadas.

Cada probeta se construyo con 5 fragmentos de shale distribuidos de tal forma que entre cada fragmento hubiese una distancia de 5mm, esta distancia también se conservo entre los extremos de la probeta y cada fragmento de shale, garantizando así la integridad de las probetas. Inicialmente los moldes metálicos de 4cm de diámetro y 2cm de espesor se impregnaron de vaselina, lo cual evita la adherencia de la probeta al molde y le da soporte a los fragmentos de roca para que una vez se vierta la resina sobre ellos, estos no se desprendan del fondo del molde y floten dentro de la probeta, impidiendo que en la etapa de pulido no queden expuestos al medio ambiente.

La resina acrílica para cada molde se preparo mezclando por 10 segundos, 32ml de polimetacrilato (sólido) y 16ml de metil metacrilato (líquido), luego se vertió esta cantidad en cada uno de los 5 moldes metálicos disponibles y se dejo fraguar por 30 minutos (Figura 65), tras de los cuales se extrajeron las probetas y se continuo este proceso hasta obtener 40 probetas, requeridas para los 200 fragmentos de rocas utilizados, para cumplir con la cantidad de repeticiones de la prueba.

Cuando las 40 probetas estuvieron secas y rotuladas para identificar las 5 correspondientes a cada plug, se procedió a pulirlas con el equipo EndFace Grinder mostrado anteriormente en la (Figura 54) y así lograr exponer los fragmentos de shale al ambiente, las probetas finalmente se dejaron con un espesor de 1.5cm como se especifico en el diseño experimental.

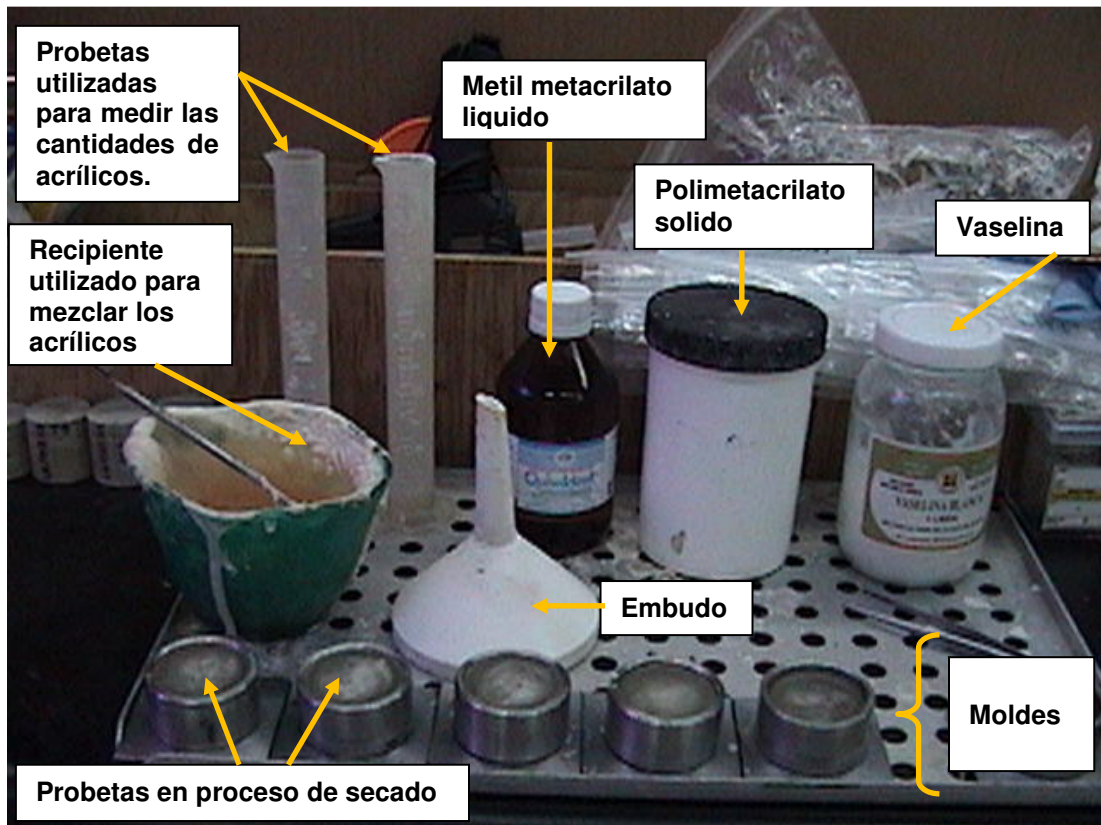


Figura 65. Esquema de los materiales utilizados en la construcción de las probetas de Indentación. Fuente: El Autor del Proyecto.

9.3.2 Resultados de las pruebas de Indentación sobre las muestras de la Formación Paja. Las 40 probetas cada una con 5 fragmentos de shale, fueron sometidas al ensayo de Indentación tal como se especifico en el procedimiento técnico de la prueba (capitulo 7, sección 7.2), las marcas dejadas por el Indentador sobre los fragmentos de shale se pueden observar en la (Figura 66).

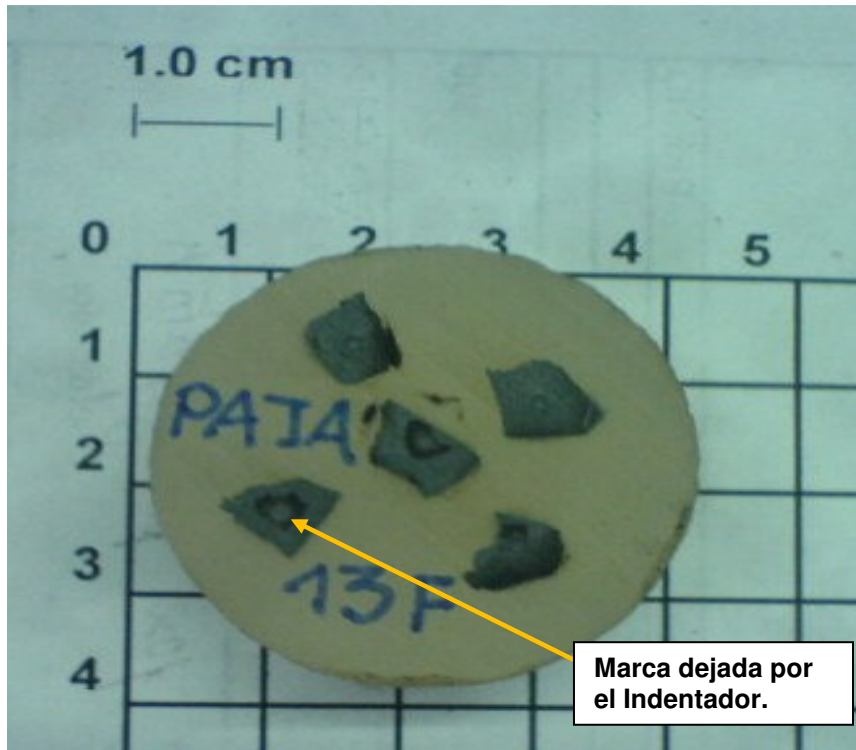


Figura 66. Estado de una probeta después de la prueba de Indentación.
Fuente: El Autor del Proyecto.

A continuación se presentan los resultados de las pruebas de Indentación para cada plug de la formación Paja, las Tablas 14 a 21 presentan los Módulos de Indentación (IM) y las Fuerzas Críticas de Transición (CTF), al igual que los parámetros estadísticos medidos.

Tabla 14. Resultados pruebas de Indentación. Muestra Paja 11 (1)

PAJA 11 (1)							
1	A1	IM :	2348,8	N/mm	CTF :	384,8255	N
2	A2	IM :	2990,5	N/mm	CTF :	577,1313	N
3	A3	IM :	2806,3	N/mm	CTF :	415,3081	N
4	A4	IM :	2569,8	N/mm	CTF :	340,3174	N
5	A5	IM :	3097	N/mm	CTF :	501,5328	N
6	B1	IM :	3055,6	N/mm	CTF :	449,7304	N
7	B2	IM :	3370,1	N/mm	CTF :	493,8783	N
8	B3	IM :	2985,6	N/mm	CTF :	440,7815	N
9	B4	IM :	3352,8	N/mm	CTF :	474,5172	N
10	B5	IM :	3373,7	N/mm	CTF :	436,2902	N
11	C1	IM :	2994,4	N/mm	CTF :	516,0199	N
12	C2	IM :	2767,9	N/mm	CTF :	506,8908	N
13	C3	IM :	3284,3	N/mm	CTF :	492,6739	N
14	C4	IM :	2552,5	N/mm	CTF :	504,5495	N
15	C5	IM :	2819,8	N/mm	CTF :	484,7043	N
16	D1	IM :	2881,7	N/mm	CTF :	431,0109	N
17	D2	IM :	2915,4	N/mm	CTF :	426,0253	N
18	D3	IM :	2942,3	N/mm	CTF :	512,2264	N
19	D4	IM :	2201,7	N/mm	CTF :	351,1236	N
20	D5	IM :	3018,1	N/mm	CTF :	538,409	N
21	E1	IM :	2900,3	N/mm	CTF :	465,5795	N
22	E2	IM :	3188,4	N/mm	CTF :	441,0854	N
23	E3	IM :	2784,1	N/mm	CTF :	403,3762	N
24	E4	IM :	3022,2	N/mm	CTF :	494,1823	N
25	E5	IM :	2750,2	N/mm	CTF :	465,7596	N
PARAMETRO		IM	CTF				
COEF. DE VARIACIÓN (%)		10,0073474	12,1011827				
VARIANZA		86698,555	3176,72245				
DESVIACIÓN ESTANDAR		294,446184	56,3624203				
MEDIANA		2942,3	465,7596				

Fuente: El Autor del Proyecto.

Tabla 15. Resultados pruebas de Indentación. Muestra Paja 12 (2)

PAJA 12 (2)							
1	A1	IM :	2302,4	N/mm	CTF :	367,4342	N
2	A2	IM :	2304,6	N/mm	CTF :	266,2947	N
3	A3	IM :	2124,3	N/mm	CTF :	267,0151	N
4	A4	IM :	2166,3	N/mm	CTF :	235,1818	N
5	A5	IM :	1645,9	N/mm	CTF :	224,0041	N
6	B1	IM :	2596,8	N/mm	CTF :	355,705	N
7	B2	IM :	2593,7	N/mm	CTF :	355,1647	N
8	B3	IM :	2804,4	N/mm	CTF :	460,8068	N
9	B4	IM :	2432,1	N/mm	CTF :	299,2424	N
10	B5	IM :	2628,6	N/mm	CTF :	386,2438	N
11	C1	IM :	2608,4	N/mm	CTF :	446,5786	N
12	C2	IM :	2751,8	N/mm	CTF :	415,3193	N
13	C3	IM :	2775,1	N/mm	CTF :	487,9124	N
14	C4	IM :	2497,8	N/mm	CTF :	306,7055	N
15	C5	IM :	2271,6	N/mm	CTF :	322,5209	N
16	D1	IM :	2832,4	N/mm	CTF :	496,1296	N
17	D2	IM :	2590,7	N/mm	CTF :	403,7477	N
18	D3	IM :	2552,9	N/mm	CTF :	394,7312	N
19	D4	IM :	2916,7	N/mm	CTF :	401,8341	N
20	D5	IM :	3028	N/mm	CTF :	413,3269	N
21	E1	IM :	2765,2	N/mm	CTF :	381,3135	N
22	E2	IM :	2976,1	N/mm	CTF :	520,4324	N
23	E3	IM :	2312,5	N/mm	CTF :	350,6058	N
24	E4	IM :	2970,6	N/mm	CTF :	551,354	N
25	E5	IM :	2846,8	N/mm	CTF :	507,1047	N
PARAMETRO		IM	CTF				
COEF. DE VARIACIÓN (%)		12,4610568	23,2096228				
VARIANZA		104709,662	8036,35676				
DESVIACIÓN ESTANDAR		323,588724	89,6457292				
MEDIANA		2596,8	386,2438				

Fuente: El Autor del Proyecto.

Tabla 16. Resultados pruebas de Indentación. Muestra Paja 13 (3)

PAJA 13 (3)							
1	A1	IM :	3148	N/mm	CTF :	503,345	N
2	A2	IM :	2976,3	N/mm	CTF :	435,1983	N
3	A3	IM :	3221,4	N/mm	CTF :	571,9421	N
4	A4	IM :	3275,5	N/mm	CTF :	432,2266	N
5	A5	IM :	3248,6	N/mm	CTF :	507,5662	N
6	B1	IM :	2901,4	N/mm	CTF :	530,2593	N
7	B2	IM :	3147,7	N/mm	CTF :	479,0536	N
8	B3	IM :	3258,1	N/mm	CTF :	563,6235	N
9	B4	IM :	2737,9	N/mm	CTF :	489,3645	N
10	B5	IM :	3367,5	N/mm	CTF :	563,4097	N
11	C1	IM :	3056,9	N/mm	CTF :	557,939	N
12	C3	IM :	3049,2	N/mm	CTF :	532,0716	N
13	C5	IM :	3046,2	N/mm	CTF :	521,5918	N
14	D1	IM :	3519	N/mm	CTF :	583,2999	N
15	D2	IM :	3281,4	N/mm	CTF :	601,8731	N
16	D3	IM :	3483	N/mm	CTF :	540,5365	N
17	D4	IM :	3458,8	N/mm	CTF :	581,769	N
18	D5	IM :	3522,5	N/mm	CTF :	600,9838	N
19	E1	IM :	3094,4	N/mm	CTF :	508,1966	N
20	E2	IM :	3406	N/mm	CTF :	523,618	N
21	E3	IM :	3291	N/mm	CTF :	558,1529	N
22	E4	IM :	3105,9	N/mm	CTF :	563,3759	N
23	E5	IM :	3436,1	N/mm	CTF :	532,837	N
PARAMETRO		IM	CTF				
COEF. DE VARIACIÓN (%)		6,372340393	8,65287982				
VARIANZA		42853,9060	2125,73975				
DESVIACIÓN ESTANDAR		207,01185	46,057453				
MEDIANA		3248,6	532,837				

Fuente: El Autor del Proyecto.

Tabla 17. Resultados pruebas de Indentación. Muestra Paja 14 (4)

PAJA 14 (4)							
1	A1	IM :	2533,5	N/mm	CTF :	459,2872	N
2	A2	IM :	2399,5	N/mm	CTF :	390,6901	N
3	A3	IM :	1863,7	N/mm	CTF :	359,9374	N
4	A4	IM :	2206,8	N/mm	CTF :	343,6042	N
5	A5	IM :	1707,2	N/mm	CTF :	382,7543	N
6	B1	IM :	2385,4	N/mm	CTF :	421,1727	N
7	B2	IM :	2551,3	N/mm	CTF :	421,5779	N
8	B3	IM :	2516,5	N/mm	CTF :	391,0166	N
9	B4	IM :	2634	N/mm	CTF :	376,3269	N
10	B5	IM :	2983,7	N/mm	CTF :	445,588	N
11	C1	IM :	2546,4	N/mm	CTF :	408,7906	N
12	C2	IM :	2559,1	N/mm	CTF :	356,6055	N
13	C3	IM :	2395,1	N/mm	CTF :	275,3674	N
14	C4	IM :	2536,4	N/mm	CTF :	353,9377	N
15	C5	IM :	2479,1	N/mm	CTF :	329,5336	N
16	D1	IM :	3290,2	N/mm	CTF :	598,1359	N
17	D2	IM :	3109,5	N/mm	CTF :	463,5984	N
18	D3	IM :	3307,6	N/mm	CTF :	575,3415	N
19	D4	IM :	3126,4	N/mm	CTF :	496,9176	N
20	D5	IM :	3383,5	N/mm	CTF :	589,671	N
21	E1	IM :	2808,6	N/mm	CTF :	516,2788	N
22	E2	IM :	3108,3	N/mm	CTF :	453,839	N
23	E3	IM :	3277,9	N/mm	CTF :	492,8653	N
24	E4	IM :	3422,5	N/mm	CTF :	592,0011	N
25	E5	IM :	3006,7	N/mm	CTF :	494,9139	N
PARAMETRO		IM	CTF				
COEF. DE VARIACIÓN (%)		18,0913144	20,9965864				
VARIANZA		214345,689	7835,25366				
DESVIACIÓN ESTANDAR		462,974826	88,5169682				
MEDIANA		2559,1	421,5779				

Fuente: El Autor del Proyecto.

Tabla 18. Resultados pruebas de Indentación. Muestra Paja 15 (5)

PAJA 15 (5)								
1	A1	IM :	2866,9	N/mm	CTF :	415,0492	N	
2	A2	IM :	2931,6	N/mm	CTF :	364,9578	N	
3	A3	IM :	2467,9	N/mm	CTF :	403,7364	N	
4	A4	IM :	3047,9	N/mm	CTF :	452,9835	N	
5	A5	IM :	2122,5	N/mm	CTF :	350,2681	N	
6	B1	IM :	2807,3	N/mm	CTF :	529,5276	N	
7	B2	IM :	2734,5	N/mm	CTF :	494,5988	N	
8	B4	IM :	2994,4	N/mm	CTF :	514,5678	N	
9	B5	IM :	3042,1	N/mm	CTF :	418,4711	N	
10	C1	IM :	1907,4	N/mm	CTF :	350,0542	N	
11	C2	IM :	2088,1	N/mm	CTF :	383,3847	N	
12	C3	IM :	1721,6	N/mm	CTF :	316,3073	N	
13	D3	IM :	1887,3	N/mm	CTF :	319,234	N	
14	D4	IM :	2660,5	N/mm	CTF :	440,6352	N	
15	D5	IM :	2025,9	N/mm	CTF :	333,4171	N	
16	E1	IM :	1823,2	N/mm	CTF :	331,6386	N	
17	E2	IM :	2470,5	N/mm	CTF :	384,7805	N	
18	E3	IM :	1822,3	N/mm	CTF :	326,6632	N	
19	E5	IM :	2414,3	N/mm	CTF :	367,862	N	
PARAMETRO		IM	CTF					
COEF. DE VARIACIÓN (%)		19,06531167	17,29032869					
VARIANZA		221382,32	4394,16189					
DESVIACIÓN ESTANDAR		470,512827	66,2884748					
MEDIANA		2467,9	383,3847					

Fuente: El Autor del Proyecto.

Tabla 19. Resultados pruebas de Indentación. Muestra Paja 16 (6)

PAJA 16 (6)							
1	A1	IM :	2866,1	N/mm	CTF :	433,4876	N
2	A2	IM :	2873,2	N/mm	CTF :	532,7695	N
3	A3	IM :	2931,3	N/mm	CTF :	524,2596	N
4	A4	IM :	3085,2	N/mm	CTF :	550,8249	N
5	A5	IM :	3001,8	N/mm	CTF :	522,7062	N
6	B1	IM :	2644,7	N/mm	CTF :	446,9275	N
7	B2	IM :	2521,1	N/mm	CTF :	444,3273	N
8	B3	IM :	2500,1	N/mm	CTF :	426,8347	N
9	B4	IM :	3210	N/mm	CTF :	596,1548	N
10	B5	IM :	2846	N/mm	CTF :	433,6899	N
11	C1	IM :	2151,5	N/mm	CTF :	460,6125	N
12	C2	IM :	2579,3	N/mm	CTF :	394,5624	N
13	C3	IM :	2520,7	N/mm	CTF :	459,2759	N
14	C4	IM :	2708,7	N/mm	CTF :	449,7529	N
15	C5	IM :	2861,8	N/mm	CTF :	540,559	N
16	D1	IM :	3463,5	N/mm	CTF :	408,5317	N
17	D2	IM :	2633,6	N/mm	CTF :	470,3695	N
18	D3	IM :	3606,1	N/mm	CTF :	436,6841	N
19	D4	IM :	3731	N/mm	CTF :	522,9538	N
20	D5	IM :	3496,4	N/mm	CTF :	532,5669	N
21	E1	IM :	3065,5	N/mm	CTF :	460,8631	N
22	E2	IM :	3257,5	N/mm	CTF :	387,6171	N
23	E3	IM :	3233,5	N/mm	CTF :	521,9183	N
24	E4	IM :	3290	N/mm	CTF :	515,9185	N
25	E5	IM :	2781,4	N/mm	CTF :	402,5094	N
PARAMETRO		IM	CTF				
COEF. DE VARIACIÓN (%)		13,5769615	12,2405671				
VARIANZA		152172,749	3178,88278				
DESVIACIÓN ESTANDAR		390,093257	56,3815819				
MEDIANA		2873,2	460,6125				

Fuente: El Autor del Proyecto.

Tabla 20. Resultados pruebas de Indentación. Muestra Paja 17 (7)

PAJA 17 (7)							
1	A1	IM :	3827,3	N/mm	CTF :	768,379	N
2	A2	IM :	4006,4	N/mm	CTF :	764,1128	N
3	A3	IM :	3593,6	N/mm	CTF :	700,176	N
4	A4	IM :	3906,1	N/mm	CTF :	844,1802	N
5	A5	IM :	3660,6	N/mm	CTF :	779,8381	N
6	B1	IM :	3388	N/mm	CTF :	690,698	N
7	B2	IM :	3622,7	N/mm	CTF :	703,9131	N
8	B3	IM :	3323,3	N/mm	CTF :	697,3844	N
9	B4	IM :	3628,4	N/mm	CTF :	819,2471	N
10	B5	IM :	2944,1	N/mm	CTF :	606,9723	N
11	C1	IM :	3786,2	N/mm	CTF :	747,0367	N
12	C2	IM :	3776,1	N/mm	CTF :	760,3982	N
13	C4	IM :	3828,5	N/mm	CTF :	739,7425	N
14	C5	IM :	3178,1	N/mm	CTF :	684,1542	N
15	D1	IM :	3804,7	N/mm	CTF :	740,4854	N
16	D2	IM :	3419,1	N/mm	CTF :	694,3789	N
17	D3	IM :	3596,2	N/mm	CTF :	693,8611	N
18	D4	IM :	3788,7	N/mm	CTF :	840,0378	N
19	D5	IM :	3902,3	N/mm	CTF :	818,0877	N
20	E1	IM :	3734,9	N/mm	CTF :	764,7995	N
21	E2	IM :	3656,9	N/mm	CTF :	659,4725	N
22	E3	IM :	3589,1	N/mm	CTF :	810,3545	N
23	E4	IM :	3816,2	N/mm	CTF :	757,6516	N
24	E5	IM :	3985,2	N/mm	CTF :	775,268	N
PARAMETRO		IM	CTF				
COEF. DE VARIACIÓN (%)		7,50192597	7,777038238				
VARIANZA		78555,9104	3566,16378				
DESVIACIÓN ESTANDAR		274,615502	58,4600173				
MEDIANA		3660,6	752,34415				

Fuente: El Autor del Proyecto.

Tabla 21. Resultados pruebas de Indentación. Muestra Paja 18 (8)

PAJA 18 (8)							
1	A1	IM :	3134,3	N/mm	CTF :	437,1569	N
2	A2	IM :	3885,3	N/mm	CTF :	546,176	N
3	A3	IM :	3210,3	N/mm	CTF :	486,5053	N
4	A4	IM :	3264,8	N/mm	CTF :	500,0469	N
5	A5	IM :	3514,7	N/mm	CTF :	521,4567	N
6	B1	IM :	2816	N/mm	CTF :	346,137	N
7	B2	IM :	3024,9	N/mm	CTF :	449,5278	N
8	B3	IM :	2984,9	N/mm	CTF :	379,5687	N
9	B4	IM :	3129,5	N/mm	CTF :	505,7652	N
10	B5	IM :	2695,2	N/mm	CTF :	386,908	N
11	C1	IM :	3109,8	N/mm	CTF :	618,0036	N
12	C2	IM :	3060,4	N/mm	CTF :	377,0698	N
13	C3	IM :	2663,4	N/mm	CTF :	402,622	N
14	C4	IM :	3150,4	N/mm	CTF :	458,3641	N
15	C5	IM :	2852,6	N/mm	CTF :	324,153	N
16	D1	IM :	3162,7	N/mm	CTF :	531,7789	N
17	D2	IM :	3194,4	N/mm	CTF :	502,906	N
18	D3	IM :	3458,4	N/mm	CTF :	582,3093	N
19	D4	IM :	3166,4	N/mm	CTF :	480,697	N
20	D5	IM :	3100,2	N/mm	CTF :	502,7259	N
21	E1	IM :	2530,9	N/mm	CTF :	456,1128	N
22	E2	IM :	2933,3	N/mm	CTF :	426,0468	N
23	E3	IM :	3321	N/mm	CTF :	557,4325	N
24	E4	IM :	3159,3	N/mm	CTF :	363,7421	N
25	E5	IM :	2759,5	N/mm	CTF :	474,6748	N
PARAMETRO		IM	CTF				
COEF. DE VARIACIÓN (%)		9,25483774	15,9978102				
VARIANZA		83885,6221	5766,51509				
DESVIACIÓN ESTANDAR		289,630147	75,9375737				
MEDIANA		3129,5	474,6748				

Fuente: El Autor del Proyecto.

Algunas curvas de carga versus penetración obtenidas durante los ensayos de Indentación de las muestras de la formación Paja, así como las graficas de dispersión para las familias de datos de cada muestra se incluyen en los (Anexos 1 a 8).

De acuerdo a las tablas anteriores, en los resultados para las muestras correspondientes a los plugs 3, 5 y 7 no se consideraron algunos valores de los parámetros de Indentación (IM) y (CTF), pues desde el punto de vista estadístico e ingenieril no presentaban valores lógicos, los resultados para las muestras no consideradas presentaban desviaciones estándar superiores al 55% del valor medio de las respectivas familias de datos, lo cual se presento en esos fragmentos, porque la carga del indentador se aplicó en dirección paralela a los planos de laminación de las muestras (generando prematuramente la falla de los fragmentos), es decir que las muestras en el momento de la construcción de las probetas no se ubicaron con sus planos de laminación paralelos al eje diametral de la probeta. Este problema se presenta cuando las muestras son muy pequeñas o cuando los planos de laminación son muy finos y no permiten ser identificados visualmente, por lo cual su ubicación en los moldes no es la adecuada y deben ser descartados durante la interpretación de los resultados de las pruebas de Indentación.

Los parámetros de Indentación calculados para cada una de las muestras de shale son medidas de tendencia central (Medianas) de la serie de datos correspondiente a cada muestra, dicha serie de datos tiene asociada una desviación estándar, que define cual es el intervalo de variación de los datos, ó cual es la lejanía promedio de los datos respecto de la tendencia central, por lo tanto el Modulo de Indentación (IM) y la Fuerza Critica de Transición (CTF), de una muestra de shale representa un intervalo de valores dado por la media más o menos la desviación estándar.

A continuación se resumen los valores promedios de los parámetros de Indentación que serán tomados para analizar la correlacionalidad que existe entre ellos y el UCS, al igual que sus desviaciones estándar (σ) y coeficientes de variación (CV%).

Tabla 22. Resumen de los resultados promedios de los parámetros de Indentación para las muestras de la formación Paja.

PLUG	IM (N/mm)	Desviación Estándar (σ)	(CV%)	CTF (N)	Desviación Estándar (σ)	(CV%)
1	2942,3	294,446	10,007	465,7596	56,362	12,101
2	2596,8	323,589	12,461	386,2438	89,646	23,209
3	3248,6	207,011	6,372	532,837	46,057	8,652
4	2559,1	462,975	18,091	421,5779	88,517	20,997
5	2467,9	470,512	19,065	383,3847	66,288	17,290
6	2873,2	390,09	13,577	460,6125	56,381	12,240
7	3660,6	274,61	7,501	752,3441	58,46	7,777
8	3129,5	289,63	9,255	474,6748	75,938	15,997

Fuente: El Autor del Proyecto.

De acuerdo a los resultados de la tabla anterior, se evidencia que los dos parámetros de Indentación son bastante interdependientes entre sí, es decir que sus resultados varían en forma similar, esto se puede apreciar mejor en la (Figura 67). Se puede concluir además, que el grado de dispersión de los datos disminuye a medida que se obtienen altos valores de los parámetros de Indentación, esto se puede ver en la (Figura 68 y 69), lo cual puede deberse a que las muestras que presentan bajos valores en sus parámetros de Indentación para una misma formación, pertenecen a muestras con un mayor grado de exposición al ambiente, que aquellas que presentan altos valores en los parámetros obtenidos de la prueba, como se menciona en el (capítulo 4 sección 4.3), por esto es recomendable para muestras que presentan bajos valores de los parámetros de Indentación, incluir mayor número de repeticiones, sin embargo ninguno de los resultados de las pruebas de Indentación (Tabla 22) presenta coeficientes de

variación iguales o superiores al 30% respecto de las medias. Para los Módulos de Indentación (IM) los coeficientes de variación (CV%) están dentro de un rango de (7.5% - 19.1%) y para las Fuerzas críticas de Transición (CTF) los coeficientes de variación (CV%) están dentro de un rango de (7.7% - 23.3%), lo cual se debe a la adecuada implementación del diseño experimental propuesto para esta prueba y que garantiza la confiabilidad de los resultados medidos.

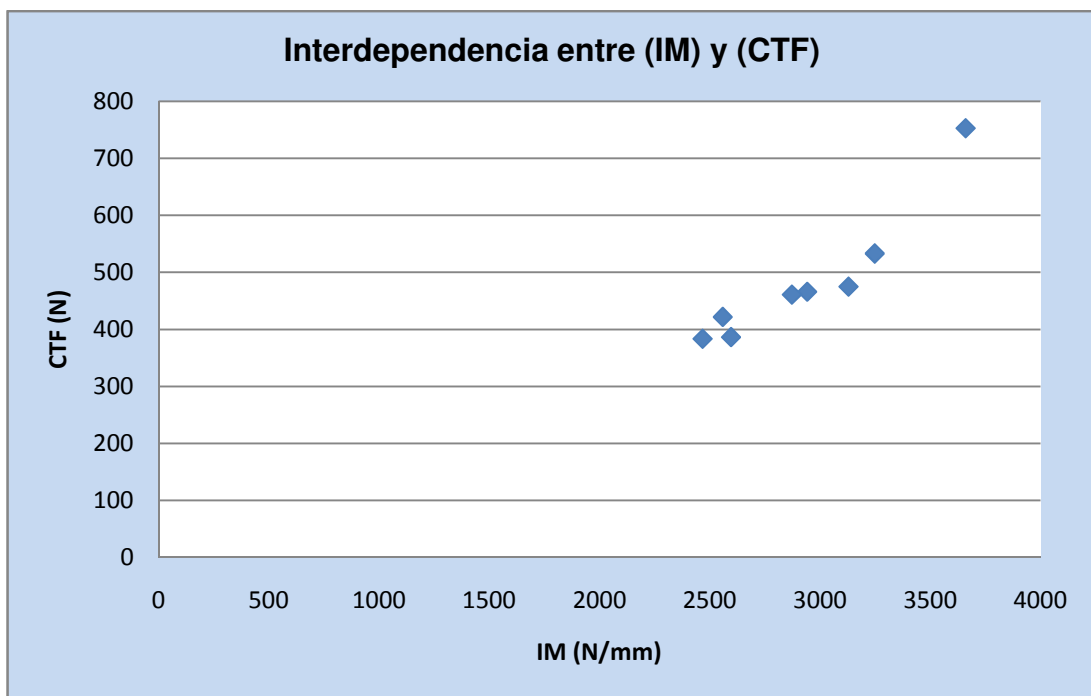


Figura 67. Interdependencia entre los parámetros de Indentación. Fuente: El Autor del Proyecto.

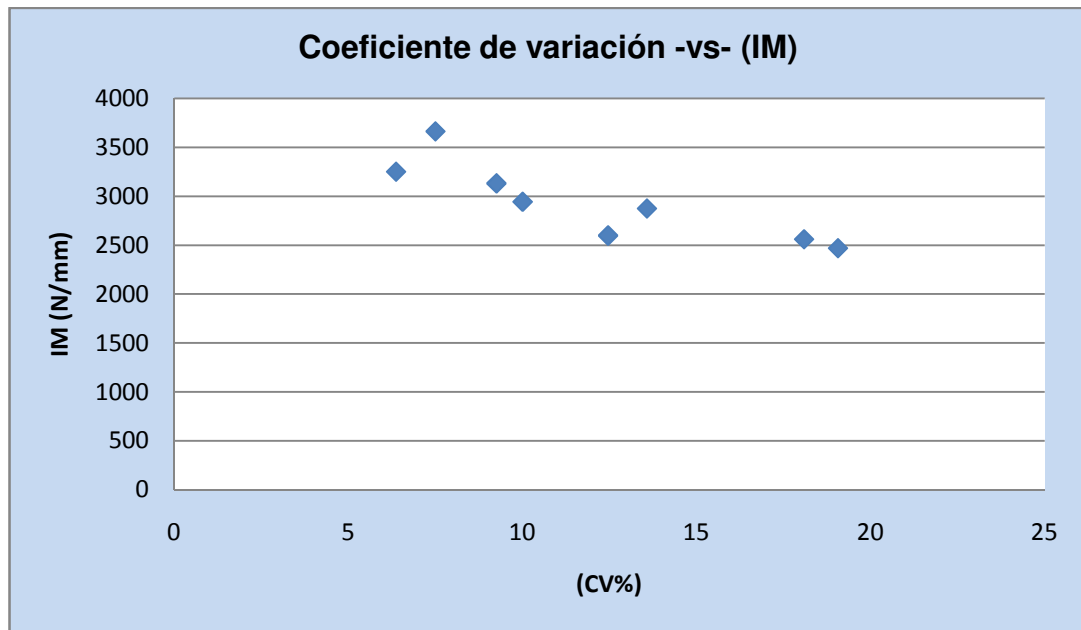


Figura 68. Disminución del grado de dispersión de datos a medida que aumenta IM. Fuente: El Autor del Proyecto.

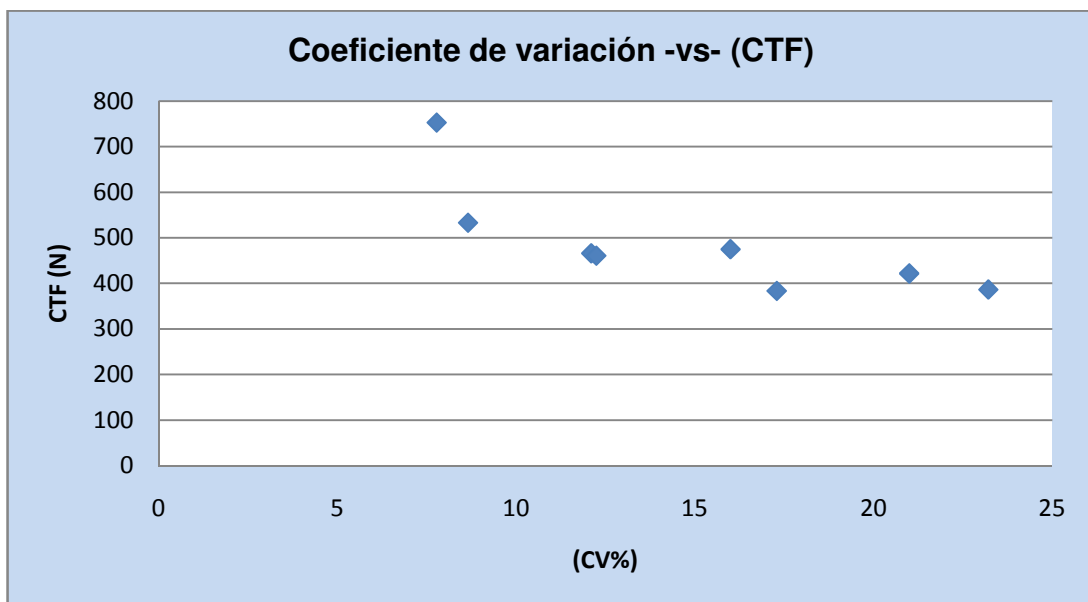


Figura 69. Disminución del grado de dispersión de datos a medida que aumenta CTF. Fuente: El Autor del Proyecto.

10. CORRELACIONES EXPERIMENTALES ENTRE EL UCS Y LOS PARAMETROS DE INDENTACIÓN PARA LAS MUESTRAS DE SHALES EXTRAIDAS DE LA FORMACIÓN PAJA


Con los datos de UCS obtenidos en la prueba de compresión uniáxial (no confinada) y los resultados promedios de los parámetros de Indentación obtenidos de las pruebas de Indentación para las muestras de la formación Paja, se pueden construir correlaciones de tipo lineal y polinomial²¹, a continuación en la (Tabla 23) se presentan los valores de UCS con los correspondientes valores de los parámetros de Indentación que se utilizarán para la construcción de las correlaciones.

Tabla 23. Valores de UCS y parámetros de Indentación para las muestras de la formación Paja.

MUESTRA	IM (N/mm)	CTF (N)	UCS (Psi)
Paja 11	2942,3	465,7596	15360,9673
Paja 12	2596,8	386,2438	10977,1153
Paja 13	3248,6	532,837	14258,6996
Paja 14	2559,1	421,5779	11380,4557
Paja 15	2467,9	383,3847	12864,5881
Paja 16	2873,2	460,6125	14624,3482
Paja 17	3660,6	752,3441	20428,071
Paja 18	3129,5	474,6748	12013,3865

Fuente: El Autor del Proyecto.

10.1 CONSTRUCCIÓN DE CORRELACIONES EXPERIMENTALES.

 **Correlación entre el UCS y el Modulo de Indentación IM:** Los datos de Modulo de Indentación (IM) se correlacionaron con sus respectivos datos de UCS (Tabla 23). En dicha serie de datos se hicieron regresiones de tipo lineal y polinomial como las mostradas a continuación.

$$y = ax + b$$

$$y = ax^2 + bx + c$$

Donde

y = UCS

x = IM

R^2 = Coeficiente de correlación o covarianza.

El nivel de representatividad del modelo estadístico se mide por medio del coeficiente de correlación o covarianza R^2 . Esto quiere decir que un modelo con covarianza 1 corresponde a una serie de datos coincidentes en una línea recta.

Las regresiones lineales y polinomiales se realizaron por medio del método de mínimos cuadrados, el cual busca encontrar un modelo estadístico que relacione la mayor cantidad de puntos, de tal forma que las distancias entre la función de correlación y cada uno de los puntos sean mínimas. El resultado de la regresión lineal y polinomial se puede ver a continuación:

$$UCS = 4.7869*IM \qquad R^2 = 0.6103 \qquad (31)$$

$$UCS = 0.0005*IM^2 + 3.2847*IM \qquad R^2 = 0.6513 \qquad (32)$$

Funciones que gráficamente se pueden representar como relaciones lineales de pendiente positiva (Figura 70) y (Figura 71).

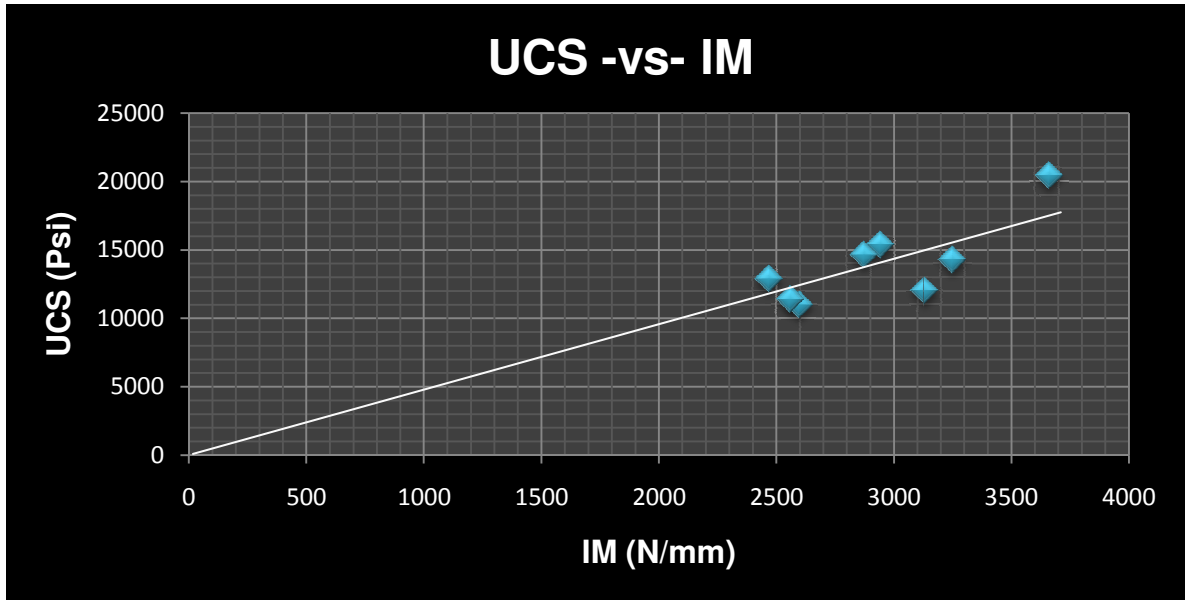


Figura 70. Grafica de correlación lineal entre (UCS) y (IM) para shales. Fuente: El Autor del Proyecto.

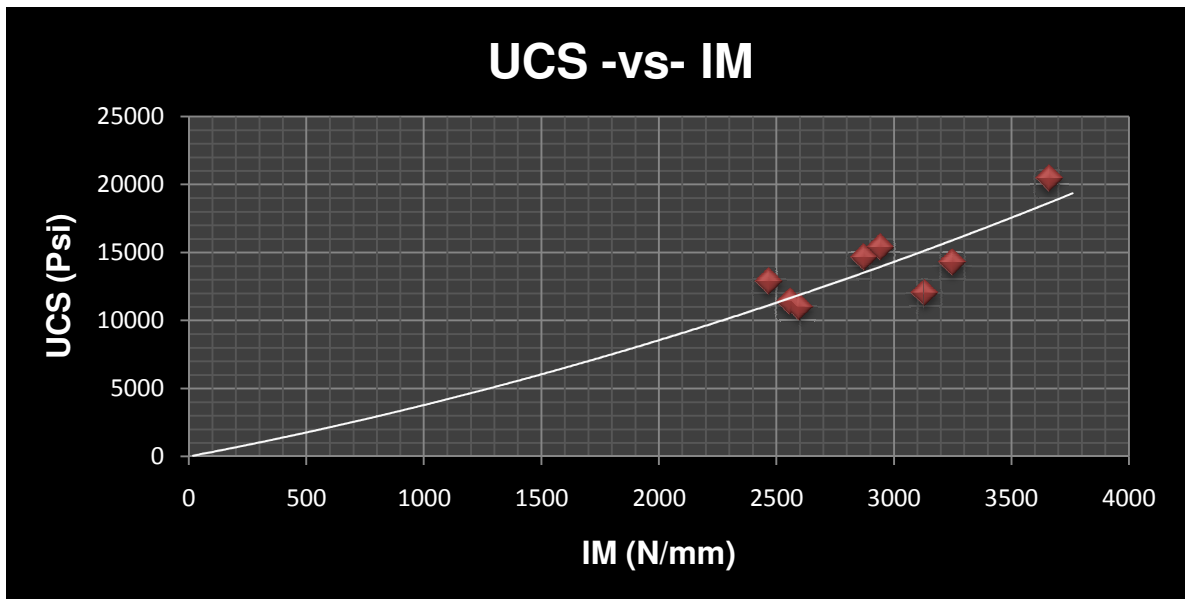


Figura 71. Grafica de correlación polinomial entre (UCS) y (IM) para shales. Fuente: El Autor del Proyecto.

De acuerdo a los grados de covarianza obtenidos para las correlaciones de tipo lineal y polinomial, se selecciono la correlación polinomial, como la que mejor representa la relación entre los valores de UCS y de Módulo de Indentación (IM), para las muestras de la formación Paja y queda en evidencia que la correlación obtenida con este parámetro de Indentación es preliminar y además requiere en trabajos futuros ser fortalecida con puntos obtenidos de las pruebas mencionadas, provenientes de shale de diferentes formaciones con valores de resistencias inferiores a 10000 Psi preferiblemente, para así poder obtener una nube de puntos más robusta, que ocupe un amplio rango de resistencias y con mayor grado de confiabilidad; sin embargo la correlación seleccionada (Ecuación 32) y la correlación que a continuación será determinada para los valores de UCS y de CTF, serán evaluadas más adelante en este capítulo con pruebas de Indentación realizadas sobre ripios obtenidos de un pozo perforado en el Piedemonte Llanero Colombiano, para determinar la aplicabilidad que poseen.

📍 **Correlación entre el UCS y la Fuerza Crítica de Transición CTF:** Los datos de (CTF) se correlacionaron con sus respectivos datos de UCS (Tabla 23). En dicha serie de datos se hicieron regresiones de tipo lineal y polinomial como las mostradas a continuación.

$$y = ax + b$$

$$y = ax^2 + bx + c$$

Donde

y = UCS

x = CTF

R^2 = Coeficiente de correlación o covarianza.

Las regresiones lineales y polinomiales se realizaron para este parámetro de Indentación utilizando el método de mínimos cuadrados. El resultado de la regresión lineal y polinomial se puede ver a continuación:

$$UCS = 28.575 * CTF \quad R^2 = 0.7699 \quad (33)$$

$$UCS = -0.0083 * CTF^2 + 33.082 * CTF \quad R^2 = 0.8111 \quad (34)$$

Funciones que gráficamente se pueden representar como relaciones lineales de pendiente positiva (Figura 72) y (Figura 73).

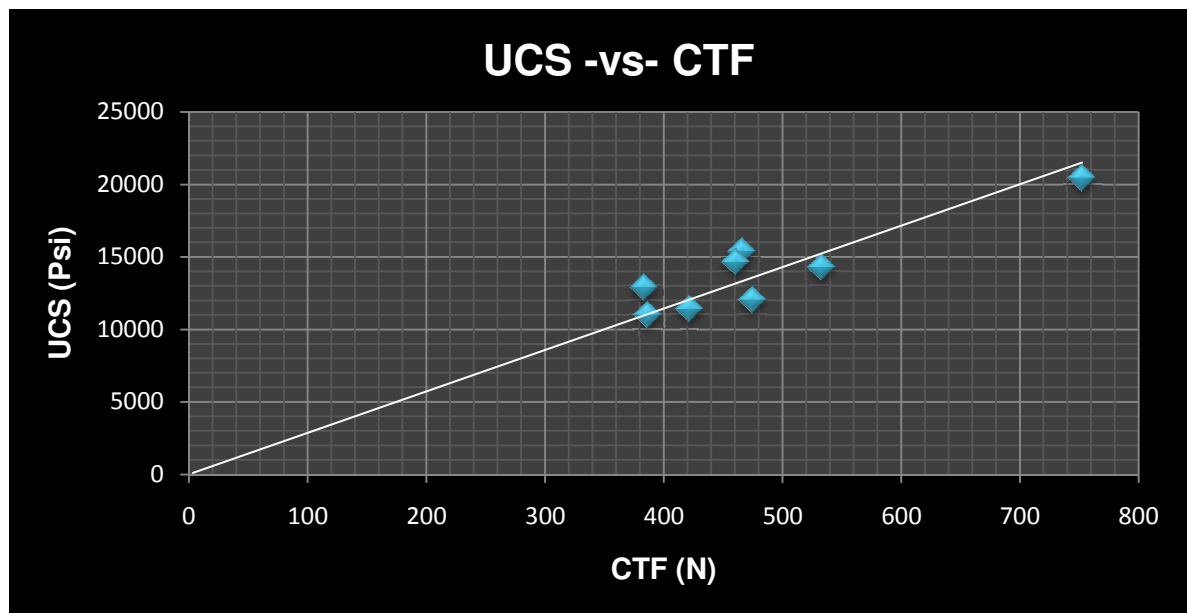


Figura 72. Grafica de correlación lineal entre UCS y CTF para Shales. Fuente: El Autor del Proyecto.

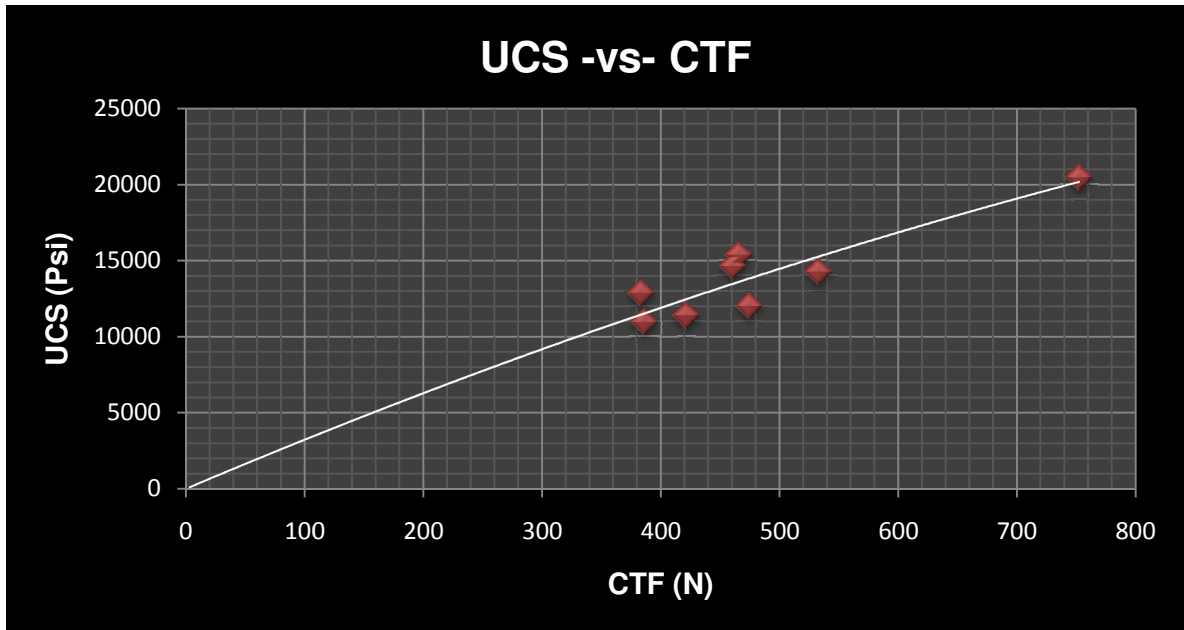


Figura 73. Grafica de correlación polinomial entre (UCS) y (CTF) para Shales. Fuente: El Autor del Proyecto.

De acuerdo a los grados de covarianza obtenidos para las correlaciones de tipo lineal y polinomial, se selecciono la correlación polinomial, como la que mejor representa la relación entre los valores de UCS y de Fuerza Critica de Transición (CTF), para las muestras de la formación Paja y queda en evidencia que la correlación obtenida con este parámetro de Indentación es preliminar y además requiere en trabajos futuros ser fortalecida con puntos obtenidos de las pruebas mencionadas, provenientes de shale de diferentes formaciones con valores de resistencias inferiores a 10000 Psi preferiblemente, para así poder obtener una nube de puntos más robusta, que ocupe un amplio rango de resistencias y con mayor grado de confiabilidad.

De acuerdo a las curvas (Figuras 71 y 73), que corresponden a las correlaciones seleccionadas para caracterizar las resistencias de los shales, se puede concluir que los parámetros obtenidos de la prueba de Indentación reflejan la resistencia de la roca, ya que a medida que aumenta IM y CTF también lo hace su

correspondiente UCS para una misma muestra de shale y viceversa, pero surge la necesidad de incluir nuevos puntos a las correlaciones hasta la fecha planteadas en este trabajo, labor que ya se inicio y que será objeto de próximas publicaciones técnicas, por parte del autor del proyecto, en nombre de ECOPETROL – ICP y el grupo de investigación en Estabilidad de Pozos.

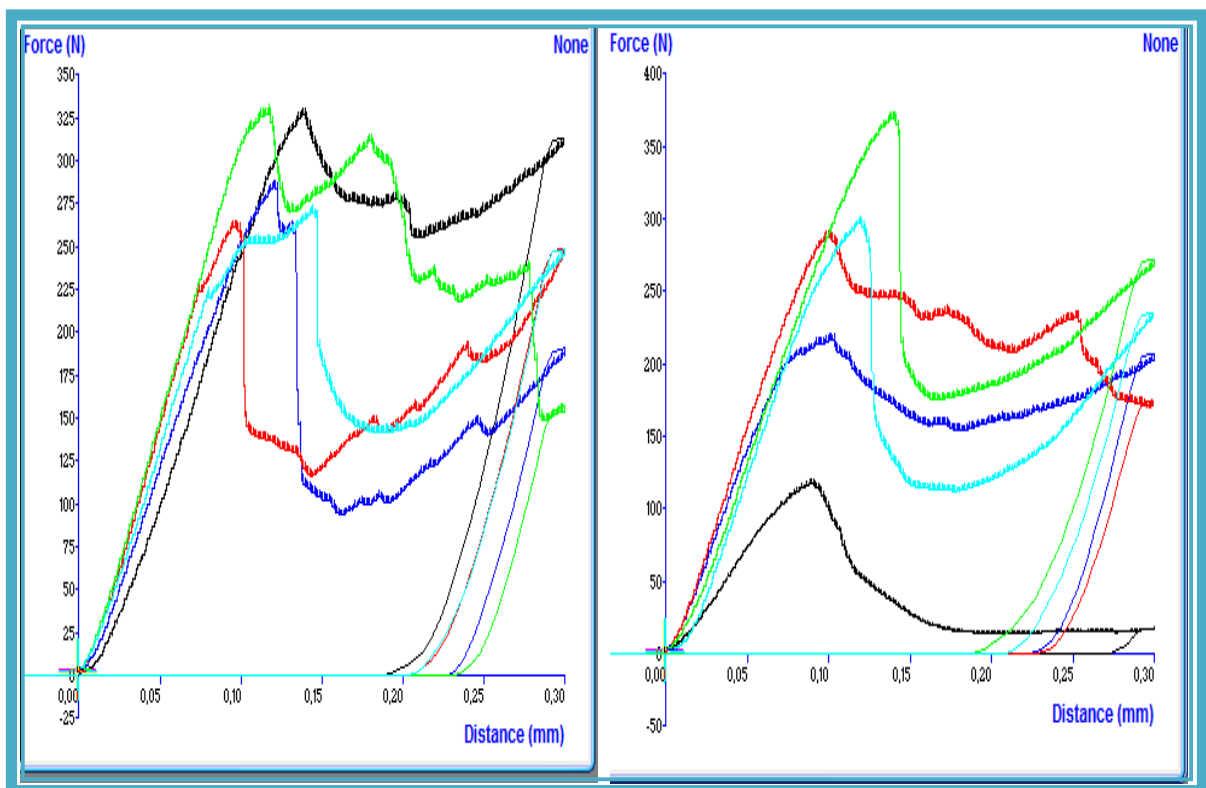
Al comparar los coeficientes de correlación o covarianza R^2 , para las dos correlaciones seleccionadas (Ecuaciones 32 y 34) se observa una mejor correlación entre la CTF y el UCS, este tipo de observación también se obtuvo en los trabajos realizados por (Cathrine Ringstad et al, 1998) sobre rocas de diferentes litologías. La explicación de lo anterior se debe a la similitud del significado físico de las pruebas de compresión uniáxial (no confinada) e Indentación, ya que ambas pruebas se basan en aplicar carga hasta alcanzar la máxima resistencia del espécimen. Por tanto el parámetro conocido como Fuerza Crítica de Transición es comparable con la Resistencia Compresiva Uniáxial UCS de las rocas (shales en el caso particular de este proyecto).

10.2 EVALUACIÓN DE LA APLICABILIDAD DE LAS CORRELACIONES EXPERIMENTALES SOBRE MUESTRAS DE SHALE, EXTRAÍDAS DE POZO.

La aplicación se realizo para un pozo del Piedemonte Llanero Colombiano que durante las operaciones de perforación presento producción de Cavings, que son fragmentos de roca que se desprenden de las paredes del pozo como producto de la inestabilidad geomecánica del pozo y no como producto de la acción de la broca. Las formaciones de shale son las más inestables durante la perforación y son las que mayor cantidad de Cavings producen, el pozo donde estas

correlaciones se aplicaron los llamaremos, pozo (UIS1) y es el mismo pozo que apporto las muestras de shale utilizadas en las pruebas preliminares.

10.2.1 Aplicación de correlaciones sobre muestras del pozo UIS1. Las muestras utilizadas para las pruebas de Indentación de este pozo, corresponden a fragmentos o ripios de shale obtenidos por profundidad de producción de Cavings durante la perforación, la recolección de las muestras fue realizada por miembros del grupo de geomecánica de ECOPETROL - ICP; los procedimientos que se utilizaron para la preparación de las muestras y ejecución de las pruebas de Indentación fueron los planteados en capítulos anteriores de este libro; algunas de las curvas de carga versus desplazamiento para las muestras ensayadas del pozo UIS2 se presentan en la (Figura 74).



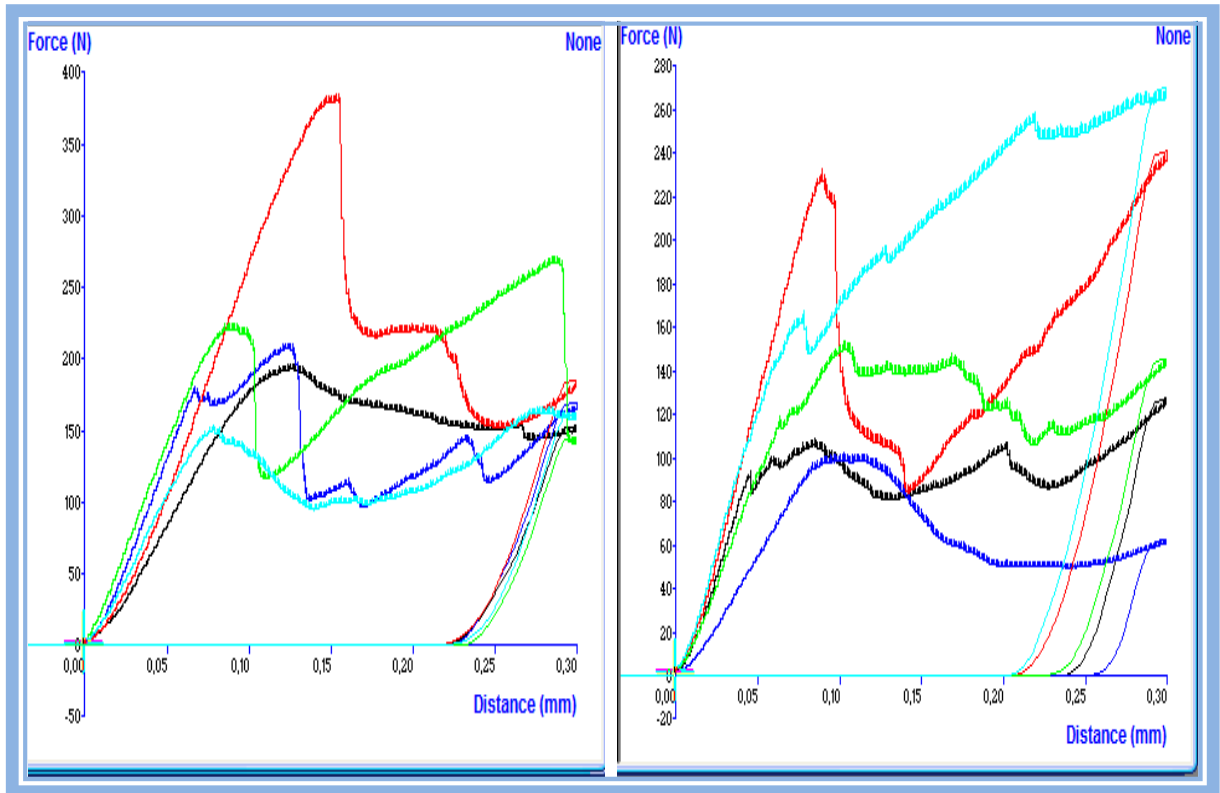


Figura 74. Ejemplo de las graficas de carga versus desplazamiento obtenidas sobre ripios de shale del pozo UIS1. Fuente: El Autor del Proyecto.

La (Tabla 24) resume los resultados de las pruebas de Indentación para los fragmentos de roca extraídos del pozo UIS1 por profundidad en TVD (profundidad vertical verdadera); dado que las muestras de shale que se extrajeron del pozo para las diferentes profundidades no fueron suficientes para cumplir con el número de repeticiones especificado en el diseño experimental (25 repeticiones), algunas de las profundidades poseen alrededor de 10 pruebas, lo que ocasiona incertidumbre en la medida de tendencia central.

Tabla 24. Resultados de las pruebas de Indentación realizadas sobre Cavings de shale obtenidos del pozo UIS1.

TVD (Ft)	IM (N/mm)	Desviación Estándar (σ)	Coficiente de Variación (CV%)	CTF (N)	Desviación Estándar (σ)	Coficiente de Varianza (CV%)
5515,78845	1981,278	374,58	18,62	170,160	52,20	28,01
6891,73693	1861,857	812,35	48,05	191,706	93,18	46,91
6985,2393	2491,729	337,92	19,91	194,789	92,45	42,90
7116,14263	1644,858	337,92	19,91	136,129	78,67	48,08
7284,44691	2440,403	491,55	21,37	212,282	42,07	21,01
7396,64976	1421,612	266,22	17,25	153,932	49,77	31,16
7648,73859	2371,304	421,10	17,64	230,712	84,49	39,74
7872,80498	1704,228	750,08	45,08	137,094	64,35	43,40
7928,82158	1973,801	798,32	41,89	197,511	119,74	66,86
7984,83817	1932,800	384,76	19,41	160,843	58,45	31,86
8022,18257	2110,336	580,42	28,52	178,234	38,62	22,74
8096,87137	1620,996	608,46	34,68	119,839	88,54	62,29
8208,90456	1777,601	365,41	19,91	172,350	82,42	44,98
8264,92116	2314,719	314,59	13,30	205,201	45,39	21,20
8339,6824	2141,563	503,78	23,81	209,317	73,81	32,32
8377,1073	2412,053	542,92	23,69	180,504	77,74	41,30
8489,38197	2232,561	452,75	21,56	188,539	65,82	34,74
8545,51931	2244,670	523,49	24,08	185,896	56,14	31,42
8526,80687	2424,768	459,53	20,1	154,417	71,66	43,47
8657,79399	2530,976	439,34	18,36	224,450	65,84	28,36
8713,93133	2281,424	563,34	25,93	139,680	45,12	29,79
8770,06867	1542,799	404,86	27,37	132,255	48,53	38,63
8882,34335	2248,155	355,16	16,79	175,783	29,51	17,79
8994,61803	1976,237	508,81	23,06	192,869	57,07	31,42
9050,75537	2272,499	489,64	23,45	149,279	42,52	27,67
9106,8927	1833,020	513,19	27,15	181,814	48,64	28,46
9163,03004	2574,503	408,88	16,40	233,715	61,09	28,16
9219,16738	1910,034	509,38	26,07	168,703	63,88	35,96
9350,15451	2248,443	417,97	19,01	202,423	51,69	25,63
9350,15451	2146,357	582,51	28,16	177,466	54,07	30,11
9406,29185	1972,679	371,52	18,91	168,816	37,80	21,26
9537,27897	2424,723	474,21	22,02	188,064	44,94	25,05
9593,41631	2236,101	764,75	36,50	177,624	67,75	37,62
9776,9283	1846,810	272,62	14,52	155,931	21,86	15,06
11727,166	2161,690	544,15	27,94	215,624	70,85	10,91
11727,166	2116,859	426,63	19,00	228,814	61,71	30,96

11784,0147	2586,915	328,31	12,33	246,296	26,68	24,89
11840,8634	2352,528	429,38	18,21	186,658	46,13	12,32
12068,2584	2404,243	309,76	13,13	232,682	22,75	10,56
12125,1071	2344,733	455,61	18,87	231,152	52,10	49,44
12181,1556	2596,143	484,04	20,48	211,260	53,02	34,73
12181,1556	2888,497	220,89	7,421	278,615	47,72	30,97
12237,3808	2666,479	656,41	24,96	169,335	89,29	10,23
12293,606	2482,843	278,84	10,72	191,187	62,56	25,73
12349,8311	3033,680	560,16	17,39	241,338	171,45	9,45
12406,0563	1998,566	442,48	20,79	222,253	32,49	21,93
12462,2815	2125,058	624,82	29,23	192,745	37,38	27,89
12518,5066	2680,472	550,47	22,28	214,676	42,38	17,68
12574,7318	2289,012	505,31	21,17	203,530	61,25	45,59
12630,957	2356,850	634,60	26,40	216,895	100,83	35,37
12687,3918	2258,556	407,05	17,83	183,372	24,84	50,91
12744,5848	1792,437	643,78	30,92	146,727	52,90	14,30
12801,7778	2280,671	358,52	15,73	174,406	52,10	20,55
12858,9708	2237,261	385,63	17,19	155,479	29,50	20,02
12916,1637	2218,518	481,85	22,37	160,538	50,90	31,28
12973,3567	2589,341	432,65	17,17	192,598	52,24	43,77
13031,1842	2697,052	383,14	14,63	205,924	80,66	13,29

Fuente: El Autor del Proyecto.

Los resultados de Módulos de Indentación (IM) presentados en la (Tabla 24), fueron evaluados en la correlación obtenida para el UCS a partir de este parámetro (IM) (Ecuación 32) y los resultados de la Fuerza Crítica de Transición (CTF) fueron evaluados en la correlación obtenida para el UCS a partir de este parámetro (CTF) (Ecuación 34); los resultados de estas evaluaciones del UCS se presentan en la (Tabla 25).

Tabla 25. UCS obtenido por profundidad para las muestras de shale del pozo UIS1 a partir de parámetros de Indentación.

Profundidad TVD (Ft)	UCS = 0.0005*IM ² + 3.2847*IM		UCS = -0.0083*CTF ² + 33.082*CTF	
	R ² = 0.6513		R ² = 0.8111	
	IM (N/mm)	UCS (Psi)	CTF (N)	UCS (PSI)
5515,78845	1981,278	8470,635103	170,16	5388,911388
6891,73693	1861,857	7848,897432	191,706	6036,983011
6985,2393	2491,729	11288,93895	194,789	6129,084835
7116,14263	1644,858	6755,643993	136,129	4349,611409
7284,44691	2440,403	10993,77514	212,282	6648,68485
7396,64976	1421,612	5680,059276	153,932	4895,709421
7648,73859	2371,304	10600,56358	230,712	7190,62176
7872,80498	1704,228	7050,07425	137,094	4379,34716
7928,82158	1973,801	8431,289339	197,511	6210,270962
7984,83817	1932,8	8216,52608	160,843	5106,28322
8022,18257	2110,336	9158,579676	178,234	5632,66811
8096,87137	1620,996	6638,299577	119,839	3845,314295
8208,90456	1777,601	7418,818662	172,35	5455,135163
8264,92116	2314,719	10282,11952	205,201	6438,967644
8339,6824	2141,563	9327,538028	209,317	6560,97206
8377,1073	2412,053	10831,87033	180,504	5701,005268
8489,38197	2232,561	9825,457426	188,539	5942,207475
8545,51931	2244,67	9892,339253	185,896	5862,985693
8526,80687	2424,768	10904,38538	154,417	4910,512932
8657,79399	2530,976	11516,41662	224,45	7007,119139
8713,93133	2281,424	10096,24115	139,68	4458,95659
8770,06867	1542,799	6257,746253	132,255	4230,081414
8882,34335	2248,155	9911,615181	175,783	5558,786002
8994,61803	1976,237	8444,102014	192,869	6071,745113
9050,75537	2272,499	10046,60332	149,279	4753,488853
9106,8927	1833,02	7700,901954	181,814	5740,403204
9163,03004	2574,503	11770,50285	233,715	7278,39121

9219,16738	1910,034	8098,00362	168,703	5344,808818
9350,15451	2248,443	9913,208684	202,423	6356,464597
9350,15451	2146,357	9353,563024	177,466	5609,528508
9406,29185	1972,679	8425,38993	168,816	5348,230525
9537,27897	2424,723	10904,12845	188,064	5927,978283
9593,41631	2236,101	9844,994796	177,624	5614,289799
9776,9283	1846,81	7771,570395	155,931	4956,699185
11727,166	2161,69	9436,954971	215,624	6747,37538
11727,166	2116,859	9193,79277	228,814	7135,071221
11784,0147	2586,915	11843,30431	246,296	7644,471999
11840,8634	2352,528	10494,54272	186,658	5885,837922
12068,2584	2404,243	10787,40918	232,682	7248,216345
12125,1071	2344,733	10450,63091	231,152	7203,491113
12181,1556	2596,143	11897,53015	211,26	6618,467783
12181,1556	2888,497	13659,55356	278,615	8572,842989
12237,3808	2666,479	12313,6387	169,335	5363,94343
12293,606	2482,843	11237,64908	191,187	6021,462842
12349,8311	3033,68	14566,33587	241,338	7500,518265
12406,0563	1998,566	8561,822768	222,253	6942,583659
12462,2815	2125,058	9238,113764	192,745	6068,039819
12518,5066	2680,472	12397,01145	214,676	6719,399417
12574,7318	2289,012	10138,50568	203,53	6389,356435
12630,957	2356,85	10518,91616	216,895	6784,859829
12687,3918	2258,556	9969,216496	183,372	5787,222594
12744,5848	1792,437	7494,033013	146,727	4675,33347
12801,7778	2280,671	10092,05014	174,406	5517,234433
12858,9708	2237,261	9851,399598	155,479	4942,914407
12916,1637	2218,518	9748,077133	160,538	5097,006786
12973,3567	2589,341	11857,55179	192,598	6063,646922
13031,1842	2697,052	12496,05145	205,924	6460,41881

Fuente: El autor del Proyecto.

Los valores obtenidos de UCS por profundidad mostrados en la tabla anterior, fueron comparados con los valores de UCS evaluados para el mismo pozo mediante el uso de registros eléctricos tales como el DTC, DTS y Vshale de los cuales se pueden extraer parámetros que evalúan el UCS y permiten construir perfiles. Dichas comparaciones se presentan en (Figura 75) y (Figura 76), donde además se incluyen las formaciones a las cuales pertenecen los puntos de UCS obtenidos con las correlaciones, (Ecuación 32) y (Ecuación 34).

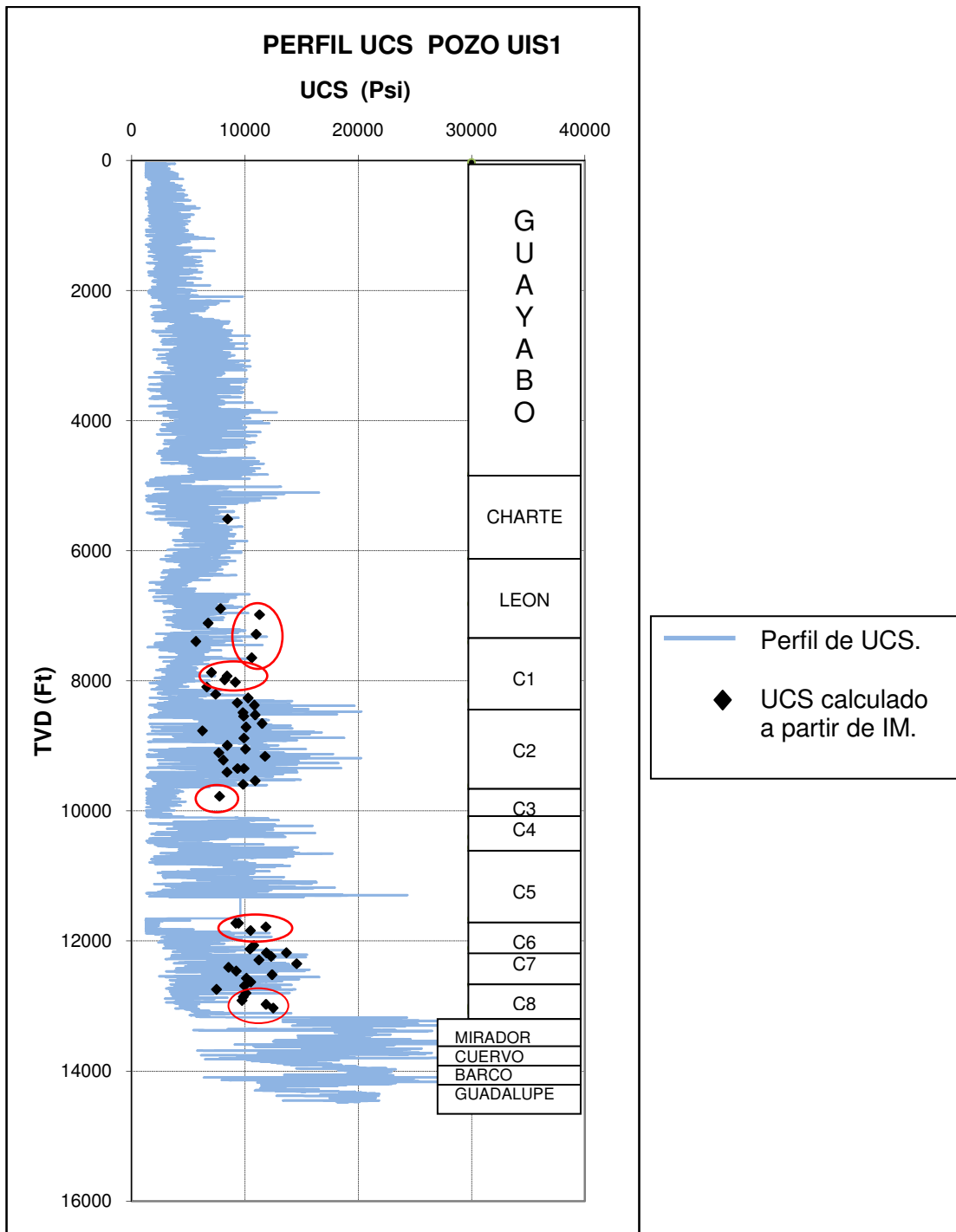


Figura 75. Resultado de la comparación entre los UCS obtenidos de registros eléctricos y los UCS obtenidos a partir de la correlación evaluada con el Modulo de Indentación (IM) para las muestras del pozo UIS1. Fuente: El Autor del Proyecto.

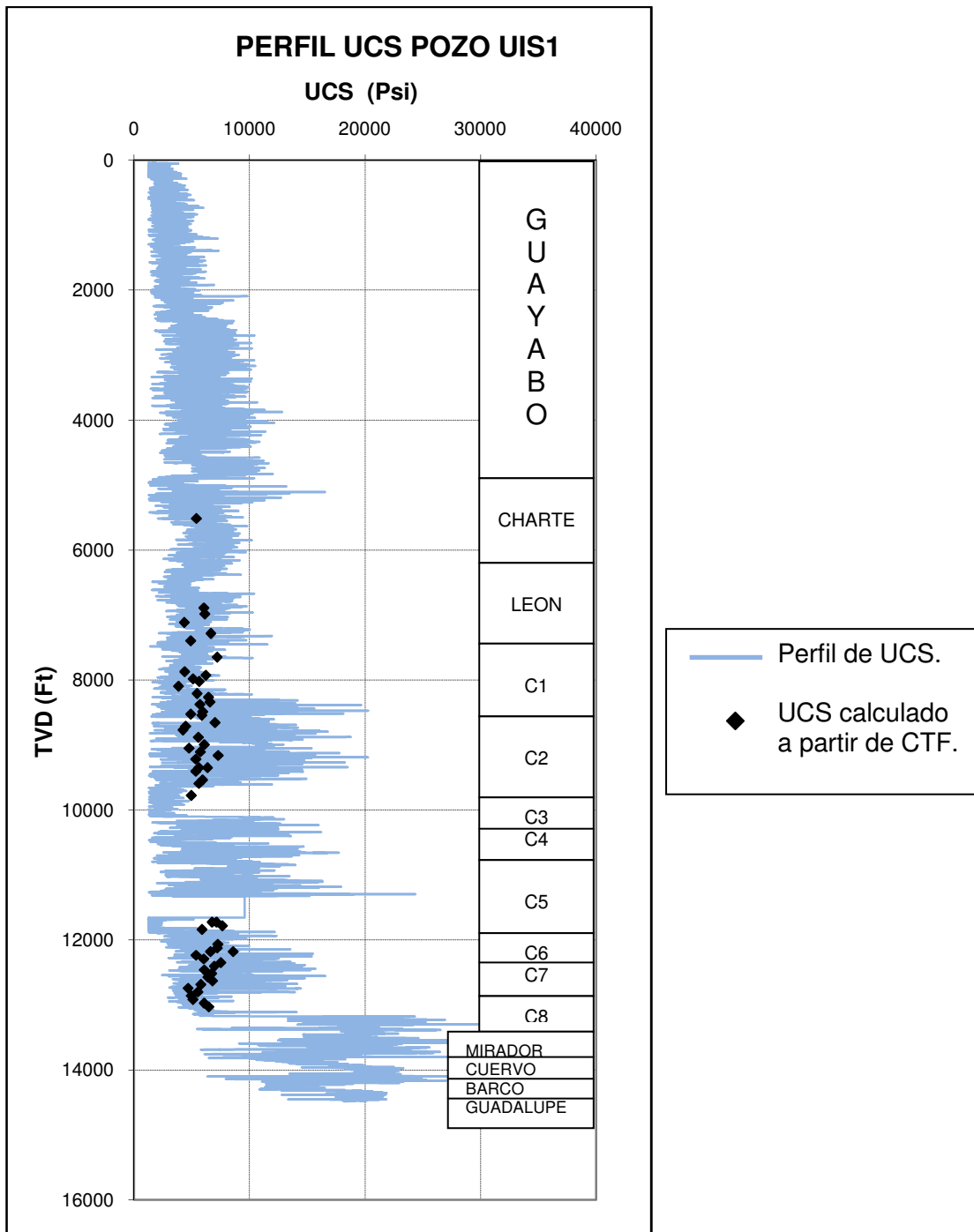


Figura 76. Resultado de la comparación entre los UCS obtenidos de registros eléctricos y los UCS obtenidos a partir de la correlación evaluada con la Fuerza Crítica de Transición (CTF) para las muestras del pozo UIS1. Fuente: El Autor del Proyecto.

Analizando los resultados para la (Figura 75), se puede notar que la correlación entre el UCS y el IM obtenida para muestras de la formación Paja sobreestima los valores de UCS para los fragmentos de shale de otras formaciones que presentan bajo IM ($IM < 2000 \text{ N/mm}$), esto debido a que los datos de IM utilizados para construir las correlaciones fueron altos (Tabla 23), por tanto la correlación aquí mencionada (Ecuación 32), a la fecha de entrega de este trabajo se recomienda usar cuando los valores del Módulo de Indentación (IM) de las muestras de shale a ensayar se encuentren en el rango ($2500 \text{ N/mm} - 4000 \text{ N/mm}$). Lo anterior evidencia la necesidad de incluir puntos a la correlación obtenidos de shales de con baja resistencia mecánica.

De acuerdo a los resultados obtenidos para la (Figura 76), la correlación para evaluar el UCS a partir de la Fuerza Crítica de Transición (CTF), estima en forma más confiable los valores de UCS para CTF de un amplio rango, puesto que los valores de las muestras de shale de la formación Paja usados en la construcción de la correlación presentaron altos CTF (Tabla 23) y los valores de CTF para este pozo fueron bajos ($110 \text{ N} - 280 \text{ N}$), lo que confirma la buena aplicabilidad de esta correlación, afirmación que también se demuestra con el mayor grado de correlación (R^2), comparado con el obtenido para la correlación de IM y UCS.

10.3 METODOLOGÍA RECOMENDADA PARA LA APLICACIÓN DE LAS CORRELACIONES EXPERIMENTALES ENTRE PARÁMETROS DE INDENTACIÓN Y LA RESISTENCIA COMPRESIVA UNIAXIAL (UCS) SOBRE MUESTRAS DE SHALE OBTENIDAS DE LA PERFORACIÓN DE POZOS Y DE AFLORAMIENTOS.

1. Selección de las muestras: si las muestras de shale se obtienen durante la perforación de pozos, deben seleccionarse muestras producidas por la inestabilidad del pozo (Cavings), los cuales mantiene su integridad y propiedades en mejor estado que los ripios (material totalmente alterado mecánicamente), producto del efecto de la broca PDC, para así obtener resultados representativos del comportamiento mecánico de la roca.

Cuando las muestras provienen de afloramiento, el objetivo es seleccionar muestras frescas, es decir poco expuestas a los factores ambientales que alteran las propiedades mecánicas de las rocas (capítulo 4), garantizando así una mayor representatividad de las muestras sobre las propiedades mecánicas de la formación estudiada.

2. Conservación de las muestras: Las muestras provenientes de pozo deben ser limpiadas con aceite mineral, para eliminar los residuos dejados por el lodo de perforación y después deben mantenerse lubricadas con aceite mineral para evitar que sufran los efectos de la deshidratación¹⁸ (Capítulo 4). Este procedimiento se aplica también en muestras de afloramiento hidratadas y de baja consolidación. Las muestras ya sea de pozo o afloramiento deben ser identificadas al ser recolectadas para garantizar que las pruebas se realizaran sobre las muestras correspondientes a una determinada profundidad en pozo o a un determinado afloramiento.

3. Preparación de las Probetas: En este punto las muestras provenientes de afloramiento se fracturan hasta obtener muestras de tamaño entre (4mm – 6mm) y se identifica en cada muestra el plano de laminación, esta identificación también se realiza sobre los fragmentos obtenidos de pozo, la preparación de las probetas se realiza de acuerdo al procedimiento descrito en (capitulo 5, sección 5.2.3) y con mayor detalle en la sección de preparación de las probetas finales del proyecto (Capitulo 9, sección 9.2.1).

4. Ejecución de ensayos de Indentación: A partir de este paso no se considera ninguna diferencia en la realización de los ensayos e interpretación de los resultados de la prueba sobre muestras de pozo o afloramiento, el procedimiento de realización del ensayo de Indentación y la metodología para el cálculo de los parámetros de la pruebas son detallados en el (capitulo 7, sección 7.2 y 7.3) respectivamente.

5. Interpretación de resultados: Los parámetros Indentación ya obtenidos de la prueba son analizados mediante parámetros estadísticos, en cada serie de resultados correspondiente a una misma profundidad en pozo o zona de afloramiento, se calcula la medida de tendencia central (mediana) la cual a diferencia del promedio no considera datos que están muy por debajo o muy por encima de la tendencia normal, se determina la desviación estándar (σ) que define cuál es el intervalo de variación de los datos, ó cual es la lejanía promedio de los datos respecto de la tendencia central, por lo tanto el Modulo de Indentación (IM) y la Fuerza Critica de Transición (CTF), de una muestra de shale representa un intervalo de valores dado por la media más o menos la desviación estándar, finalmente se determina para cada serie de resultados el coeficiente de variación (CV%) el cual permite eliminar la dimensionalidad de las variables y tener en cuenta la proporción entre la media y la desviación estándar de un grupo de datos, con este estadístico es posible comparar la dispersión entre los grupos de datos. Los parámetros estadísticos determinados anteriormente permiten decidir si el

valor promedio de una serie de datos ensayados es considerado representativo de la muestra respecto a los demás promedios de las series de datos para un mismo tipo de shale.

6. Calculo del UCS con las correlaciones experimentales: De acuerdo al estado de las correlaciones en el momento de entrega de este trabajo, el cálculo del UCS a partir del Modulo de Indentación (IM) y la Fuerza Critica de Transición (CTF) se debe realizar evaluando estos parámetros en las siguientes correlaciones experimentales:

$UCS = 0.0005*IM^2 + 3.2847*IM$	$R^2 = 0.6513$
$UCS = -0.0083*CTF^2 + 33.082*CTF$	$R^2 = 0.8111$

El rango de valores del Modulo de Indentación (IM), que da confiabilidad en la aplicación de la correlación hasta el momento es (2500N/mm – 4000N/mm) y para la Fuerza Critica de Transición (CTF) es un rango más amplio (200 – 780N) aproximadamente, rangos que fueron considerados debido a que las correlaciones actuales solo incluyen datos de la formación Paja que no proporcionaron una amplia nube de puntos que permitiera considerar las correlaciones desarrolladas como las definitivas para evaluar el UCS de los Shales.

Finalmente cuando los valores de UCS son obtenidos es conveniente compararlos con los reportados por los registros de pozo, para verificar la representatividad del valor obtenido con las correlaciones, es decir aun las correlaciones no son tan robustas para utilizarlas como única forma de caracterizar la resistencia de los shales en tiempo real durante la perforación de pozos o los shales estudiados en un afloramiento.

CONCLUSIONES

La construcción de correlaciones experimentales basadas en pruebas de laboratorio requieren del planeamiento e implementación adecuado de un diseño experimental que permita optimizar y considerar los factores que pueden afectar los resultados de las pruebas involucradas, con el fin de aplicar correctivos y plantear las mejores configuraciones de las pruebas y las muestras a ensayar para obtener resultados representativos de las propiedades que se desean medir con las correlaciones.

La realización de experimentos preliminares en las pruebas de Indentación, son necesarios para determinar la dispersión de los valores obtenidos de la prueba, pues de acuerdo a la desviación estándar de los resultados preliminares, es posible determinar el número óptimo de repeticiones de la prueba de Indentación sobre una muestra de shale, para reducir la incertidumbre en el valor de tendencia central (mediana) tomado para los parámetros de Indentación.

Los resultados de las pruebas de Compresión Uniáxial muestran que los plugs fallados arrojaron valores de (UCS) que cubren un rango de aproximadamente 10000Psi, de acuerdo con el Departamento de Minas de Canadá en (Obert Leonard et al, 1967) y con los resultados presentados en trabajos realizados anteriormente sobre el tema^{21,22,24,25}, se puede concluir que la variación de los resultados de (UCS) se encuentran dentro de los parámetros normales y reportados en la literatura para muestras de shale.

De acuerdo a los resultados de las pruebas (DRX), las muestras poseen en forma general composiciones similares, es decir contiene los mismos minerales aunque

algunos de ellos en diferentes concentraciones, sin embargo las diferencias presentes no muestran una relación significativa con la resistencia de cada muestra analizada, por tanto la composición no representa en este caso un factor determinante en la diferencia de los valores de resistencia encontrados en las muestras de la formación Paja, por lo cual las diferencias pueden deberse a alteraciones físicas en las muestras como pequeñas microfracturas. Debido al alto contenido de carbonato de calcio en las muestras analizadas estas corresponden a shales calcáreos según la clasificación presentada por (Yagiz, S et al).

De acuerdo a los resultados de las pruebas de Indentación realizados sobre muestras de afloramiento de la formación Paja se puede concluir que los parámetros de Indentación (IM) y (CTF) son interdependientes, es decir que a medida que aumenta el valor de uno de los parámetros también lo hace el otro parámetro y viceversa (Figura 67), además se puede concluir que los parámetros de Indentación medidos sobre rocas de alta consolidación presentan baja dispersión y de forma contraria las muestras poco consolidadas presentan mayor grado de dispersión en los resultados.

Los resultados de las pruebas de Indentación utilizados en el desarrollo de las correlaciones experimentales presentaron bajos valores en sus coeficientes de variación para los Módulos de Indentación (IM) los coeficientes de variación (CV%) estuvieron dentro de un rango de (7.5% - 19.1%) y para las Fuerzas críticas de Transición (CTF) los coeficientes de variación (CV%) estuvieron dentro de un rango de (7.7% - 23.3%), lo cual se debe a la adecuada implementación del diseño experimental propuesto para esta prueba y que garantiza la confiabilidad de los resultados medidos.

De acuerdo a las curvas (Figuras 71 y 73), los parámetros obtenidos de la prueba de Indentación reflejan la resistencia de la roca, ya que a medida que aumenta IM y CTF también lo hace su correspondiente UCS para una misma muestra de shale

y viceversa, lo cual permite concluir que la Resistencia Compresiva Uniáxial (UCS) de los shales puede ser modelada mediante el desarrollo de correlaciones entre valores de (UCS) obtenidos de la prueba de Compresión Uniáxial (No confinada) y parámetros obtenidos de la prueba de Indentación.

De acuerdo a la covarianza obtenida para las correlaciones de tipo lineal y polinomial planteadas en este proyecto de investigación, se seleccionaron las correlaciones polinomiales, como las que mejor representan la relación entre los valores de UCS y de los parámetros de Indentación IM y CTF, para las muestras de la formación Paja, esto se evidencio por el coeficiente de correlación R^2 , el cual tiene un valor de 0.6513 para la correlación entre el Modulo de Indentación IM y el UCS y de 0.8111 para la correlación entre la Fuerza Critica de Transición CTF y el UCS; los dos estadísticos muestran que las correlaciones desarrolladas en este proyecto son preliminares y requieren ser fortalecidas con la inclusión de mayor cantidad de puntos que aumenten el grado de covarianza de las dos correlaciones y permita que estas puedan modelar la resistencia (UCS) de cualquier tipo de shale.

Al comparar los grados de covarianza de las dos correlaciones obtenidas en el desarrollo de este proyecto, se concluye que hay mayor correlación entre la Fuerza Crítica de Transición CTF y el UCS, para las muestras de shale ensayadas, conclusión que también se obtuvo en los trabajos realizados por (Cathrine Ringstad et al, 1998) sobre rocas de diferentes litologías.

La aplicabilidad de las correlaciones experimentales planteadas en este proyecto para la evaluación del UCS durante la perforación de pozos se pudo comprobar mediante pruebas de Indentación realizadas sobre fragmentos de shale obtenidos durante la perforación del pozo UIS1 en el Piedemonte Llanero Colombiano, que permitieron modelar los UCS con las correlaciones planteadas y compararlos con los UCS obtenidos de registros eléctricos para dicho pozo. El ajuste de los UCS

calculados mediante las correlaciones experimentales y los valores del registro fue bueno (Figuras 75 y 76), sobre todo para los valores de UCS obtenidos a partir de la CTF la cual además presentó según la covarianza la mayor correlación con el UCS, los valores de UCS obtenidos con el Módulo de Indentación IM estuvieron sobre estimados para aquellos puntos donde los valores del parámetro eran bajos, lo cual indica que se requiere mejorar la correlación con la inclusión de más puntos en trabajos futuros.

Los valores obtenidos de UCS por medio de las correlaciones en aplicaciones de campo o cualquier aplicación ingenieril no constituyen un valor exacto de la propiedad de la roca, son un valor promedio que el ingeniero desde su punto de vista debe considerar para tomar decisiones, al igual que se hace con los valores que se obtienen de los registros de pozo.

El uso de las correlaciones desarrolladas en este trabajo de Investigación tiene un gran potencial a la hora de determinar de manera más exacta el UCS de formaciones arcillosas donde no existan registros eléctricos, o muestras de roca representativas para hacer pruebas convencionales sobre especímenes estándar. Igualmente el uso de las correlaciones se constituye en una herramienta muy práctica y útil, ya que el equipo que realiza la prueba de Indentación es portátil, por lo cual puede movilizarse a la locación de los pozos y así caracterizar en tiempo real el UCS de los shales que se están perforando, haciendo uso de las correlaciones.

RECOMENDACIONES.

Se recomienda utilizar las correlaciones experimentales obtenidas para este trabajo de grado sobre muestras de shale que presenten valores de Modulo de Indentación (IM) dentro del rango (2500N/mm – 4000N/mm) y para valores de Fuerza Critica de Transición (CTF) en el rango de (200 – 780N) aproximadamente, estos rangos fueron considerados debido a que las correlaciones actuales solo incluyen datos de la formación Paja, la cual apporto muestras consolidadas de alta resistencia que no proporcionaron una amplia nube de puntos que permitiera considerar las correlaciones desarrolladas como las definitivas para evaluar el UCS de cualquier tipo de shale.

Se recomienda realizar un fortalecimiento de la cantidad de puntos que conforman las correlaciones actualmente construidas, realizando los mismos procedimientos de ensayos planteados en este proyecto de grado, incluyendo muestras de shale de alta y baja resistencia mecánica, aunque preferiblemente muestras con UCS menores a 10000 psi para así lograr modelar esta zona de las correlaciones que no posee puntos, pues como se observo en el desarrollo del proyecto las muestras utilizadas presentaron valores de UCS mayores a 10000 psi, por lo cual actualmente la mayor confiabilidad en la aplicación de las correlaciones se da para muestras de alta resistencia, pero lo que se desea finalmente es que las correlaciones sirvan para modelar el UCS de cualquier tipo de shale.

Se recomienda realizar análisis DRX para muestras representativas de todas la demás formaciones que se incluyan en futuros trabajos para estudiar el efecto de las diferentes composiciones mineralógicas sobre la resistencia de los shales, además analizar para las muestras el ambiente de depositación que dio origen a la

roca y demás factores a nivel composicional que puedan causar que unas formaciones de shale no puedan ser correlacionables con otras y en general que ayude a comprender el complejo y variado comportamiento mecánico que presentan estas formaciones.

Se recomienda realizar pruebas preliminares sobre fragmentos de roca de las formaciones que se incluyan en trabajos futuros a las correlaciones con el fin de ir redefiniendo el número de pruebas adecuado para minimizar la variabilidad de los resultados de la prueba de Indentación.

Se recomienda construir correlaciones como las desarrolladas en este proyecto para calizas, con el fin de aumentar la caracterización mecánica de litologías colombianas mediante el uso de la prueba de Indentación.

REFERENCIAS.

1. Obert Leonard and Duvall Wilbur I. "Rock Mechanics And The Design Of Structures In Rock". John Wiley & Sons, Inc. 1967.
2. Fjaer E., and Rasmus R. Petroleum Related Rock Mechanics, 1996.
3. Fjær, E., Holt, R.M., Horsrud, P., Raaen, A.M., Risnes, R., 1992: "Petroleum Related Rock Mechanics". Elsevier, Amsterdam.
4. Osorio J. G. Curso de Geomecánica de Yacimientos. Capítulo. 1-12. 2003.
5. Cabrera J. R., and De Gennaro S. Aplicaciones Prácticas de la Geomecánica en la Industria Petrolera y Gasífera, ICP, Diciembre 2003.
6. ASTM Designation: D 2938 – 95 (Reapproved 2002). Standard Test Method for Unconfined Compressive Strength of Intact Rock Core Specimens.
7. ASTM Designation: D 2664. Standard Test Method for Triaxial Compressive Strength of undrained rock core Specimens Without pore pressure measurements.
8. Jaeger J.C, and Cook N. G. W. Fundamentals of Rock Mechanics, 1969.
9. Weaver, C (1989). Clays, Muds, and Shales (Developments in sedimentology, 44). Elsevier. Amsterdam. 819p.
10. Goetz, J. Shaly Sand Log Evaluation. Course Outline. Oil & Gas Consultants International, Inc. Oklahoma.

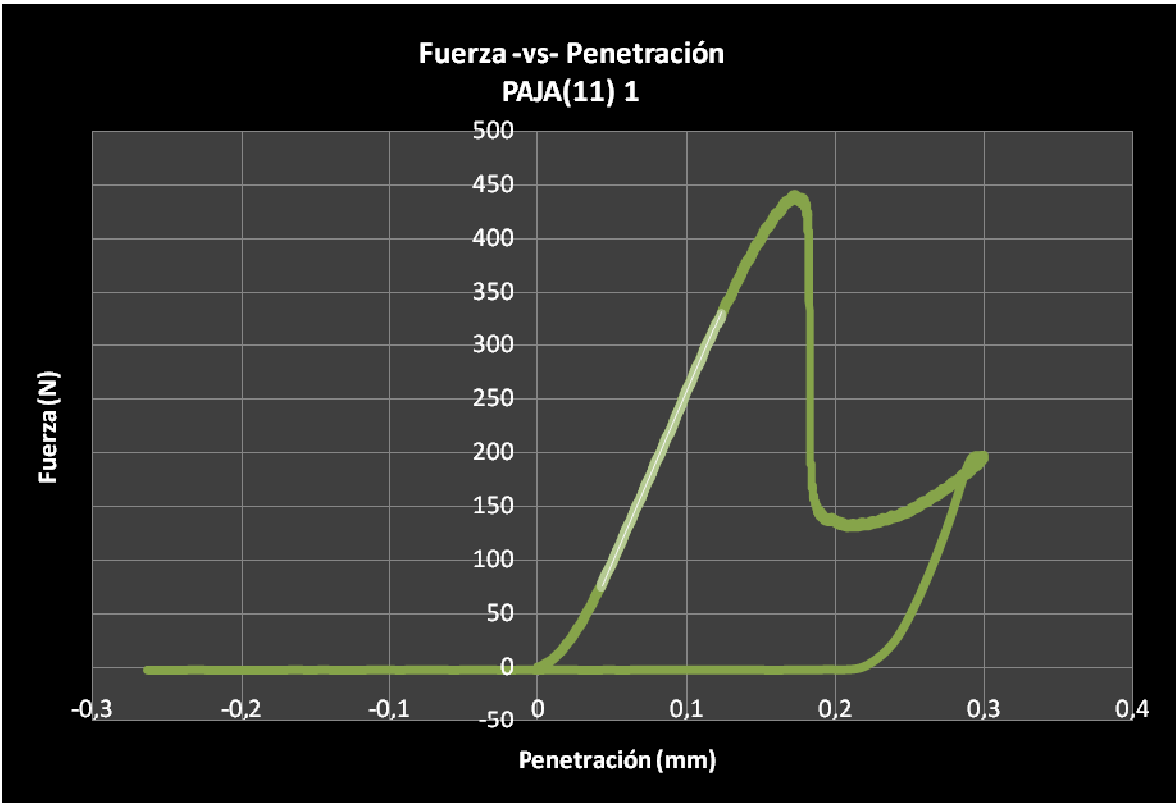
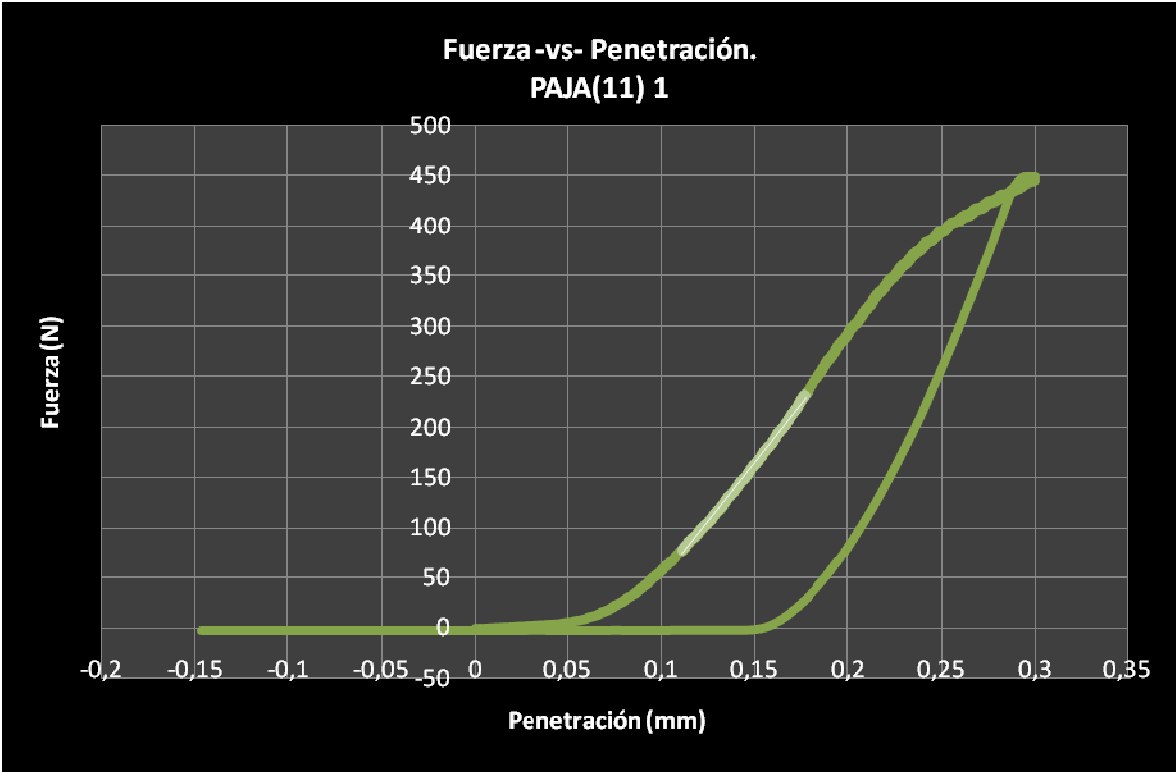
11. Baroid Corporation career Development Center (1991). Fluidos de Perforación.
12. Weaver, C (1959). The Clay Petrology of Sediments. Clays and Clay Minerals. No 6, 33 p.
13. Blatt H., Middleton G., Murray R (1980). Origin of Sedimentary Rocks. PRENTICE HALL. New Jersey. 782p.
14. Suárez, M. y García, E. Las Arcillas: propiedades y usos. Universidad Complutense de Madrid.
15. Oil & Gas Science and Technology "The Effects of Pore Pressure on the Mechanical and Physical Properties of Shales" Rev. IFP, Vol. 54 (1999).
16. Zausa, F., Civolani, L., Brignoli, M. and Santarelli, F.J.: "Real timewellbore stability analysis at the rig-site". Paper SPE/IADC 37670 –Drilling Conference, Amsterdam 4-6- March 1997.
17. R. A. Reyes, J.G vargas "Análisis del fenómeno de ósmosis entre fluidos de perforación y formaciones arcillosas". Tesis. Universidad Industrial De Santander. (Bucaramanga 2005).
18. H. Abass A et al. "WELLBORE INSTABILITY OF SHALE FORMATION; ZULUF FIELD, SAUDI ARABIA". (SPE 106345). 2006.
19. Jaramillo R.A 2004 "Planteamiento de un modelo Geomecánico Estadístico para el estudio de la estabilidad durante la perforación en el Piedemonte Llanero Colombiano". Tesis profesional Facultad de Minas. Universidad Nacional de Colombia sede Medellín.
20. Carrillo. G David H., "Determinación de la resistencia compresiva no confinada (UCS) de la roca a partir de parámetros de perforación, una aplicación en el piedemonte colombiano"; 2006.

21. Ringstad, C., Lofthus, E.B., Sønstebø, E.F., Fjær, E., Zausa, F. and Giin- Fa Fuh: "Prediction of Rock Parameters from Micro- IndentationMeasurements: The Effect of Sample Size". Paper SPE 47313 EUROCK '98, Trondheim 8-10 July 1998.
22. Mateus T. Jefferson; "Obtención de la Resistencia Compresiva Uniaxial (UCS) de las Rocas a Partir de Mediciones Sobre Ripios de Perforación". UIS 2005
23. Torres H. Mayda L. "Análisis del Efecto de Interacción entre el Lodo de Perforación y los Shales, en las Medidas de Modulo de Indentación IM y Fuerza Critica de Transición CTF, Obtenidas de las Pruebas de Indentación. UIS 2006.
24. Zausa, F., Civolani, L., Brignoli, M. and Santarelli, F.J.: "Real timewellbore stability analysis at the rig-site". Paper SPE/IADC 37670 –Drilling Conference,Amsterdam 4-6- March 1997.
25. V. Uboldi, SPE, ENI SpA, L.Civolani, SPE, Smith International, and F. Zausa, "Rock Strength Measurements on Cutting as input data for Optimizing Drill Bit Selection"SPE, ENI SpA 56441.
26. David Clark-Carter. Investigación cuantitativa en psicología "Del diseño experimental al reporte de investigación".
27. Carlos E. Méndez A. Metodología, Diseño y Desarrollo del proceso de investigación. tercera Edición.
28. Donald Campbell y Julián Stanley. Diseños experimentales y cuasi-experimentales en la investigación social.
29. Zarate Gutiérrez Gloria Isabel. "MÉTODOS DE INFERENCIA ESTADÍSTICA APLICADA EN LA INVESTIGACIÓN".

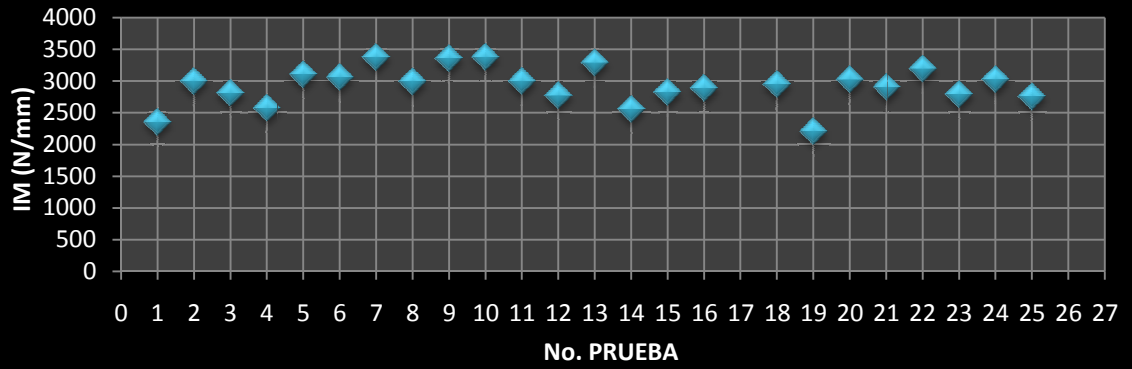
30. José María R y Jairo Clavijo. MAPA GEOLÓGICO GENERALIZADO DEL DEPARTAMENTO DE SANTANDER MEMORIA EXPLICATIVA; INGEOMINAS, 2001.
31. Memorias seminario – salida de campo (Schlumberger), UIS 2004.
32. Caracterización geomecánica de la formación tambor. ICP-USL Laboratorio de Mecánica de Rocas.
33. Yagiz, S, Overview of Classification and Engineering Properties of Shales for Design Considerations.
34. Tarbuck, E., Lutgens, F (1999). Ciencias de la Tierra. PRENTICE HALL. Madrid. 616p.
35. O'Brien D., Chenevert M. (1973). Stabilizing Sensitive Shales With Inhibited, Potassium – Based Drilling Fluids. Artículo SPE 4232.
36. Simpson, J., Dearing, H (2000). Diffusion Osmosis - an Unrecognized Cause of Shale Instability. Artículo SPE 59190.

ANEXOS.

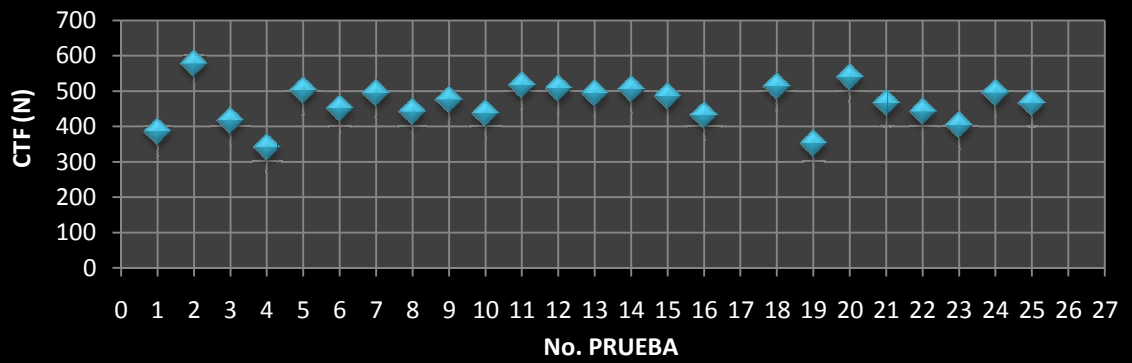
Anexo 1. Curvas representativas de carga versus desplazamiento y diagramas de dispersión para los resultados de las pruebas de Indentación realizadas sobre la muestra “Paja 11”.



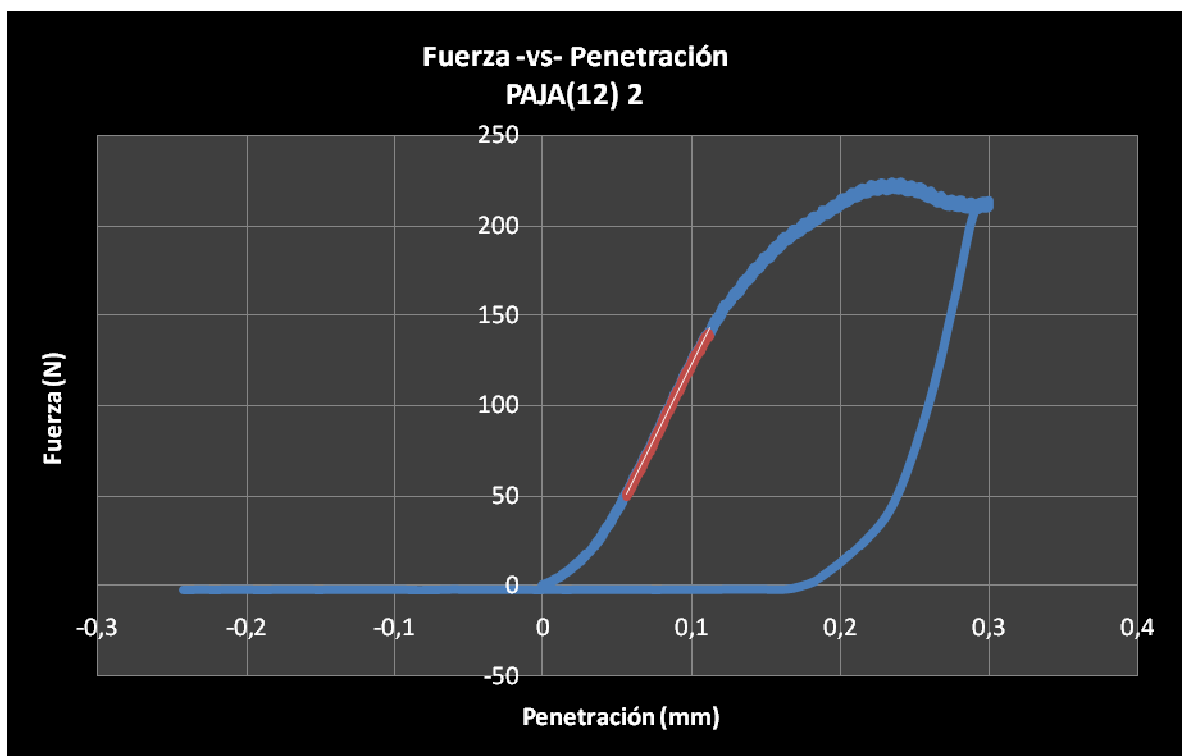
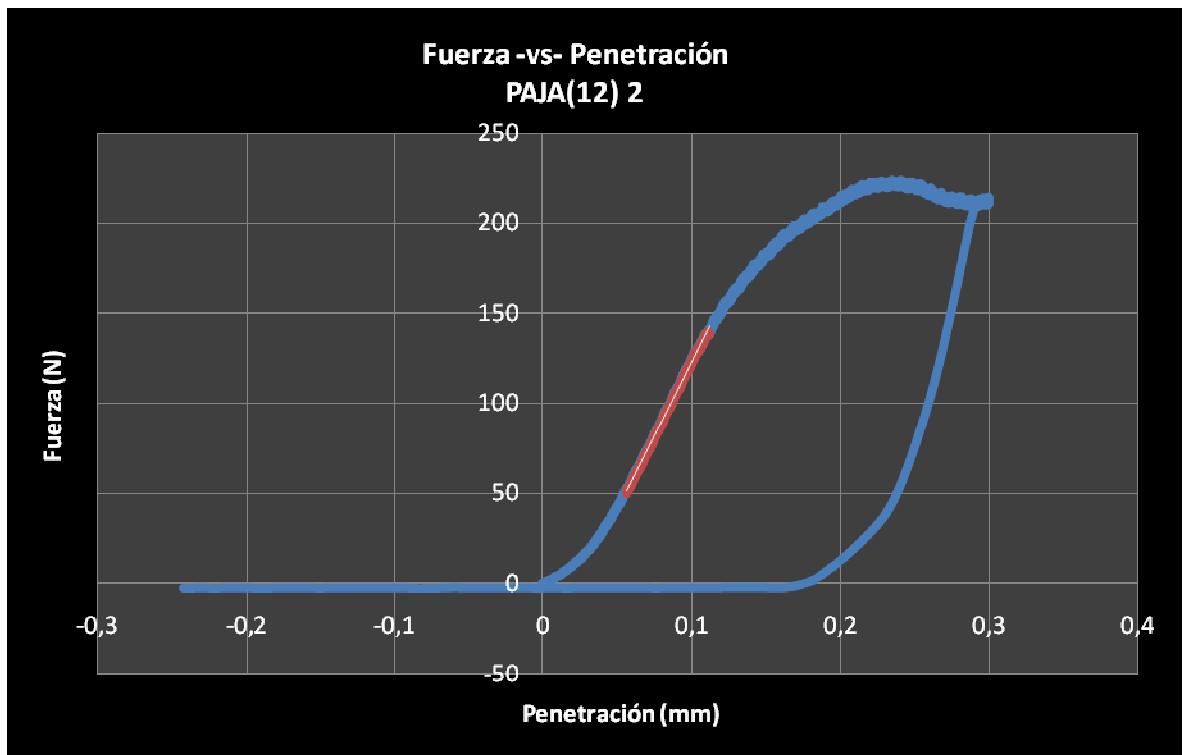
DISPERSIÓN IM Paja 11(1)



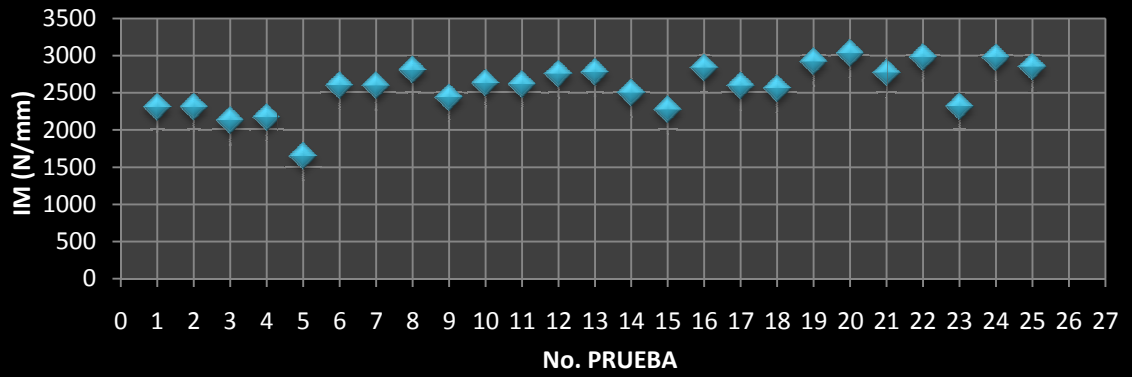
DISPERSIÓN CTF Paja 11 (1)



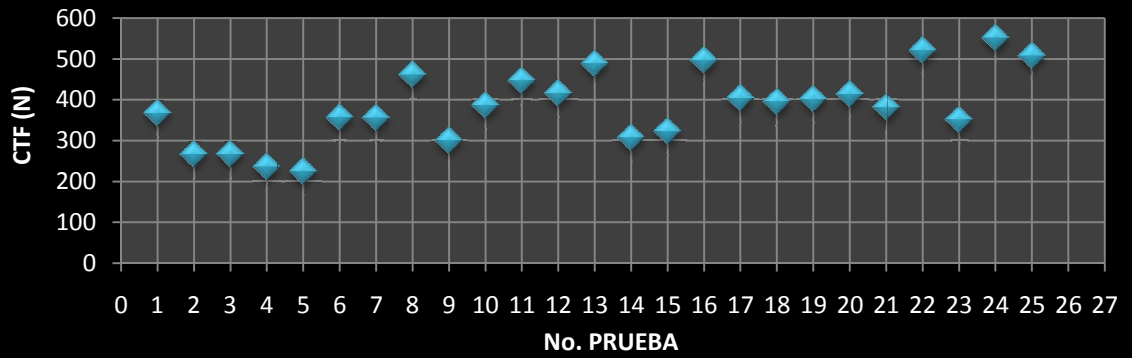
Anexo 2. Curvas representativas de carga versus desplazamiento y diagramas de dispersión para los resultados de las pruebas de Indentación realizadas sobre la muestra “Paja 12”.



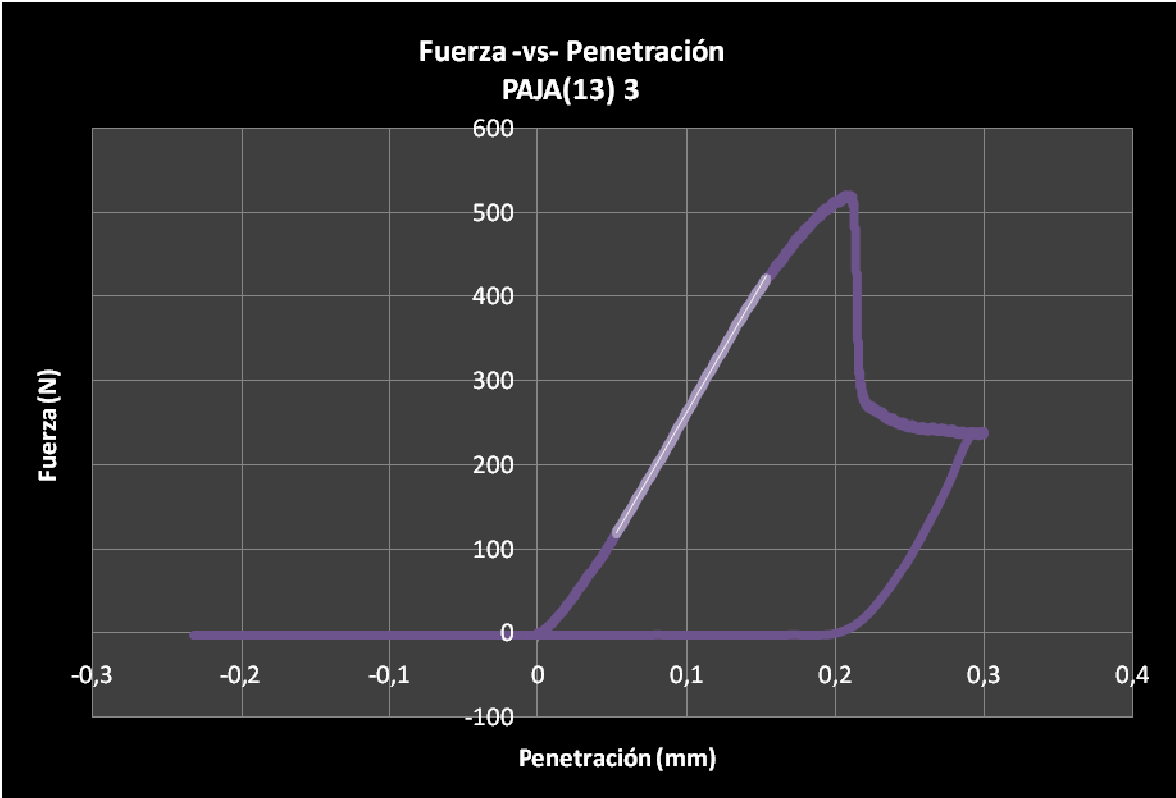
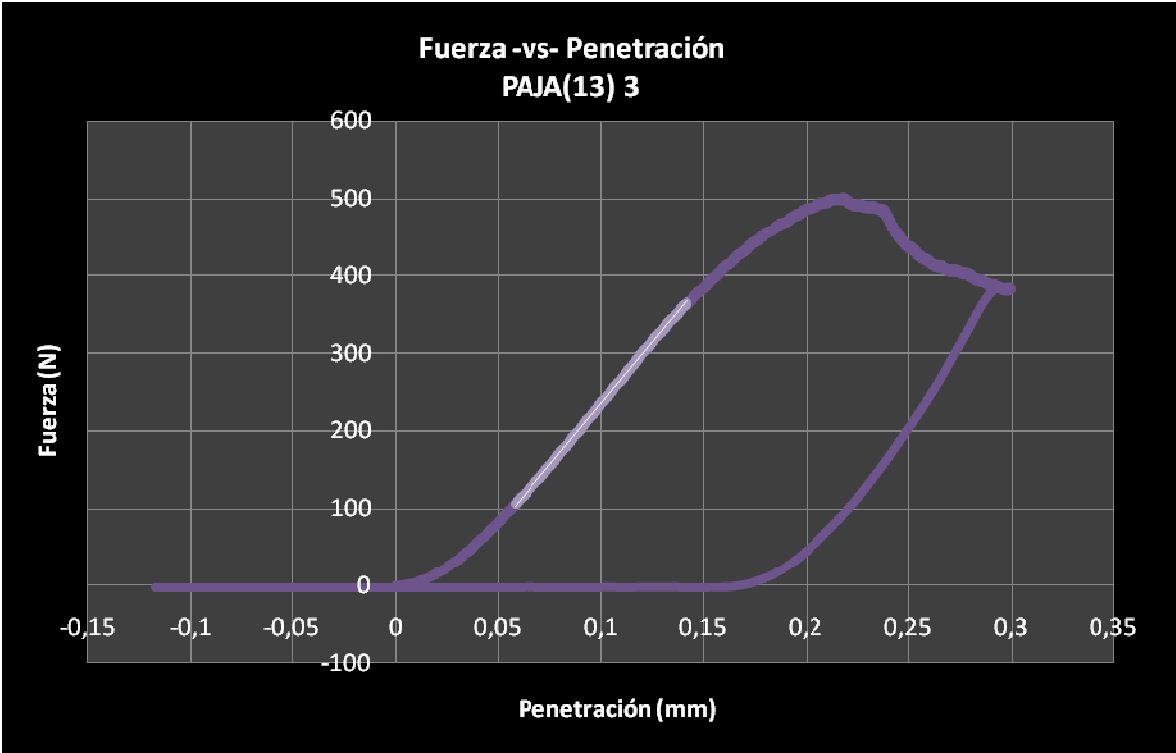
DISPERSIÓN IM Paja 12(2)



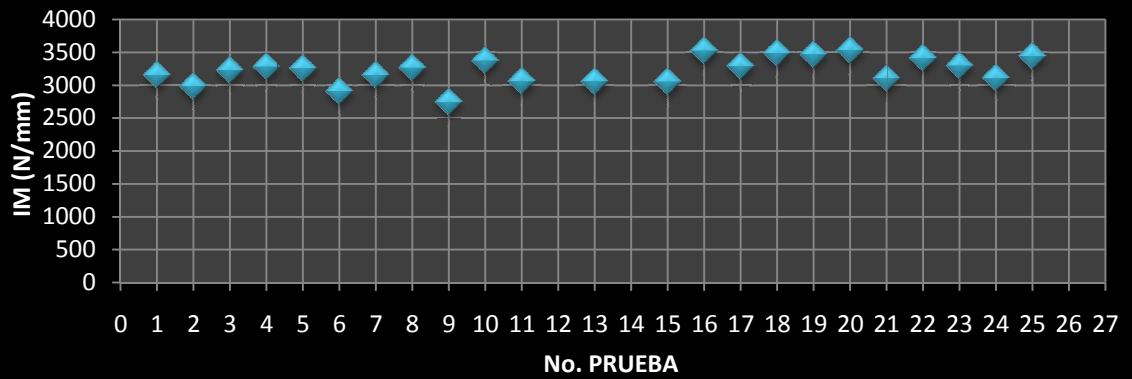
DISPERSIÓN CTF Paja 12 (2)



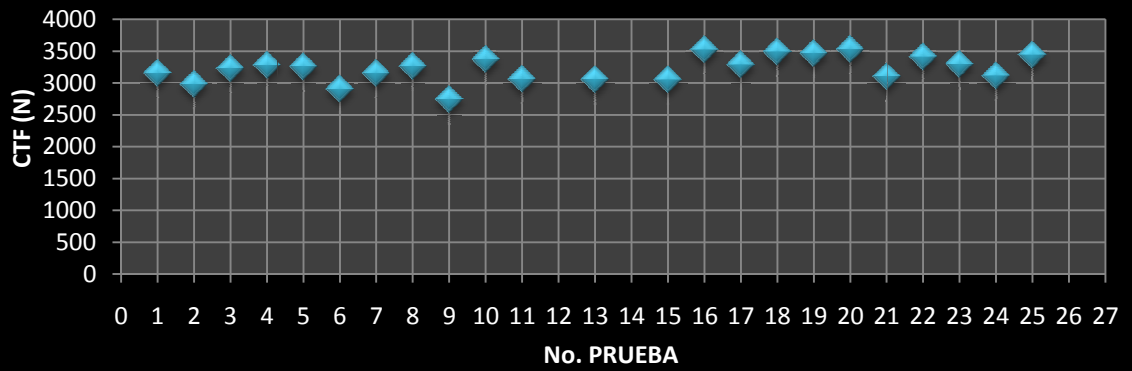
Anexo 3. Curvas representativas de carga versus desplazamiento y diagramas de dispersión para los resultados de las pruebas de Indentación realizadas sobre la muestra “Paja 13”.



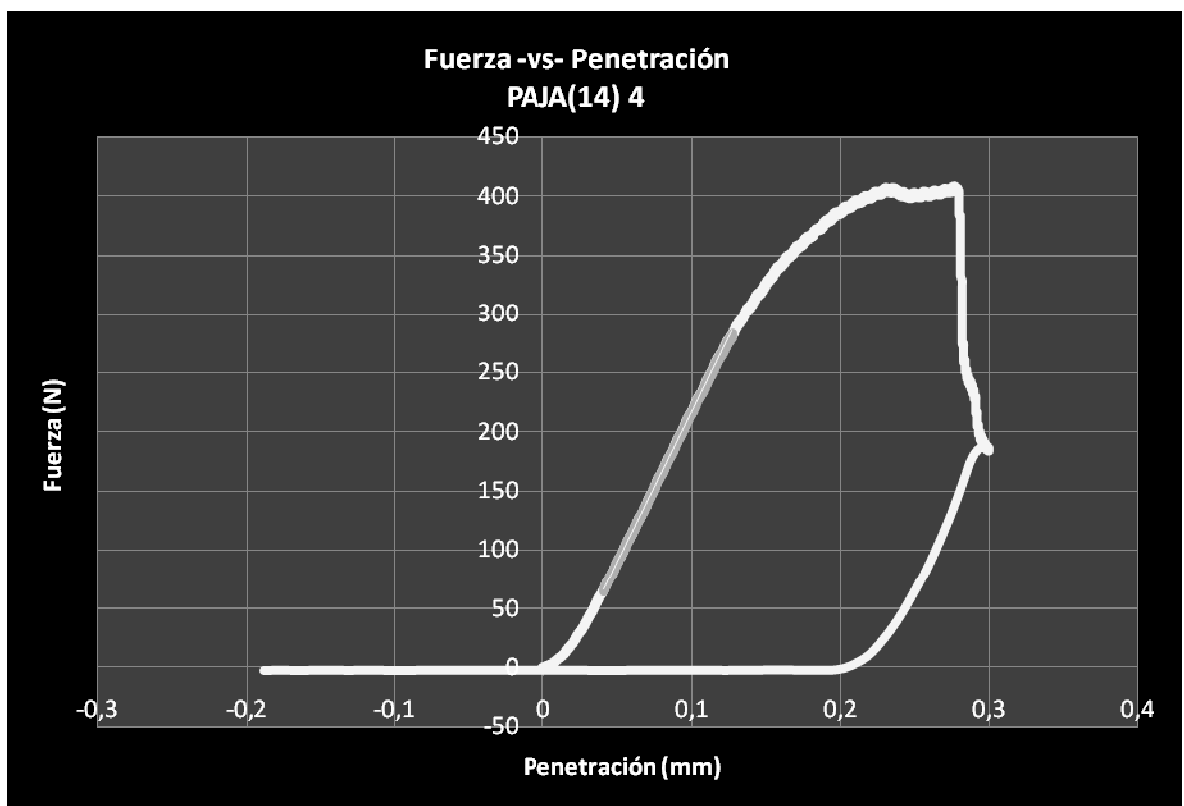
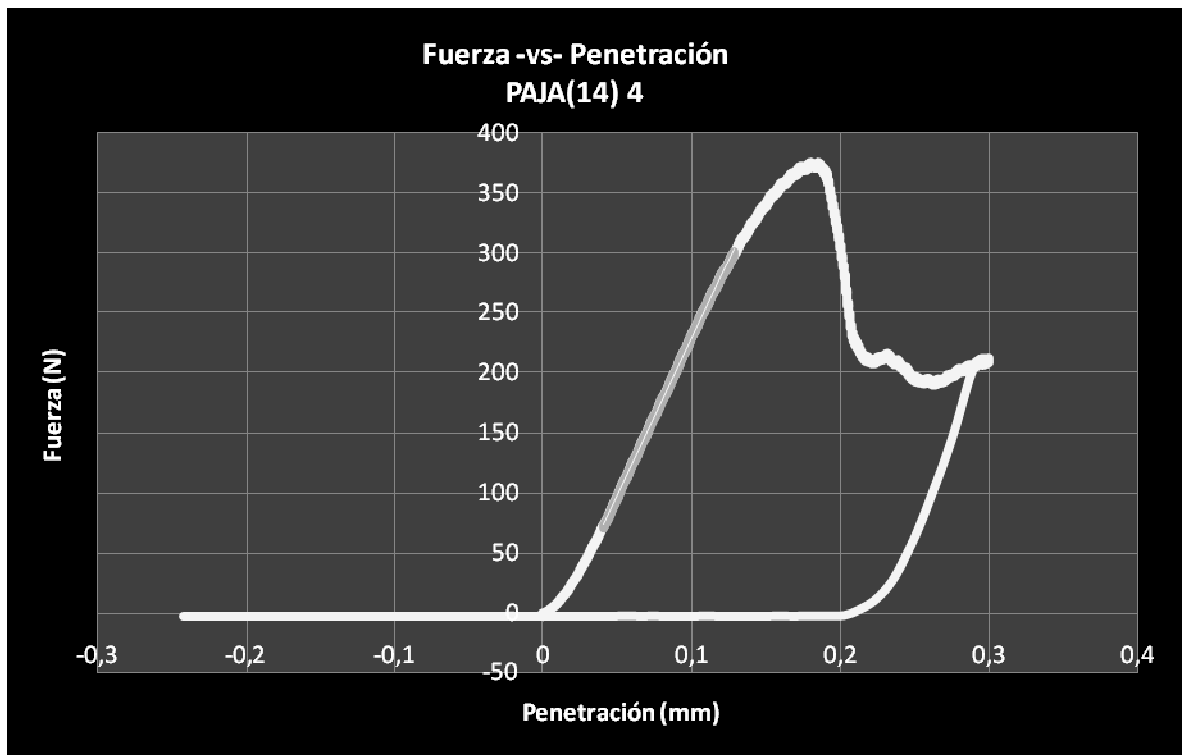
DISPERSIÓN IM Paja 13(3)



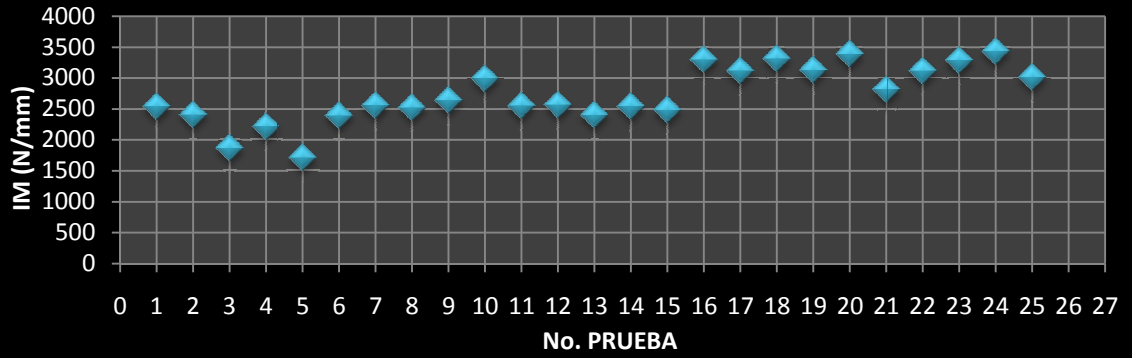
DISPERSIÓN CTF Paja 13 (3)



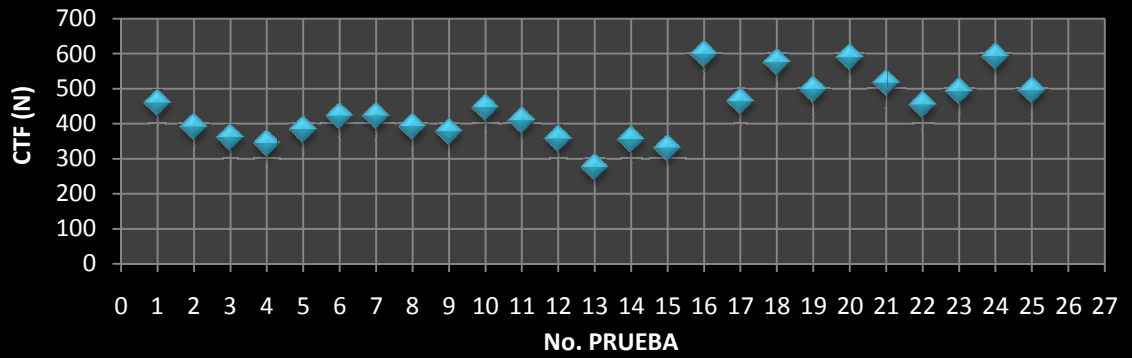
Anexo 4. Curvas representativas de carga versus desplazamiento y diagramas de dispersión para los resultados de las pruebas de Indentación realizadas sobre la muestra “Paja 14”.



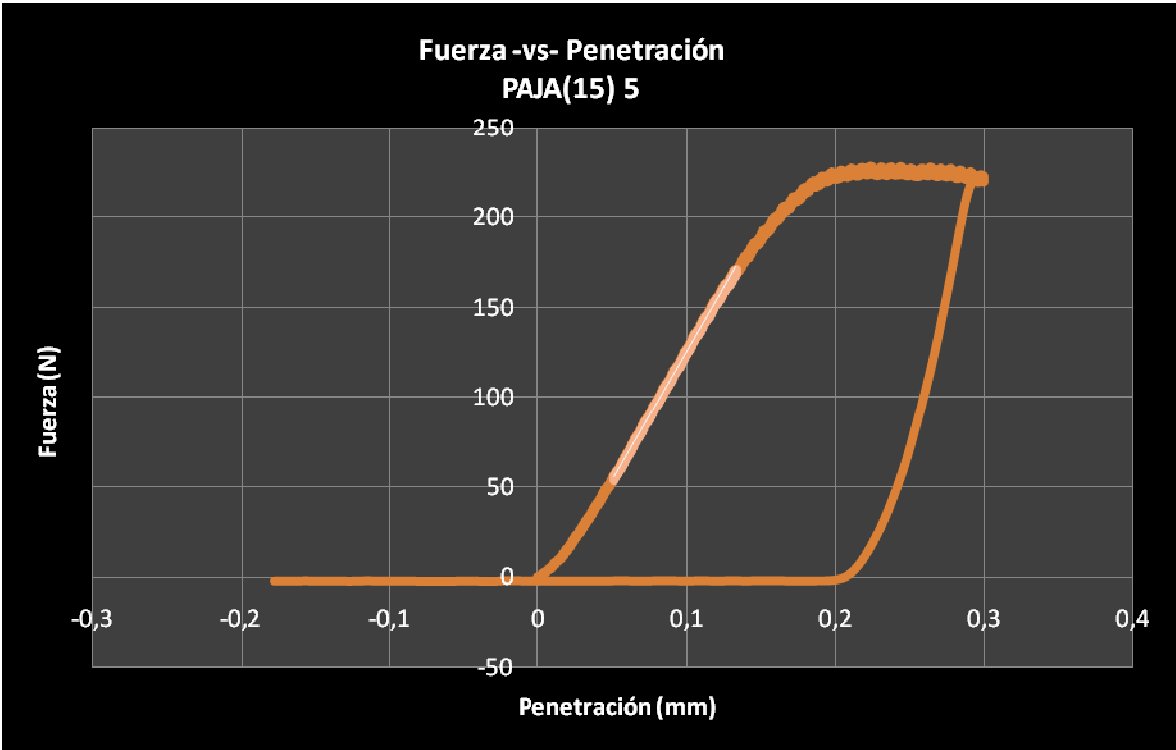
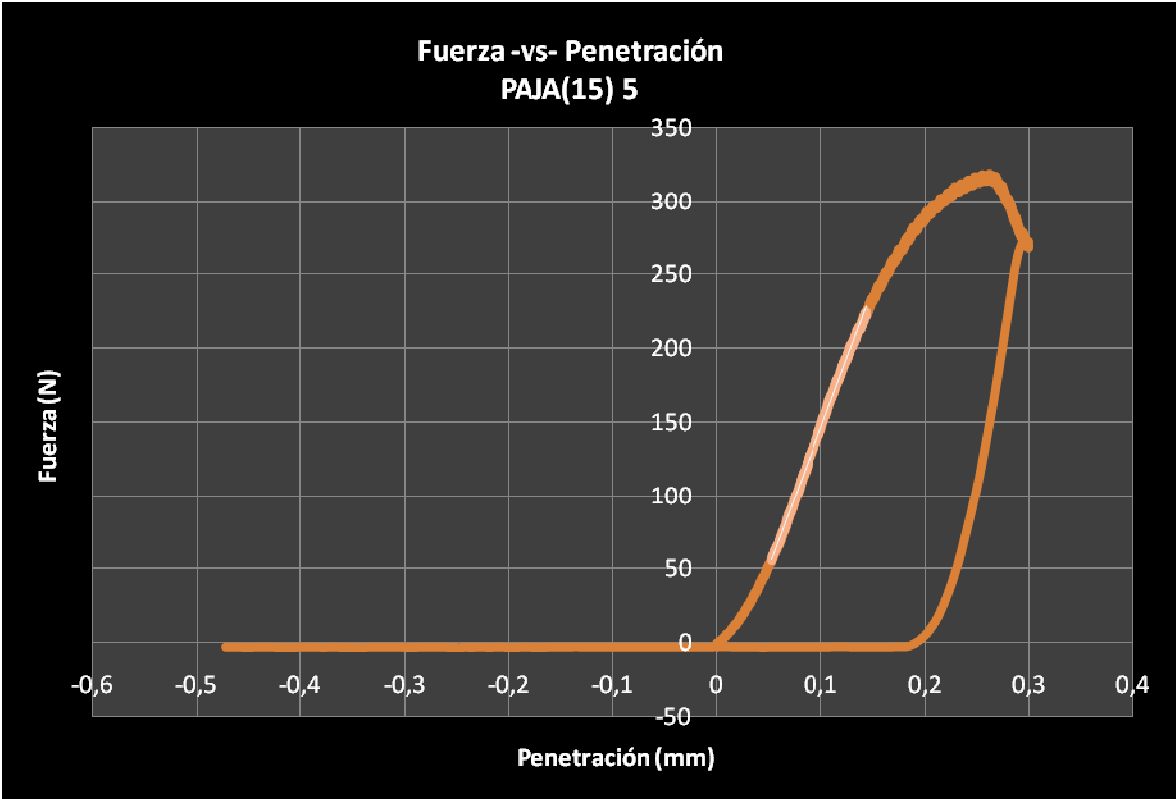
DISPERSIÓN IM Paja 14(4)



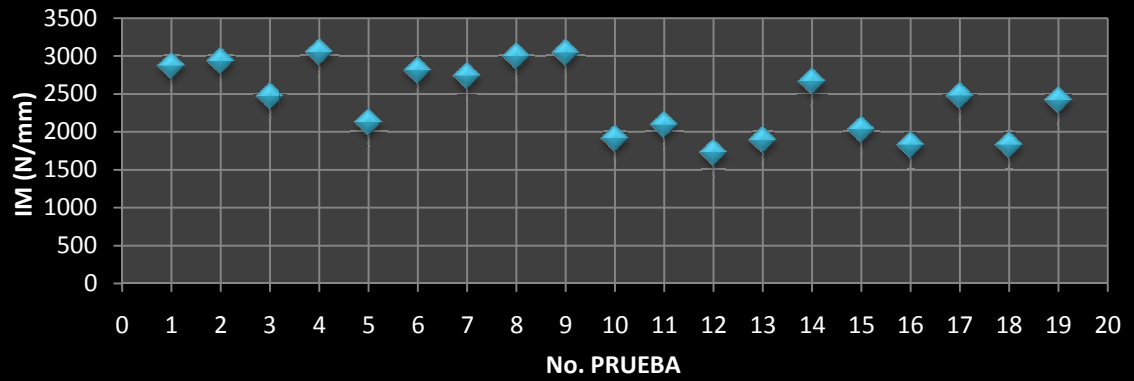
DISPERSIÓN CTF Paja 14 (4)



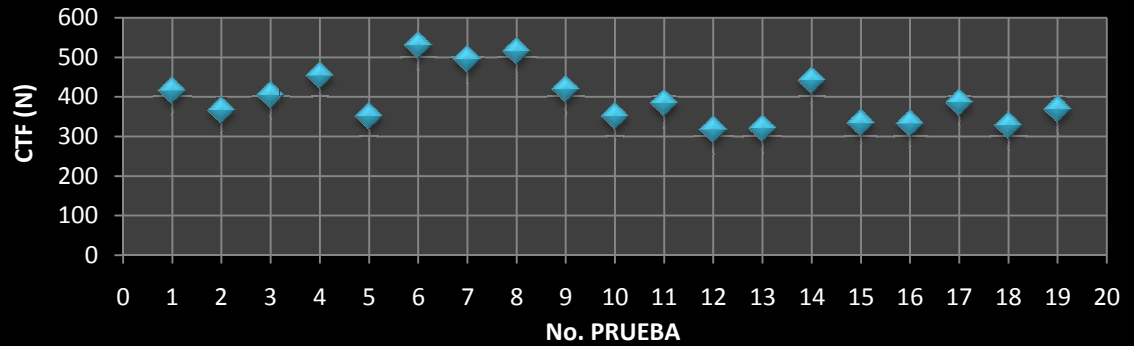
Anexo 5. Curvas representativas de carga versus desplazamiento y diagramas de dispersión para los resultados de las pruebas de Indentación realizadas sobre la muestra “Paja 15”.



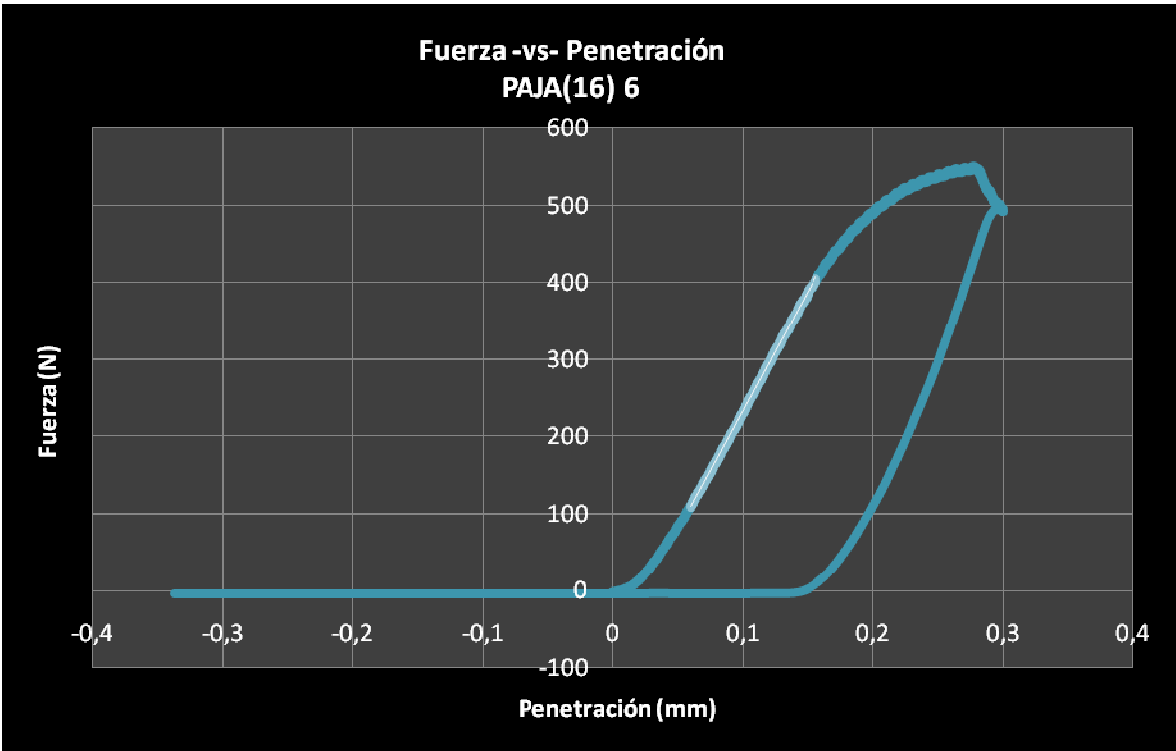
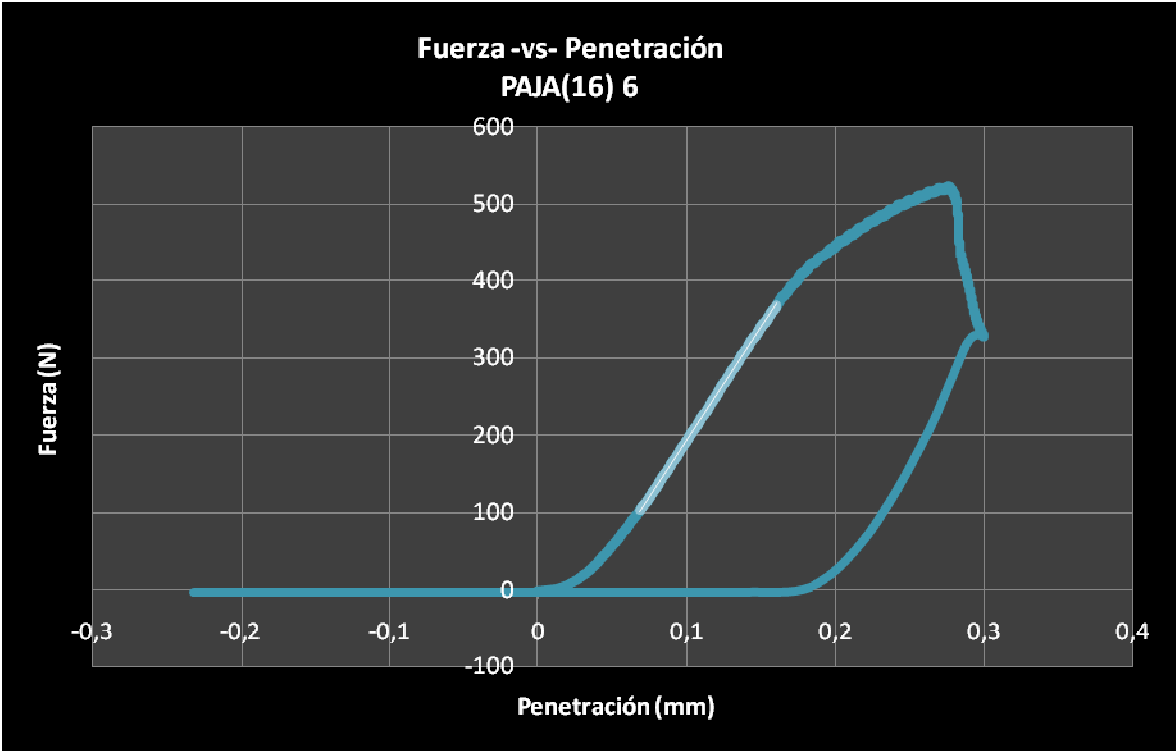
DISPERSIÓN IM Paja 15(5)



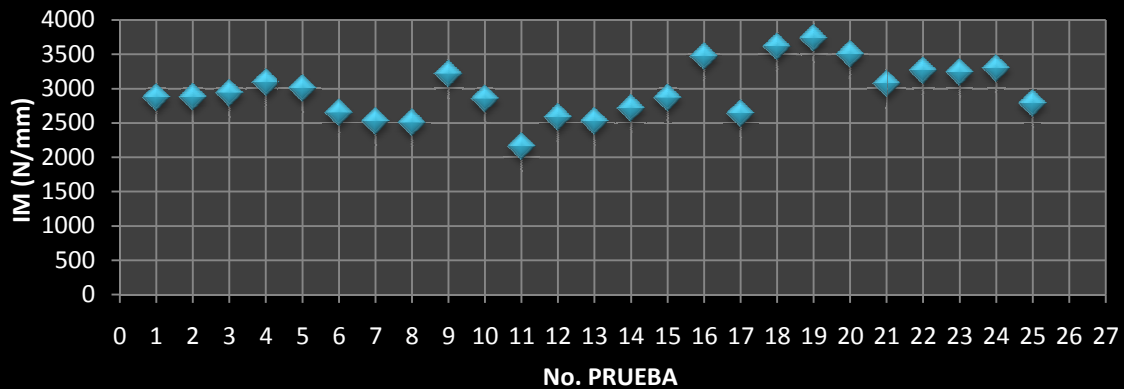
DISPERSIÓN CTF Paja 15 (5)



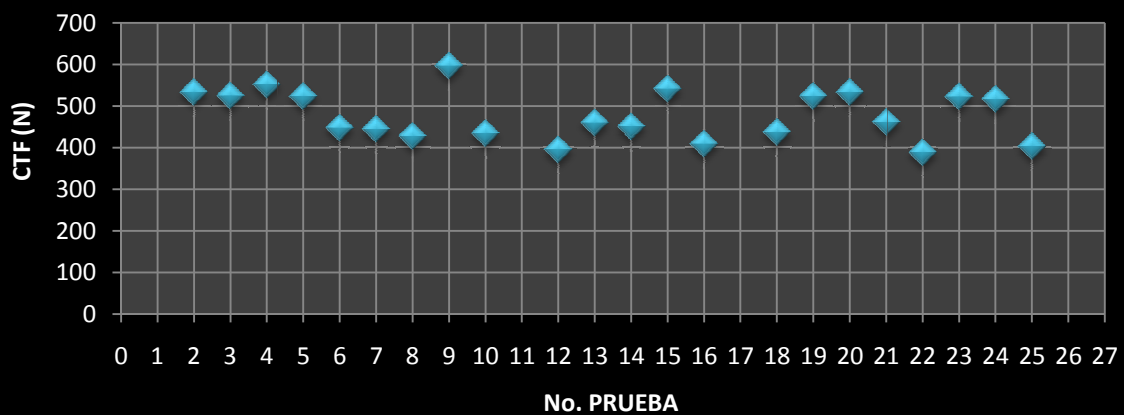
Anexo 6. Curvas representativas de carga versus desplazamiento y diagramas de dispersión para los resultados de las pruebas de Indentación realizadas sobre la muestra “Paja 16”.



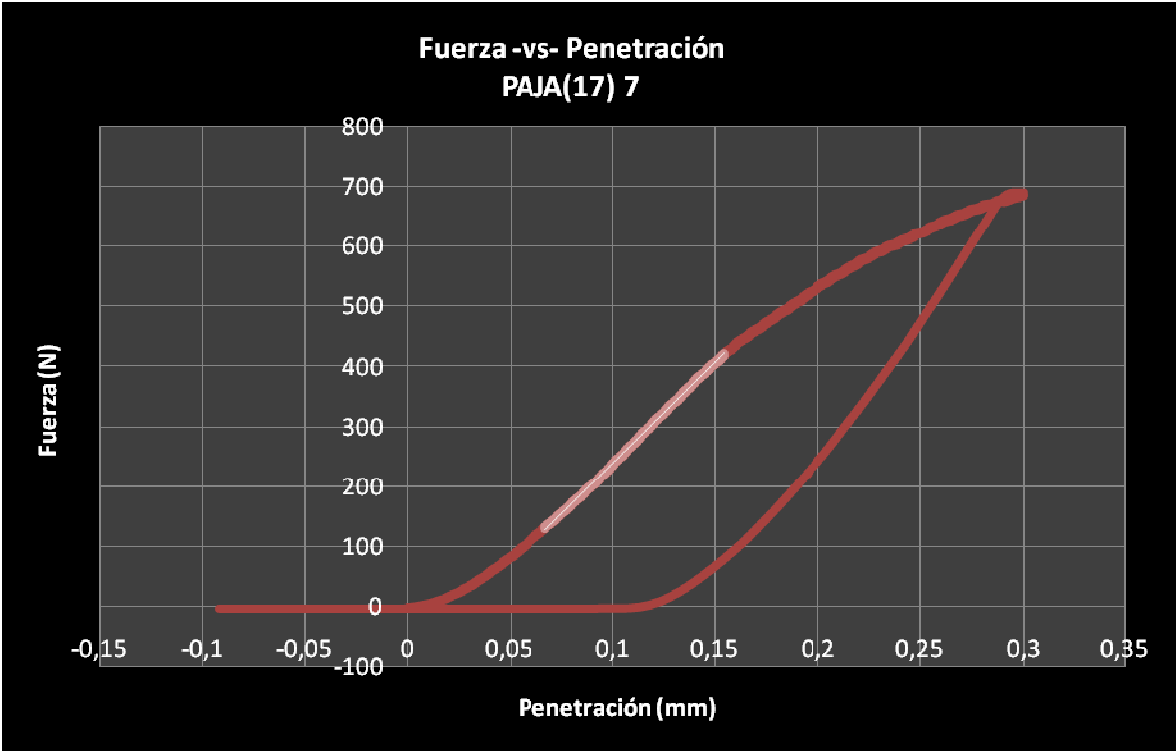
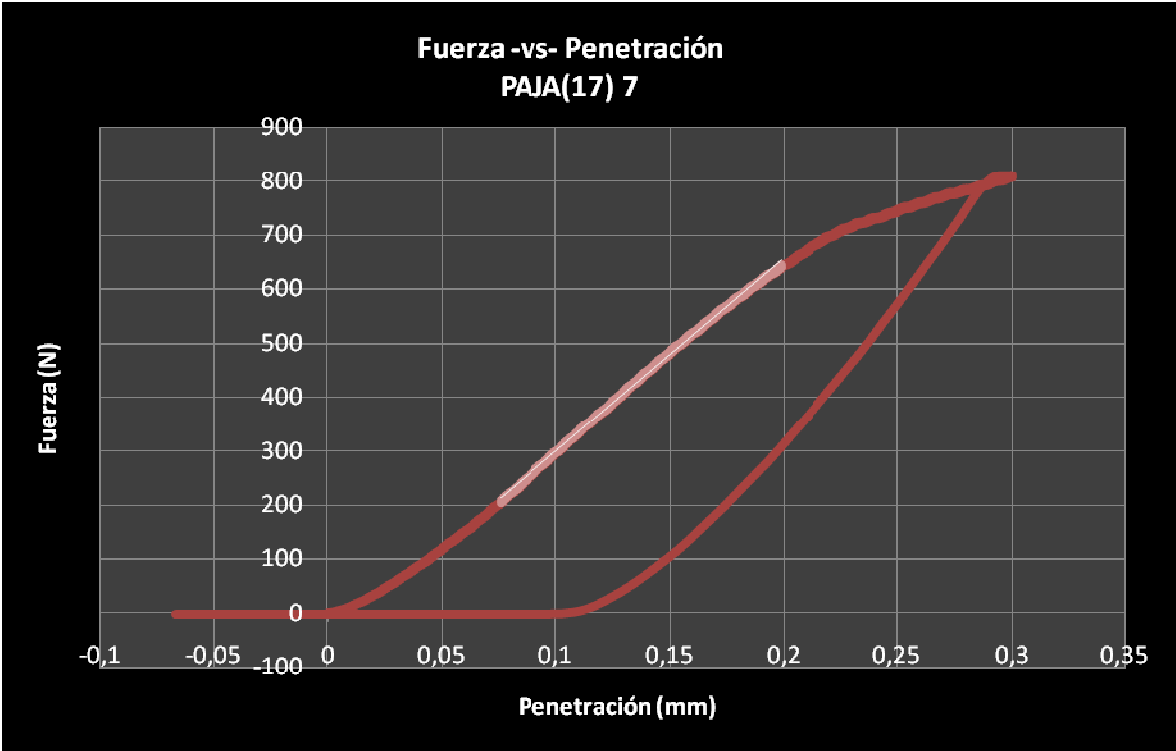
DISPERSIÓN IM Paja 16(6)



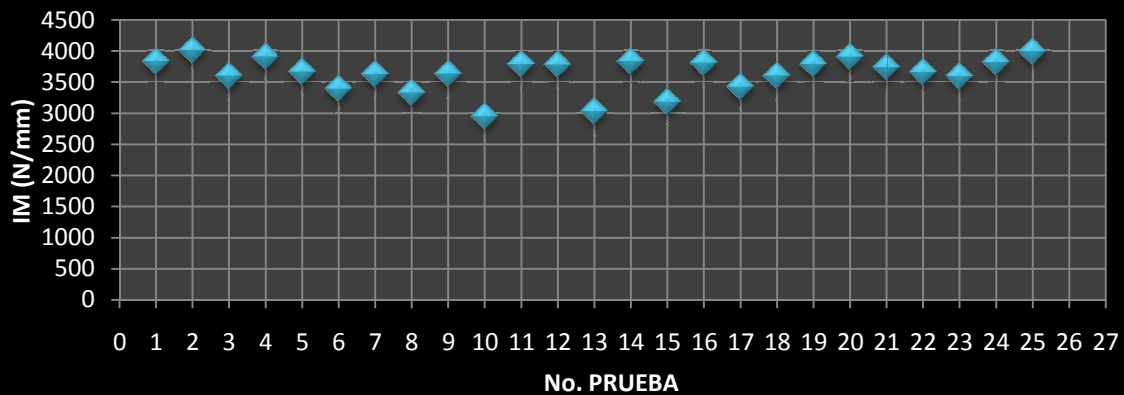
DISPERSIÓN CTF Paja 16 (6)



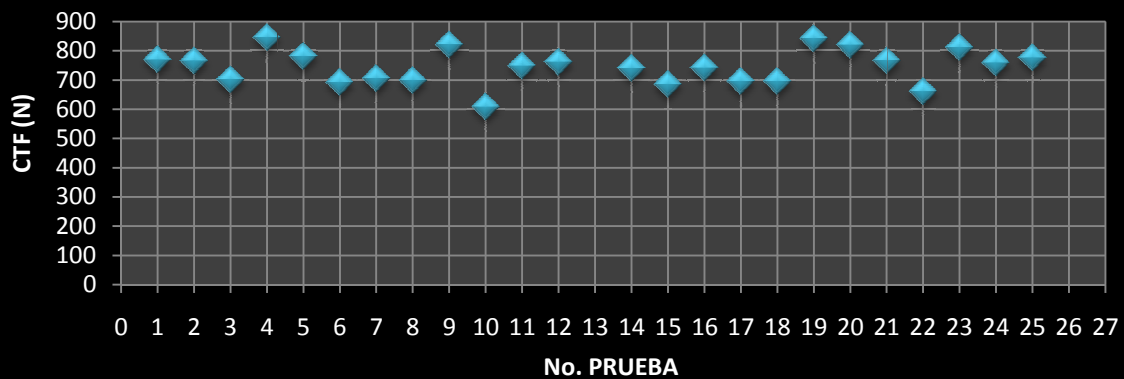
Anexo 7. Curvas representativas de carga versus desplazamiento y diagramas de dispersión para los resultados de las pruebas de Indentación realizadas sobre la muestra “Paja 17”.



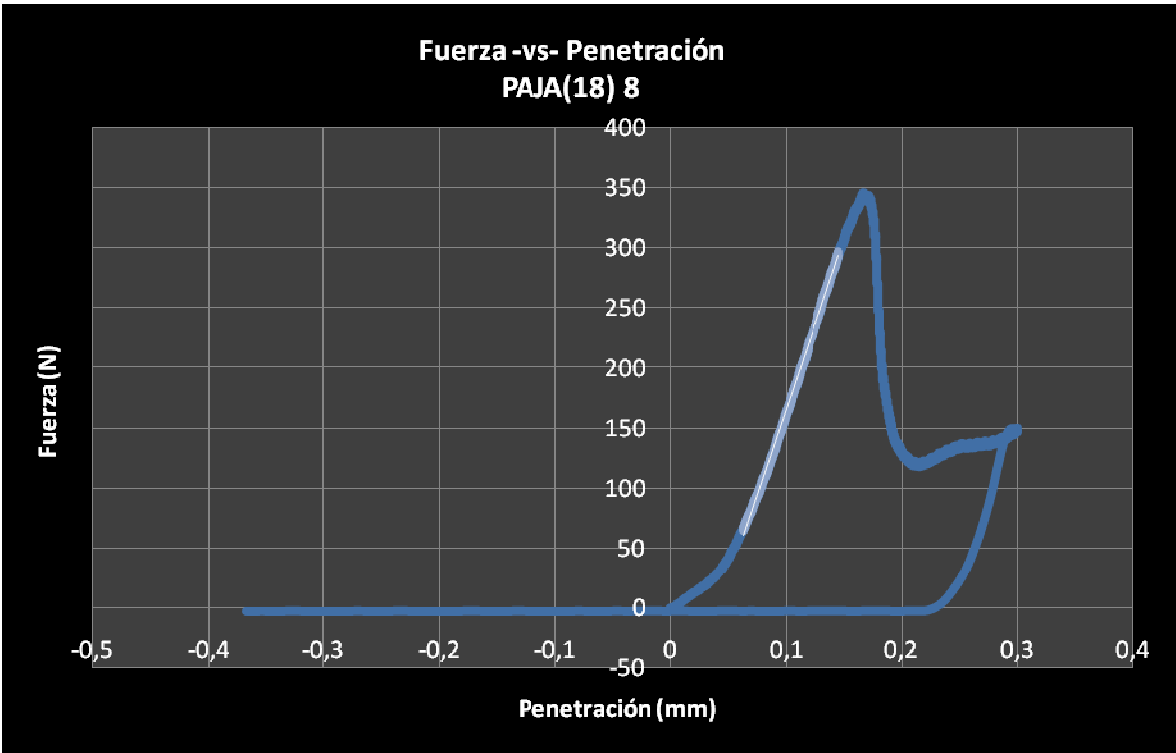
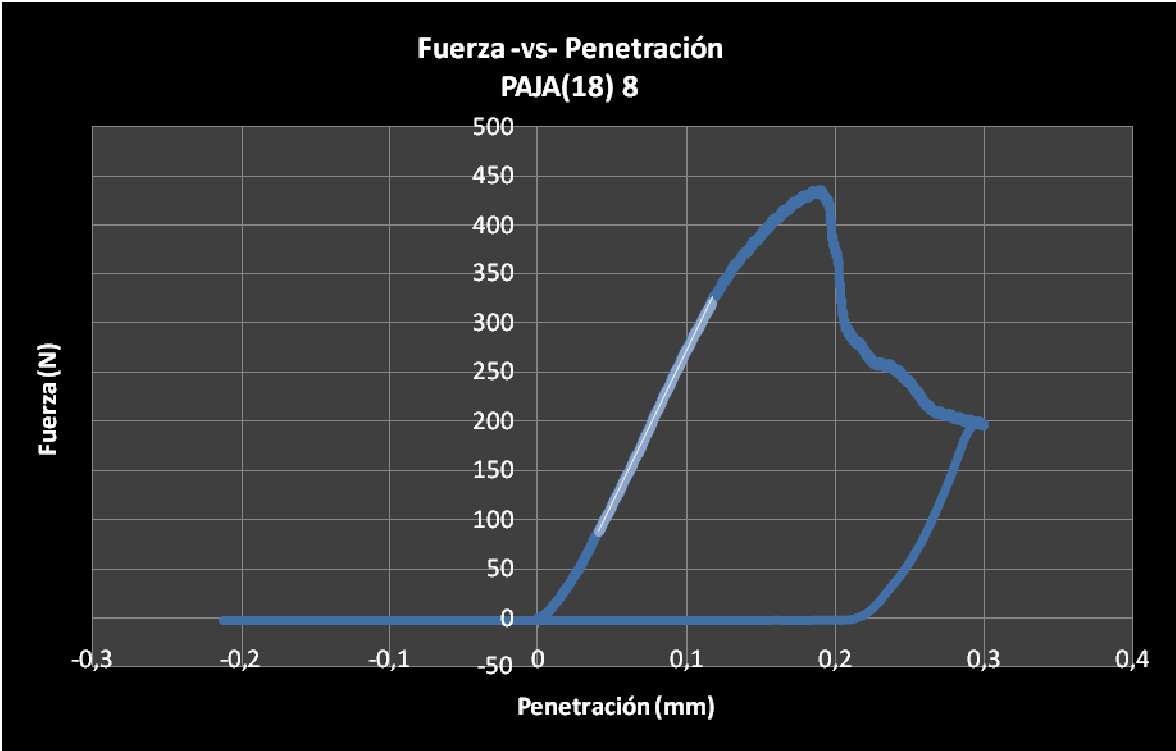
DISPERSIÓN IM Paja 17(7)



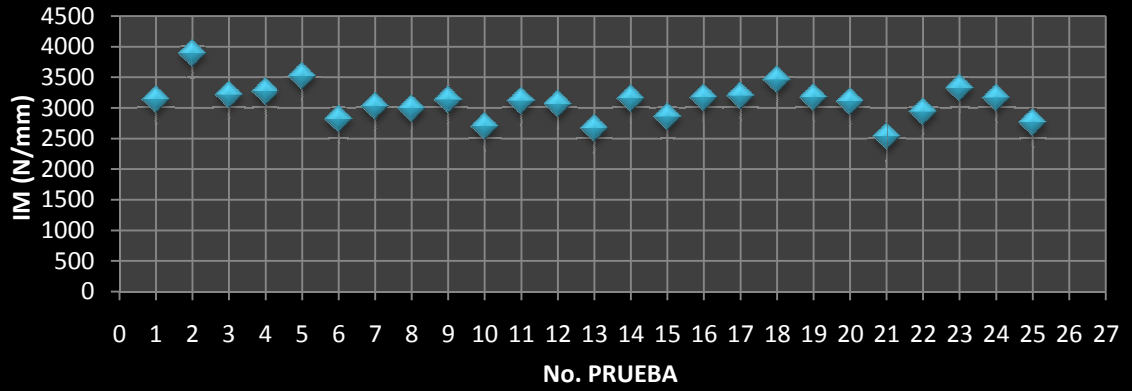
DISPERSIÓN CTF Paja 17 (7)



Anexo 8. Curvas representativas de carga versus desplazamiento y diagramas de dispersión para los resultados de las pruebas de Indentación realizadas sobre la muestra “Paja 18”.



DISPERSIÓN IM Paja 18(8)



DISPERSIÓN CTF Paja 18 (8)

