

**MODELAMIENTO DEL EFECTO DE LA QUIMICA DEL LODO SOBRE LA
RESISTENCIA A LA COMPRESION DE FORMACIONES ARCILLOSAS**

Ing. REINEL CORZO RUEDA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2009

**MODELAMIENTO DEL EFECTO DE LA QUIMICA DEL LODO SOBRE LA
RESISTENCIA A LA COMPRESION DE FORMACIONES ARCILLOSAS**

REINEL CORZO RUEDA

**Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de
Magister en Ingeniería de Hidrocarburos**

Avalado por el Comité evaluador en el marco del convenio de cooperación
tecnológica 002/2006 suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y
ECOPETROL S.A. - Instituto Colombiano del Petróleo.

Director

Ph.D. Zuly Calderon

Co-Director

Ph.D. Gildardo Osorio

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2009

AGRADECIMIENTOS

A ECOPETROL – ICP y por facilitar los recursos e instalaciones para el desarrollo de esta Investigación.

A la Universidad industrial de Santander por brindarme la oportunidad de crecer personal y académicamente.

A Mis Jefes, Santiago Díaz, Alvaro Prada y Anibal Ordoñez por la oportunidad y confianza depositadas para la realización de este estudio de posgrado.

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

Al Ingeniero Samuel Muñoz, por Su enorme colaboración y oportunos consejos en los momentos en que más los necesitaba.

A la Doctora Zuly Calderón y el Doctor Gildardo Osorio por Sus valiosos consejos, colaboración oportuna y guía durante el trabajo.

A Mis calificadores, Ingenieros Olga Patricia y Jose Humberto, por la colaboración brindada en el momento justo que más lo necesité.

A Los Ingenieros Darwin, Jenny, María Elena, Karime, Carlos Fernando, Leonardo, Erick, Juan Carlos, Sergio, Emerson, Ricardo, Javier y en especial a William y Publio Alejandro, por sus valiosos aportes a la investigación.

A Mis compañeros de maestría, porque ha sido un constante y motivador reto recorrer este camino junto a ellos.

A Mónica y María Isabel de la Escuela de Petróleos de la UIS por Su paciencia y colaboración.

DEDICATORIA

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

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

A mis hermanos Ahylen y Ervin por su apoyo incondicional y motivación a no desistir para alcanzar este sueño.

A mi preciosa novia Jennifer, por darle un toque muy especial a mi vida y por disfrutar con alegría de todos mis logros.

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

A mis grandes amigos de siempre Mauricio y William por sus consejos y amistad sincera. Ustedes son lo mejor.

A mis compañeros de maestría: Publio Alejandro, Germán, Carlos, Cesar G, Cesar D, Jenny, Tatiana, Wilson, Edwin R, Edwin C, Juan Eduardo y Edgar por compartir conmigo sus experiencias y brindarme apoyo para alcanzar la meta.

A mis compañeros de trabajo: Néstor Fernando, Carlos Ernesto, Alexander, Jose Humberto, Darwin, Jenny, Sergio, Andrés Felipe, Raul Leonardo, Germán, Manuel y Yair, quienes de una u otra forma contribuyeron para el logro de esta meta.

TABLA DE CONTENIDO

1.INTRODUCCIÓN	1
1.1. ANTECEDENTES	4
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	8
1.3. JUSTIFICACIÓN	11
1.4. ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN	11
1.5. CONTRIBUCIÓN TÉCNICA.....	13
1.6. CONTRIBUCIÓN ECONÓMICA	13
2 AREA DE ESTUDIO	15
2.1. FORMACIONES EVALUADAS EN LA INVESTIGACION	16
2.1.1. <i>Formacion Mugrosa</i>	21
2.1.2. <i>Formacion Esmeralda</i>	23
2.1.3. <i>Muestras Selecciónadas</i>	24
2.2. CARACTERIZACION DE LAS FORMACIONES ARCILLOSAS	31
2.2.1. <i>Composicion Mineralogica de las Muestras Evaluadas (DRX)</i>	32
2.2.2. <i>Contenido de Humedad Nativa</i>	37
2.2.3. <i>Actividad de la formación (muestras de roca)</i>	38
2.2.4. <i>Permeabilidad de las Muestras</i>	41
2.2.5. <i>Capacidad de Intercambio Catiónico de las Muestras</i>	43
2.3. CARACTERIZACION DE LA RESISTENCIA MECANICA DE LA FORMACION.....	44
2.3.1. <i>Prueba de Compresion Uniaxial (No Confinada – UCS)</i>	44
2.3.1.1. Preparación de las Muestras:.....	47
2.3.1.2. Procedimiento de la prueba:	49
2.3.2. <i>Prueba de Falla Triaxial</i>	50
2.3.3. <i>Indentación</i>	52
2.3.3.1. Equipo para las pruebas de Indentación:	52
2.3.3.2. Preparación de las Probetas:	54
2.3.3.3. Ejecución de la Prueba de Indentación:	56
2.3.4. <i>Registros – Método Indirecto para determinar UCS</i>	58
2.3.5. <i>Ventajas y Desventajas de los Métodos Propuestos:</i>	59

3. MECANISMOS DE INTERACCION FLUIDO - SHALE	61
3.1. DIFUSIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO	63
3.2. FLUJO OSMÓTICO – OSMOSIS QUÍMICA	64
3.2.1. Presiones Osmóticas Efectivas.....	73
3.3. FLUJO DIFUSIVO	74
4. DISEÑO EXPERIMENTAL PARA DETERMINAR UCS A PARTIR DE PARAMETROS DE INDENTACIÓN.....	76
4.1. METODOLOGÍA PLANTEADA EN EL DISEÑO EXPERIMENTAL.....	76
4.2. REQUERIMIENTOS DISEÑO EXPERIMENTAL	77
4.2.1. Definicion de Variables	79
4.2.2. Tamaño de las Muestras	82
4.2.3. Selección de Muestras.....	84
4.2.3.1. Primer Grupo. Correlación Base (Diseño Experimental 1)	87
4.2.3.2. Segundo Grupo. Correlaciones Int. Roca Fluido (D Experimental 2)	89
4.2.4. Estimación de Parámetros.....	99
4.2.4.1. Valores de UCS.....	99
4.2.4.2. Valores de Módulo de Indentación y Fuerza Crítica Transición ...	103
5. CORRELACIÓN EXPERIMENTAL BASE PARA UCS A PARTIR DE PARAMETROS DE INDENTACIÓN.....	119
5.1. CORRELACIÓN BASE PARA LAS FORMACIONES MUGROSA Y ESMERALDA.....	119
5.1.1. Correlación base entre UCS y MI	120
5.1.2. Correlación Base entre UCS y FCT	122
6. CORRELACIÓN INTERACCIÓN ROCA FLUIDO. EFECTO DE LA QUÍMICA DEL LODO EN LOS PARAMETROS DE RESISTENCIA: UCS, MI Y FCT.	125
6.1. CORRELACIÓN INTERACCIÓN ROCA FLUIDO (D EXPERIMENTAL 2)	126
6.1.1. Efecto del Tipo de Sal.....	133
6.1.2. Efecto del Tiempo de Exposición.....	136
6.1.3. Efecto de la Concentración Salina.....	140
6.1.4. Discusión de Resultados de Interacción Química.....	142
6.1.5. Analisis del efecto químico en los valores de UCS:.....	145

6.1.6. Analisis del agua adsorbida durante las pruebas de interacción en los parámetros UCS, MI y FCT.	
6.1.7 Correlación con parámetros químicos:	154
7. DESARROLLO SOFTWARE - DRILLING CHEMICAL EVALUATION.....	162
7.1. HERRAMIENTA SOFTWARE	163
7.2. OPTIMIZACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN A TRAVÉS DEL MÓDULO DE PRESIÓN OSMÓTICA.....	167
7.2.1. Temperatura de la Formación.....	168
7.2.2. Actividad del Fluido de Perforación.....	169
7.2.3. Actividad del fluido de poro de la formación.....	170
7.2.4. Eficiencia de Membrana.....	170
7.2.5. Optimización del Fluido de Perforación.....	171
7.3. DETERMINACIÓN DE LA RESISTENCIA A TRAVÉS DEL MODULO ROCK STRENGTH.....	173
7.3.1. On site Indentation Test.....	173
7.3.2. UCS CORRELATIONS.....	177
7.4. ANÁLISIS DEL ANCHO DE BREAKOUT A TRAVÉS DEL MÓDULO WELLBORE STABILITY	183
7.5.DATA SALIDA SOFTWARE DRILLING CHEMICAL EVALUATION.....	186
8. APLICACIÓN	187
8.1.POZO APLICACIÓN	187
8.2.OPTIMIZACIÓN DEL TIPO Y CONCENTRACIÓN SALINA DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	187
8.3.DETERMINACIÓN DE UCS A PARTIR DE CORRELACIONES EN EL MÓDULO DE RESISTENCIA	189
8.4.ANÁLISIS DEL ANCHO DE BREAKOUT A TRAVÉS DEL MÓDULO WELLBORE STABILITY	198
9. CONCLUSIONES	199
10. RECOMENDACIONES	201
11. BIBLIOGRAFIA	202
12. ANEXOS	207

LISTA DE TABLAS

TABLA 2-1. TOPES DE LA FORMACION MUGROSA EN LOS POZOS MUESTREADOS. TOMADO DE LOS REPORTES FINALES DE PERFORACIÓN DE CADA POZO.	24
TABLA 2-2. COMPOSICION MINERALÓGICA TOTAL DE LAS MUESTRAS MUGROSA B2.....	33
TABLA 2-3. COMPOSICION MINERALÓGICA FRACCION ARCILLA DE LAS MUESTRAS PARA LA FORMACIÓN MUGROSA B2.	34
TABLA 2-4. CONTENIDO DE AGUA INICIAL PARA LA MUESTRA PRESERVADA.	37
TABLA 2-5. SOLUCIONES DE SALES SATURADAS Y SU PORCENTAJE DE HUMEDAD.	39
TABLA 2-6. ACTIVIDAD DE LA MUESTRA PRESERVADA.	41
TABLA 2-7. PERMEABILIDADES PARA LOS DIFERENTES NÚCLEOS DE MUGROSA.....	42
TABLA 2-8. CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIÓNICO PARA LAS MUESTRAS ANALIZADAS.	43
TABLA 2-9. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO DE INDENTACIÓN TA-HD.....	53
TABLA 2-10. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS MÉTODOS PARA DETERMINAR LOS PARÁMETROS DE RESITENCIA MECÁNICA DE LA ROCA.	60
TABLA 4-1. VARIABLES INDEPENDIENTES EN LA INTERACCIÓN QUÍMICA.....	81
TABLA 4-2. NÚCLEOS PARA UCS DE LA FORMACIÓN MUGROSA Y ESMERALDA	88
TABLA 4-3. DISCOS O PROBETAS PARA INDENTACIÓN DE MUGROSA Y ESMERALDA	88
TABLA 4-4. NÚCLEOS PARA UCS.....	90
TABLA 4-5. DISCOS O PROBETAS PARA INDENTACIÓN	90
TABLA 4-6. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE COMPRESION UNIAXIAL SOBRE NÚCLEOS, FORMACIÓN MUGROSA Y FORMACIÓN ESMERALDA DE LA CORRELACIÓN BASE	100
TABLA 4-7. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE COMPRESION UNIAXIAL SOBRE NÚCLEOS, FORMACIÓN MUGROSA DE LAS CORRELACIONES DE INTERACCIÓN FLUIDO – ROCA	101
TABLA 4-8. RESULTADOS UCS SOBRE GRUPOS DE NÚCLEOS DE ESMERALDA.....	103
TABLA 4-9. RESULTADOS UCS SOBRE GRUPOS DE NÚCLEOS DE MUGROSA	103
TABLA 4-10. DATA DE LOS PUNTOS DE INDENTACIÓN TOMADOS PARA EL DISCO 1.....	106
TABLA 4-11. PUNTOS DE INDENTACIÓN TOMADOS Y VALIDADOS POR CADA DISCO.	107
TABLA 4-12. RESULTADOS DE MÓDULO DE INDENTACIÓN SOBRE DISCOS.	110
TABLA 4-13. RESULTADOS FCT SOBRE DISCOS. SIN EXPOSICIÓN A FLUIDOS.....	111
TABLA 4-14. RESULTADOS DE MÓDULO DE INDENTACIÓN Y PARÁMETROS ESTADÍSTICOS SOBRE DISCOS, CON EXPOSICIÓN A FLUIDOS	114
TABLA 4-15. RESULTADOS FUERZA CRÍTICA DE TRANSICIÓN Y PARÁMETROS ESTADÍSTICOS SOBRE DISCOS.....	115

TABLA 4-16. PROBETAS DE LAS CUALES SE ESPERAN MAYORES % DE ERROR EN EL MI	116
TABLA 4-17. PROBETAS DE LAS CUALES SE ESPERAN MAYORES % DE ERROR EN FCT.	116
TABLA 4-18. RESULTADOS PROMEDIO PARA MUGROSA Y ESMERALDA.	117
TABLA 4-19. RESUMEN DE VALORES PROMEDIO DE MI Y FCT PARA LOS GRUPOS DE MUESTRAS DESCRITAS EN EL DISEÑO EXPERIMENTAL.	118
TABLA 5-1. VALORES DE UCS, MI Y FCT PARA LOS NÚCLEOS DE ESMERALDA.	119
TABLA 5-2. VALORES DE UCS, MI Y FCT PARA LOS NÚCLEOS DE MUGROSA.	120
TABLA 5-3. ERROR ESPERADO DE LAS MUESTRAS INTACTAS AL UTILIZAR LAS CORRELACIONES BASE A PARTIR DE LOS PARÁMETROS DE INDENTACIÓN MI Y FCT.	124
TABLA 6-1. COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE INTERACCIÓN	126
TABLA 6-2. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS UCS E INDENTACIÓN PARA MUGROSA.	127
TABLA 6-3. VALORES PROMEDIO DE LAS PROPIEDADES MECÁNICAS AGRUPADAS SEGÚN EL ESQUEMA PLANTEADO EN EL DISEÑO EXPERIMENTAL.	129
TABLA 6-4. ÍNDICE DE SENSIBILIDAD DEL FLUIDO CALCULADO PARA LOS VALORES DE MI Y FCT PARA LAS MUESTRAS EXPUESTAS A LOS FLUIDOS DE INTERACCIÓN.	131
TABLA 6-5. ÍNDICE DE SENSIBILIDAD DEL FLUIDO CALCULADO PARA LOS VALORES DE UCS PARA LAS MUESTRAS EXPUESTAS A LOS FLUIDOS DE INTERACCIÓN.	132
TABLA 6-6. SENSIBILIDAD DE EL CAMBIO DE LAS VARIABLES QUÍMICAS EN EL ISF PARA EL MI, FCT Y UCS.	143
TABLA 6-7. CAMBIO CONTENIDO DE AGUA DE NÚCLEOS EXPUESTOS A INTERACCIÓN.	150
TABLA 6-8. CAMBIO CONTENIDO DE AGUA DE DISCOS EXPUESTOS A INTERACCIÓN.	151

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1-1. ESTRUCTURA DEL PROYECTO. ACOUPLE DE LA QUÍMICA DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN CON LA GEOMECÁNICA, A TRAVÉS DE PRUEBAS DE LABORATORIO ESPECIALIZADAS Y MODELAMIENTO.	3
FIGURA 1-2. COMPORTAMIENTO DE LA ROCA ANTES Y DURANTE LA PERFORACIÓN	10
FIGURA 2-1. AFLORAMIENTO DE ESMERALDA SOBRE LA VÍA BUCARAMANGA BARRANCA.	16
FIGURA 2-2. UBICACIÓN DE LA CUENCA DEL VMM Y DEL AREA LISAMA (RECUADRO ROJO). TOMADO DEL PROYECTO AREA LISAMA, ICP 2008.	18
FIGURA 2-3. MAPA TESORO – NUTRIA A TOPE DE LA FORMACIÓN MUGROSA B. TOMADO DEL PROYECTO PETREL DEL AREA LISAMA.....	19
FIGURA 2-4. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL DEL VMM. FORMACIONES QUE AFLORAN A SUPERFICIE. TOMADO DEL PROYECTO AREA LISAMA, ICP 2008.	20
FIGURA 2-5. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA TÍPICA PARA EL ÁREA DEL VMM	21
FIGURA 2-6. AMBIENTE MEANDRIFORME DE LA FORMACIÓN MUGROSA. TOMADO DEL PROYECTO AREA LISAMA, ICP 2008.	22
FIGURA 2-7. AMBIENTE MEANDRIFORME DE LA FORMACIÓN ESMERALDA. TOMADO DEL PROYECTO AREA LISAMA, ICP 2008.	23
FIGURA 2-8. ANÁLISIS PETROFÍSICO POZO LISAMA 125 DEL PRIMER INTERVALO DONDE SE TOMÓ UNA MUESTRA. TOMADO DEL PROYECTO AREA LISAMA, ICP 2008.	26
FIGURA 2-9. ANÁLISIS PETROFÍSICO POZO LISAMA 125 DEL SEGUNDO INTERVALO DONDE SE TOMARON MUESTRAS. TOMADO DEL PROYECTO AREA LISAMA, ICP 2008.....	26
FIGURA 2-10. ANÁLISIS PETROFÍSICO POZO LISAMA 146 DEL INTERVALO DONDE SE TOMARON MUESTRAS. TOMADO DEL PROYECTO AREA LISAMA, ICP 2008.	27
FIGURA 2-11. ANÁLISIS PETROFÍSICO POZO NUTRIA 13 DEL PRIMER INTERVALO DONDE SE TOMARON SEIS MUESTRAS. TOMADO DEL PROYECTO AREA LISAMA, ICP 2008.	28
FIGURA 2-12. ANÁLISIS PETROFÍSICO POZO NUTRIA 13 DEL SEGUNDO INTERVALO DONDE SE TOMARON SIETE MUESTRAS. TOMADO DEL PROYECTO AREA LISAMA, ICP 2008.....	28
FIGURA 2-13. ANÁLISIS PETROFÍSICO POZO TESORO 32 DEL INTERVALO DONDE SE TOMARON MUESTRAS. TOMADO DEL PROYECTO AREA LISAMA, ICP 2008.	29
FIGURA 2-14. ANÁLISIS PETROFÍSICO POZO TESORO 32 DEL INTERVALO DONDE SE TOMARON MUESTRAS. TOMADO DEL PROYECTO AREA LISAMA, ICP 2008.	30
FIGURA 2-15. NÚCLEOS DE ESMERALDA. MUESTRAS TOMADAS DE AFLORAMIENTO VÍA BARRANCA. UTILIZADOS PARA LA CARACTERIZACIÓN MECÁNICA UCS INICIAL.	30

FIGURA 2-16. NÚCLEOS Y PROBETAS O DISCOS DE LOS POZOS NUTRIA, LISAMA Y TESORO SACADOS DE CORAZONES DE LA FORMACIÓN MUGROSA B.	31
FIGURA 2-17. CARACTERIZACIÓN DE FORMACIONES ARCILLOSAS PARA PROPÓSITOS DE PERFORACIÓN. MODIFICADO DE AMOCO DRILLING HANDBOOK, 2003.	32
FIGURA 2-18. COMPOSICION MINERALÓGICA FRACCIÓN BULK PARA LAS FORMACIONES MUGROSA Y ESMERALDA.	35
FIGURA 2-19. COMPOSICIÓN MINERALÓGICA FRACCIÓN ARCILLA PARA LAS FORMACIONES MUGROSA Y ESMERALDA.	36
FIGURA 2-20. TIPO DE DESECADORES UTILIZADOS PARA CONTROL DE HUMEDAD.	38
FIGURA 2-21. SOLUCIONES DE SALES SATURADAS Y SU PORCENTAJE DE HUMEDAD.	40
FIGURA 2-22. PERMEÁMETRO DE Sonda.....	41
FIGURA 2-23. FOTOGRAFÍA EQUIPO MTS DEL LABORATORIO DE ROCAS ICP.	44
FIGURA 2-24. PRUEBA DE COMPRESIÓN SIN CONFINAR. EL DIAMETRO TÍPICO DE LA MUESTRA ES 1 ½" CON UNA RELACIÓN DIÁMETRO: LONGITUD DE 1:2.....	45
FIGURA 2-25. CURVA ESFUERZO VS. DEFORMACIÓN EN UNA PRUEBA UNIAXIAL. EN LA PRÁCTICA LA REGION DUCTIL ES MUY PEQUEÑA. TOMADO DE FJAER (2008).	46
FIGURA 2-26. NÚCLEOS DE POZOS NUTRIA Y TESORO FORMACIÓN MUGROSA B.	47
FIGURA 2-27. PULIDORA ENDFACE GRINDER. EQUIPO LABORATORIO DE BÁSICOS	48
FIGURA 2-28. COMPARADOR ELECTRÓNICO DE CARÁTULAS. EQUIPO DE LABORATORIO DE BÁSICOS ICP	48
FIGURA 2-29. UBICACIÓN EXTENSÓMETROS EN UN NÚCLEO.	49
FIGURA 2-30. ESQUEMA DEL LABORATORIO DE MECÁNICA DE ROCAS.	50
FIGURA 2-31. BOSQUEJO DEL PRINCIPIO DE LA CELDA TRIAXIAL. FUENTE: FJAER 2008.	51
FIGURA 2-32. PRUEBA DE COMPRESIÓN TRIAXIAL. FUENTE: CABRERA 2003.	51
FIGURA 2-33. DERECHA. ESQUEMA DEL EQUIPO DE INDENTACIÓN. FUENTE: ZAUSA, F AND SANTARELLI. F.J 1997. IZQUIERDA. FOTOGRAFÍA DEL INDENTADOR DEL LABORATORIO DE ROCAS DEL ICP	53
FIGURA 2-34. PROCEDIMIENTO PARA LA ELABORACIÓN DE LAS PROBETAS EN LA PRUEBA DE INDENTACIÓN. FUENTE: TORRES H MAYDA. 2006.	54
FIGURA 2-35. TAMAÑO DE LOS CORTES TOMADOS DE LOS ALREDEDORES DE LOS NÚCLEOS EXTRAIDOS. PROBETAS O DISCOS DE POZOS NUTRIA, LISAMA Y TESORO MUGROSA B... ..	55
FIGURA 2-36. PARÁMETROS OBTENIDOS DE UNA GRÁFICA DE INDENTACIÓN.	57
FIGURA 2-37. PROPIEDADES MECÁNICAS DETERMINADAS A PARTIR DE REGISTROS Y CALIBRADAS CON PRUEBAS DE LABORATORIO (PUNTOS ROJOS).	59

FIGURA 3-1. DIAGRAMA DE FALLA DE MOHR – COULOMB MOSTRANDO LA INFLUENCIA DEL INCREMENTO DE LA PRESIÓN DE PORO Y EL DEBILITAMIENTO DE LA FORMACIÓN SOBRE LA INESTABILIDAD DEL POZO.	63
FIGURA 3-2. CÍRCULO DE MOHR Y LÍNEA DE FALLA POR CIZALLA. EFECTO DE AUMENTAR LA PRESIÓN DE PORO EN UNA MUESTRA BAJO EL MISMO ESTADO DE ESFUERZOS TOTALES. TOMADO DE FJAER (2008).....	64
FIGURA 3-3. ÓSMOSIS QUÍMICA.	65
FIGURA 3-4. PERFIL ACTIVIDAD AGUA DE FORMACIÓN. FUENTE: ROJAS J. ET AL., (2006).....	69
FIGURA 3-5. ACTIVIDAD DEL AGUA COMO FUNCIÓN DE LA CONCENTRACIÓN SALINA PARA LAS SALES NaCl, KCl Y CaCl ₂ A TEMPERATURA DE 20°C.....	71
FIGURA 3-6. ESQUEMA DE LA EFICIENCIA DE MEMBRANA.....	72
FIGURA 4-1. ESQUEMA DEL DISEÑO EXPERIMENTAL.....	78
FIGURA 4-2. PROCESO - DISEÑO EXPERIMENTAL	79
FIGURA 4-3. NÚCLEOS POZOS LISAMA, TESORO Y NUTRIA FORMACIÓN MUGROSA B. ...	82
FIGURA 4-4. TAMAÑO DE UN NÚCLEO EN COMPARACIÓN CON UN LAPICERO.	83
FIGURA 4-5. NÚCLEOS POZOS LISAMA, TESORO Y NUTRIA FORMACIÓN MUGROSA B. ...	83
FIGURA 4-6. FORMACIÓN ESMERALDA (AFLORAMIENTO) VÍA BUCARAMANGA – BARRANCA.	84
FIGURA 4-7. DISTRIBUCIÓN DE MUESTRAS QUE HACEN PARTE DEL DISEÑO EXPERIMENTAL. EL BRAZO “MUESTRAS INTERACCIÓN FLUIDO CON KCl” TIENE EL MISMO DESGLOSE QUE EL OBSERVADO PARA EL NaCl.	86
FIGURA 4-8. NÚCLEOS Y DISCOS DE ESMERALDA, SIN INTERACCIÓN CON FLUIDOS	88
FIGURA 4-9. NÚCLEOS DE LA FORMACION ESMERALDA, SIN INTERACCIÓN CON FLUIDOS	89
FIGURA 4-10. NÚCLEOS DEL POZO NUTRIA 13, FORMACIÓN MUGROSA B, SIN INTERACCIÓN DE FLUIDO.	89
FIGURA 4-11. EJEMPLO DE DISTRIBUCIÓN NÚCLEOS PARA LA CORRELACIÓN BASE Y EL BRAZO NaCl.....	91
FIGURA 4-12. CELDA DE ENVEJECIMIENTO DISEÑADA DURANTE EL DESARROLLO DE ESTE TRABAJO PARA LOS NÚCLEOS Y PARA LOS DISCOS.	92
FIGURA 4-13. EQUIPO DE ROLADO. COMPUESTO POR 4 CILINDROS EN DONDE ESTÁN INMERSAS LAS PROBETAS CON CONTROL DE TEMPERATURA.....	93
FIGURA 4-14. DISEÑO EXPERIMENTAL PARA LOS NÚCLEOS INMERSOS EN FLUIDOS CON DIFERENTES CONCENTRACIONES Y DIFERENTES TIEMPOS DE EXPOSICIÓN. LOS CILINDROS AZULES SON NaCl Y LOS ROJOS KCl. LOS CILINDROS AZUL Y ROJO CLAROS SON FLUIDOS DE BAJA CONCENTRACIÓN Y LOS CILINDROS AZULES Y ROJOS OSCUROS SON FLUIDOS DE ALTA CONCENTRACIÓN.	94

FIGURA 4-15. DISEÑO EXPERIMENTAL PARA LOS DISCOS INMERSOS EN FLUIDOS CON DIFERENTES CONCENTRACIONES Y DIFERENTES TIEMPOS DE EXPOSICIÓN.	95
FIGURA 4-16. NÚCLEOS Y DISCOS DE POZOS NUTRIA, LISAMA Y TESORO MUGROSA B. CON INTERACCIÓN DE FLUIDO. GRUPO 1P1 (P13, P22, P41, P24) Y GRUPO 1D1 (D13, D22, D41, D24)	96
FIGURA 4-17. GRUPO 1P2 (P14, P18, P25, P36) GRUPO 1D2 (D14, D18, D25, D36)	96
FIGURA 4-18. GRUPO 2P1 (P15, P42, P26, P32) GRUPO 2D1 (D15, D42, D26, D32)	97
FIGURA 4-19. GRUPO 2P2 (P19, P27, P33, P37) GRUPO 2D2 (D19, D27, D33, D37)	97
FIGURA 4-20. GRUPO 3P1 (P16, P43, P28, P23) GRUPO 3D1 (D16, D43, D28, D23)	97
FIGURA 4-21. GRUPO 3P2 (P20, P29, P34, P38) GRUPO 3D2 (D20, D29, D34, D38)	98
FIGURA 4-22. GRUPO 4P1 (P17, P44, P30, P40) GRUPO 4D1 (D17, D44, D30, D40)	98
FIGURA 4-23. GRUPO 4P2 (P21, P31, P35, P39) GRUPO 4D2 (D21, D31, D35, D39)	98
FIGURA 4-24. NÚMERO DE NÚCLEO Vs UCS. LAS BARRAS AZULES ESMERALDA. BARRAS ROJAS MUGROSA SIN INTERACCIÓN Y BARRAS NARANJA MUGROSA CON INTERACCIÓN .	102
FIGURA 4-25. PUNTOS DE INDENTACIÓN. NO SE CONSIDERA EN EL ANÁLISIS DE DATOS EL PUNTO 18 DE LA PROBETA ESMERALDA D3.....	104
FIGURA 4-26. PUNTOS DE INDENTACIÓN TOMADOS Y VALIDADOS POR CADA DISCO.	109
FIGURA 4-27. FAMILIA DE CURVAS DE INDENTACIÓN PARA LA MUESTRA ESMERALDA-D4 DEL GRUPO. SE GRAFICARON 15 CURVAS DE LAS 29 QUE SE TOMARON.....	111
FIGURA 4-28. FAMILIA DE CURVAS DE INDENTACION PARA LA MUESTRA MUGROSA-D9 DEL GRUPO 1. SE GRAFICARON 10 CURVAS DE LAS 36 QUE SE TOMARON.	112
FIGURA 4-29. FAMILIA DE CURVAS DE INDENTACION PARA LA MUESTRA MUGROSA EXPUESTA AL LODO NaCl DE ACTIVIDAD 0,85 DURANTE 1 DÍA.	117
FIGURA 4-30. FAMILIA DE CURVAS DE INDENTACION PARA LA MUESTRA MUGROSA EXPUESTA AL LODO NaCl DE ACTIVIDAD 0,85 DURANTE 10 DIAS.	118
FIGURA 5-1. RESISTENCIA COMPRESIVA UNIAXIAL VS. MÓDULO DE INDENTACIÓN PARA LAS MUESTRAS DE LAS FORMACIONES ESMERALDA Y MUGROSA, QUE HACEN PARTE DE LA CORRELACIÓN BASE.....	121
FIGURA 5-2. CORRELACIÓN POLINOMIAL ENTRE UCS Y MI	122
FIGURA 5-3. UCS VS. FCT PARA LAS MUESTRAS DE ESMERALDA Y MUGROSA.....	123
FIGURA 5-4. CORRELACIÓN POLINOMIAL ENTRE UCS Y FCT	124
FIGURA 6-1. DATOS UCS Vs MI. LOS PUNTOS ROJOS NO INTERACTUARON CON FLUIDO. LOS DEMÁS PUNTOS INTERACTUARON DEPENDIENDO DE LA SAL, CONCENTRACIÓN Y TIEMPO DE EXPOSICIÓN.	128
FIGURA 6-2. DATOS UCS Vs FCT. LOS PUNTOS ROJOS SON SIN FLUIDO	129

FIGURA 6-3. ÍNDICE DE INHIBICIÓN CALCULADO A PARTIR DE LOS VALORES PROMEDIO DEL MI PARA LAS MUESTRAS EXPUESTAS A FLUIDOS DE INTERACCIÓN NaCl Y KCl DURANTE 1 Y 10 DÍAS A ALTA Y BAJA CONCENTRACIÓN.	133
FIGURA 6-4. ÍNDICE DE INHIBICIÓN CALCULADO A PARTIR DE LOS VALORES PROMEDIO DE LA FCT PARA LAS MUESTRAS EXPUESTAS A FLUIDOS DE INTERACCIÓN NaCl Y KCl DURANTE 1 Y 10 DÍAS A ALTA Y BAJA CONCENTRACIÓN.	134
FIGURA 6-5. ÍNDICE DE INHIBICIÓN CALCULADO A PARTIR DE LOS VALORES PROMEDIO DE LA UCS PARA LAS MUESTRAS EXPUESTAS A FLUIDOS DE INTERACCIÓN NaCl Y KCl DURANTE 1 Y 10 DÍAS A ALTA Y BAJA CONCENTRACIÓN.	135
FIGURA 6-6. ÍNDICE DE INHIBICIÓN CALCULADO A PARTIR DE LOS VALORES PROMEDIO DEL MI PARA LAS MUESTRAS EXPUESTAS A TIEMPOS DE INTERACCIÓN DE 1 DÍA Y 10 DÍAS CON NaCl Y KCl DE ALTA Y BAJA CONCENTRACIÓN	136
FIGURA 6-7. ÍNDICE DE INHIBICIÓN CALCULADO A PARTIR DE LOS VALORES PROMEDIO DE LA FCT PARA LAS MUESTRAS EXPUESTAS A TIEMPOS DE INTERACCIÓN DE 1 DÍA Y 10 DÍAS CON NaCl Y KCl DE ALTA Y BAJA CONCENTRACIÓN	137
FIGURA 6-8. ÍNDICE DE INHIBICIÓN CALCULADO A PARTIR DE LOS VALORES PROMEDIO DE LA UCS PARA LAS MUESTRAS EXPUESTAS A TIEMPOS DE INTERACCIÓN DE 1 DÍA Y 10 DÍAS CON NaCl Y KCl DE ALTA Y BAJA CONCENTRACIÓN	138
FIGURA 6-9. ÍNDICE DE INHIBICIÓN CALCULADO A PARTIR DE LOS VALORES PROMEDIO DEL MI PARA LAS MUESTRAS EXPUESTAS A CONCENTRACIONES ALTAS Y BAJAS CON NaCl Y KCl DURANTE 1 Y 10 DÍAS.	140
FIGURA 6-10. ÍNDICE DE INHIBICIÓN CALCULADO A PARTIR DE LOS VALORES PROMEDIO DE LA FCT PARA MUESTRAS EXPUESTAS A CONCENTRACIONES ALTAS Y BAJAS CON NaCl Y KCl DURANTE 1 Y 10 DÍAS.	141
FIGURA 6-11. ÍNDICE DE INHIBICIÓN CALCULADO A PARTIR DE LOS VALORES PROMEDIO DE UCS PARA MUESTRAS EXPUESTAS A CONCENTRACIONES ALTAS Y BAJAS CON NaCl Y KCl DURANTE 1 Y 10 DÍAS.....	142
FIGURA 6-12. DISPERSIÓN DE LOS DATOS DE UCS PARA LOS NÚCLEOS DE MUGROSA.	145
FIGURA 6-13. EFECTOS DE LA QUÍMICA DEL FLUIDO DE INTERACCION EN LOS VALORES DE UCS. LOS DATOS CORRESPONDEN A MUESTRAS NO INMERSAS EN FLUIDO.	146
FIGURA 6-14. DISPERSIÓN DE LOS DATOS DE LOS MÓDULOS DE INDENTACIÓN PARA LOS NÚCLEOS DE LA FORMACIÓN MUGROSA. LOS PUNTOS ENCERRADOS CORRESPONDEN A DATOS QUE NO TIENEN INTERACCIÓN CON FLUIDO.	146
FIGURA 6-15. EFECTOS DE LA QUÍMICA DEL FLUIDO DE INTERACCIÓN EN LOS VALORES DE MI. LOS DATOS ENCERRADOS CORRESPONDEN A MUESTRAS NO INMERSAS EN FLUIDO.	147
FIGURA 6-16. DISPERSIÓN DE LOS DATOS DE FUERZA CRÍTICA DE TRANSICIÓN PARA LOS DISCOS DE LA FORMACIÓN MUGROSA.	148

FIGURA 6-17. EFECTOS DE LA QUÍMICA DEL FLUIDO DE INTERACCIÓN EN LOS VALORES DE FCT. LOS DATOS CORRESPONDEN A MUESTRAS NO INMERSAS EN FLUIDO.	149
FIGURA 6-18. RELACIÓN ENTRE EL AGUA ADSORBIDA POR LOS NÚCLEOS Y LA UCS.....	152
FIGURA 6-19. RELACIÓN ENTRE EL AGUA ADSORBIDA POR LOS DISCOS Y EL MI.	153
FIGURA 6-20. RELACIÓN ENTRE EL AGUA ADSORBIDA POR LOS DISCOS Y LA FCT	153
FIGURA 6-21. RELACIÓN ENTRE UCS VS FCT PARA LA SAL KCL A 1 DÍA Y 10 DÍAS.	154
FIGURA 6-22. RELACIÓN ENTRE UCS VS MI PARA LA SAL KCL A 1 DÍA Y 10 DÍAS.	155
FIGURA 6-23. RELACIÓN ENTRE UCS VS FCT PARA LA SAL KCL.	155
FIGURA 6-24. RELACIÓN ENTRE UCS VS MI PARA LA SAL KCL	156
FIGURA 6-25. DETERMINACIÓN DEL ISFUCS A PARTIR DE LOS PARÁMETROS QUÍMICOS. AFECTACIÓN DE RESISTENCIA COMPRESIVA UNIAxIAL EN FUNCIÓN DE LOS PARÁMETROS QUÍMICOS (TIPO DE SAL, TIEMPO Y CONCENTRACIÓN).	157
FIGURA 6-26. DETERMINACIÓN DEL ISFMI A PARTIR DE LOS PARÁMETROS QUÍMICOS. AFECTACIÓN DE MODULO DE INDENTACIÓN EN FUNCIÓN DE LOS PARÁMETROS QUÍMICOS (TIPO DE SAL, TIEMPO Y CONCENTRACIÓN).	157
FIGURA 6-27. DETERMINACIÓN DEL ISFFCT A PARTIR DE LOS PARÁMETROS QUÍMICOS. AFECTACIÓN DE LA FUERZA CRÍTICA DE TRANSICIÓN EN FUNCIÓN DE LOS PARÁMETROS QUÍMICOS (TIPO DE SAL, TIEMPO Y CONCENTRACIÓN).	158
FIGURA 6-28. ISF DE LOS PARÁMETROS DE INDENTACIÓN MI SOMETIDOS A INTERACCIÓN QUÍMICA.....	159
FIGURA 6-29. ISF DE LOS PARÁMETROS DE INDENTACIÓN FCT SOMETIDOS A INTERACCIÓN QUÍMICA.	160
FIGURA 7-1. FUERZAS QUE ACTÚAN EN UNA ROCA ARCILLOSA. TOMADO DE FONSECA C. Y CHENEVERT M. (1998).	163
FIGURA 7-2. SOFTWARE DRILLING CHEMICAL EVALUATION.....	164
FIGURA 7-3. COMPONENTES DEL SOFTWARE “DRILLING CHEMICAL EVALUATION”.	165
FIGURA 7-4. MÓDULO “PROJECT” PARA LA CARGA DE DATOS Y EVALUACIÓN DE INTERVALOS.	165
FIGURA 7-5. ESTRUCTURA MÍNIMA DEL ARCHIVO DE CARGA GEOMECHANICA.TXT	166
FIGURA 7-6. INTRODUCCIÓN DEL VALOR DE VSHALE PARA LA IDENTIFICACIÓN DE LOS INTERVALOS ARCILLOSOS A EVALUAR.	167
FIGURA 7-7. MÓDULO “OSMOTIC PRESSURE” PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL LODO	167
FIGURA 7-8. INTERFAZ PARA LA ENTRADA DE DATOS DE TEMPERATURA FORMACIÓN.....	168
FIGURA 7-9. VISUALIZADOS DE LA CARGA DEL REGISTRO DE TEMPERATURA.TXT.	169

FIGURA 7-10. INTERFAZ PARA LA ENTRADA DE DATOS Y CÁLCULO DE LA ACTIVIDAD DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.	169
FIGURA 7-11. INTERFAZ PARA LA ENTRADA DE DATOS Y CÁLCULO DE LA ACTIVIDAD DE LA FORMACIÓN.	170
FIGURA 7-12. INTERFAZ PARA LA ENTRADA DE LA EFICIENCIA DE MEMBRANA.	171
FIGURA 7-13. MÓDULO PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.	172
FIGURA 7-14. MÓDULO “ROCK STRENGTH” PARA LA DETERMINACIÓN VALORES UCS. .	173
FIGURA 7-15. DESPLIEGUE DE LOS RESULTADOS DE UCS A PARTIR DE LAS PRUEBAS DE INDENTACIÓN SOBRE FORMACIONES ARCILLOSAS UTILIZANDO LAS CORRELACIONES PROPUESTAS EN ESTE ESTUDIO.	174
FIGURA 7-16. INFORMACIÓN REQUERIDA PARA LA OBTENCIÓN DE UN VALOR DE UCS A PARTIR DE PARÁMETROS DE INDENTACIÓN PARA EL SOFTWARE DRILLING CHEMICAL INTERACTION.	176
FIGURA 7-17. CONJUNTO DE CORRELACIONES EMPÍRICAS PARA LA ESTIMACIÓN DE LA UCS MOSTRADAS EN EL MÓDULO ‘UCS CORRELATIONS’.	177
FIGURA 7-18. USO DE LA CORRELACIÓN AGE EN EL MÓDULO UCS CORRELATIONS.	181
FIGURA 7-19. DATOS DE INDENTACIÓN Y COMPRESIÓN UNIAXIAL CARGADOS SOBRE EL REGISTRO SÓNICO.	182
FIGURA 7-20. CARACTERÍSTICAS DE UNA FALLA POR BREAKOUT.	183
FIGURA 7-21. MÓDULO “WELLBORE STABILITY” PARA EL ANÁLISIS DEL ANCHO DE BREAKOUT GENERADO EN LA CARA DEL POZO.	185
FIGURA 7-22. ANCHO DE BREAKOUT COMO FUNCIÓN DEL PESO DE LODO Y DE LA ACTIVIDAD DEL LODO.	185
FIGURA 7-23. OPCIÓN EXPORTAR LOS RESULTADOS A TRAVÉS DE UN ARCHIVO *.TXT...	186
FIGURA 7-24. SALIDA DEL DATOS DEL SOFTWARE DCE, RESALTANDO LA NUEVA PRESIÓN DE PORO Y LOS VALORES DE UCS.	186
FIGURA 8-1. ARCHIVO DE ENTRADA CON LOS PARÁMETROS GEOMECÁNICOS PARA EL ANÁLISIS DE LA RESISTENCIA MECÁNICA.	187
FIGURA 8-2. PRESION OSMÓTICA GENERADA PARA LA ZONA DE ESTUDIO.	188
FIGURA 8-3. AUMENTO DE LA PRESIÓN DE PORO POR EL EFECTO QUÍMICO EN LOS ALREDEDORES DEL POZO.	189
FIGURA 8-4. VISUALIZACIÓN DEL UCS CALIBRADO CON UCS DE LABORATORIO.	191
FIGURA 8-5. INCORPORACIÓN DE LOS EFECTOS QUÍMICOS EN LAS MEDICIONES HECHAS A PARTIR DE PARÁMETROS DE INDENTACIÓN.	192

FIGURA 8-6. GRADO DE AJUSTE ENTRE LOS VALORES DE RESISTENCIA ARROJADOS POR LAS CORRELACIONES AGE (IZQUIERDA) Y VP CUBEC (DERECHA) CON RELACIÓN A LAS PRUEBAS DE LABORATORIO Y PRUEBAS DE INDENTACIÓN.	193
FIGURA 8-7. GRADO DE AJUSTE ENTRE LOS VALORES DE RESISTENCIA ARROJADOS POR LAS CORRELACIONES HORSRUD VP (IZQUIERDA) Y HORSRUD PHI (DERECHA) CON RELACIÓN A LAS PRUEBAS DE LABORATORIO (PUNTOS ROJOS) Y PRUEBAS DE INDENTACIÓN (PUNTOS VERDES).	193
FIGURA 8-8. GRADO DE AJUSTE ENTRE LOS VALORES DE RESISTENCIA ARROJADOS POR LAS CORRELACIONES DUSSEAULT (IZQUIERDA) Y GMI PHI (DERECHA) CON RELACIÓN A LAS PRUEBAS DE LABORATORIO (PUNTOS ROJOS) Y PRUEBAS DE INDENTACIÓN (PUNTOS VERDES).	194
FIGURA 8-9. GRADO DE AJUSTE ENTRE LOS VALORES DE RESISTENCIA ARROJADOS POR LAS CORRELACIONES GMI RHOB (IZQUIERDA) Y GOM SHALE (DERECHA) CON RELACIÓN A LAS PRUEBAS DE LABORATORIO (PUNTOS ROJOS) Y PRUEBAS DE INDENTACIÓN (PUNTOS VERDES).	194
FIGURA 8-10. GRADO DE AJUSTE ENTRE LOS VALORES DE RESISTENCIA ARROJADOS POR LAS CORRELACIONES AGE (IZQUIERDA) Y VP CUBEC (DERECHA) CON RELACIÓN A LAS PRUEBAS DE LABORATORIO (PUNTOS ROJOS) Y PRUEBAS DE INDENTACIÓN (PUNTOS VERDES).	195
FIGURA 8-11. GRADO DE AJUSTE ENTRE LOS VALORES DE RESISTENCIA ARROJADOS POR LAS CORRELACIONES HORSRUD VP (IZQUIERDA) Y HORSRUD PHI (DERECHA) CON RELACIÓN A LAS PRUEBAS DE LABORATORIO (PUNTOS ROJOS) Y PRUEBAS DE INDENTACIÓN (PUNTOS VERDES).	196
FIGURA 8-12. GRADO DE AJUSTE ENTRE LOS VALORES DE RESISTENCIA ARROJADOS POR LAS CORRELACIONES DUSSEAULT (IZQUIERDA) Y GMI PHI (DERECHA) CON RELACIÓN A LAS PRUEBAS DE LABORATORIO (PUNTOS ROJOS) Y PRUEBAS DE INDENTACIÓN (PUNTOS VERDES).	196
FIGURA 8-13. GRADO DE AJUSTE ENTRE LOS VALORES DE RESISTENCIA ARROJADOS POR LAS CORRELACIONES GMI RHOB (IZQUIERDA) Y GOM SHALE (DERECHA) CON RELACIÓN A LAS PRUEBAS DE LABORATORIO (PUNTOS ROJOS) Y PRUEBAS DE INDENTACIÓN (PUNTOS VERDES).	197
FIGURA 8-14. ANCHO DE BREAKOUT COMO FUNCIÓN DEL PESO DE LODO Y DE LA ACTIVIDAD DEL LODO TENIENDO EN CUENTA LA UCS AFECTADA POR EL FLUIDO DE PERFORACIÓN.	198

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A: DATA DE PRUEBAS DE INDENTACION PARA CADA UNO DE LOS DISCOS DE LAS MUESTRAS DEL PRIMER GRUPO NO EXPUESTAS AL CONTACTO CON FLUIDO DE INTERACCION	207
ANEXO B: FAMILIA DE DATOS DE INDENTACION PARA LOS DISCOS DEL SEGUNDO GRUPO EXPUESTOS AL CONTACTO CON EL FLUIDO DE INTERACCION	219
ANEXO C: FAMILIA DE PRUEBAS DE INDENTACION PARA LAS MUESTRAS DEL PRIMER GRUPO NO EXPUESTAS AL CONTACTO CON FLUIDO DE INTERACCION.....	251
ANEXO D: FAMILIA DE PRUEBAS DE INDENTACION PARA LAS MUESTRAS DEL SEGUNDO GRUPO EXPUESTAS AL CONTACTO CON EL FLUIDO DE INTERACCION.	258

TITULO: MODELAMIENTO DEL EFECTO DE LA QUIMICA DEL LODO SOBRE LA RESISTENCIA A LA COMPRESION DE FORMACIONES ARCILLOSAS¹

AUTOR: REINEL CORZO RUEDA

Palabras clave: Formaciones arcillosas, Indentación, Resistencia Compresiva Uniaxial, Interacción química, Resistencia de la roca, Correlaciones, Fluidos de interacción, Tiempo de exposición.

RESUMEN

Durante la perforación de pozos la roca es remplazada por un fluido cuya función principal es la de mantener el estado de equilibrio inicial de esfuerzos que existía antes de la perforación con el fin de llegar a la zona de interés en el menor tiempo posible sin generar problemas de estabilidad de pozo. La nueva condición mecánica instantánea impuesta por el lodo tan pronto el pozo se perfora puede hacer que la cara del pozo falle bajo tensión o compresión. A medida que transcurre el tiempo esta condición mecánica puede mejorar o empeorar dependiendo de la interacción química entre la formación y el lodo.

Las formaciones arcillosas son las responsables de más del 90% de los problemas operacionales en la perforación debido a sus propiedades características (baja permeabilidad, Alta CIC, presencia de cargas eléctricas y minerales arcillosos) y a la alta reactividad con la fase acuosa del fluido de perforación. El presente trabajo está enfocado al estudio de estabilidad de la formación arcillosa Mugrosa y está compuesto de dos partes.

La primera, es la generación de correlaciones a partir de parámetros de indentación para evaluar la resistencia a la compresión de la formación Mugrosa teniendo en cuenta el efecto de la interacción con fluidos salinos NaCl y KCl a diferentes concentraciones y tiempos de exposición. La segunda parte, corresponde al desarrollo de una herramienta software que tenga en cuenta la formulación acoplada de la interacción química lodo - formación arcillosa en términos de la variación de la presión de poro de la formación y las correlaciones de resistencia generadas. Los efectos combinados del cambio de la presión de poro y la resistencia de la formación en la ventana de estabilidad de pozo, serán analizados a partir de la aplicación al pozo T-43 el cual atravesó la formación arcillosa seleccionada.

¹ Trabajo de investigación

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Ph.D. Zuly Calderón

TITLE: MODELLING OF THE MUD CHEMISTRY INTERACTION ON COMPRESSIVE STRENGTH OF SHALE FORMATIONS¹

AUTHOR: REINEL CORZO RUEDA**

Keywords: Shale formations, Indentation, Uniaxial Compressive Strength, Chemical Interaction, Rock strength, correlations, Interaction fluids, Exposure time.

ABSTRACT

During drilling operation the rock is replaced by a fluid whose main function is to maintain the initial stress condition that exist before the drilling was done, in order to reach the area of interest in the shortest possible time without wellbore stability problems. The new stress condition near-wellbore imposed by the mud weight may cause tensile or shear failure. With time, this geo-mechanical condition can improve or deteriorate depending on the chemical interaction between the shale formation and drilling fluid.

The shaly formations are responsible for more than 90% of drilling operations problems caused by the particular properties of shales (low permeability, high CEC, negative surface charge and mineral composition) and high reactivity with the aqueous phase of the drilling fluid. This work is focused to study the wellbore stability in the Mugrosa formation and consists of two parts.

The first one is the generation of correlations based on indentation parameters for assessing the compressive strength of the Mugrosa formation taking into account the effect of the fluid interaction with NaCl and KCl salts at different concentrations and exposure time. The second part relates to the development of software tool that takes into account the coupled chemical interaction drilling fluid - shale formation in terms of pore pressure and strength variation. The combined effects of pore pressure and compressive strength change in the mud weight window will be analyzed with the T-43 application well which was drilled through the Mugrosa formation.

¹ Trabajo de investigación

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Ph.D. Zuly Calderón

1. INTRODUCCIÓN

La inestabilidad en formaciones arcillosas es atribuida a muchos factores. Los más comunes son los mecánicos y los físicos químicos. La falla mecánica ocurre cuando el esfuerzo actuante en la pared del pozo excede la resistencia de la formación arcillosa. Si el peso de lodo es bajo se genera falla compresiva y si el peso de lodo es alto se genera falla tensiva.

El flujo de iones y agua presente en las formaciones arcillosas, es considerado la razón principal de inestabilidad de este tipo de formaciones. Este flujo puede alterar el estado de esfuerzos a través de la presión de poro y la resistencia de la formación. Por la hidratación o deshidratación de la formación se pueden generar esfuerzos de hinchamiento los cuales van afectar la estabilidad.

El presente trabajo está enfocado en analizar el impacto y el efecto de la química del fluido de perforación con el tiempo sobre la resistencia a la compresión de una formación arcillosa a través de un módulo químico / mecánico acoplado de estabilidad. Este trabajo está compuesto de dos partes principalmente:

En la primera parte del trabajo (figura 1-1A) se realizó una evaluación experimental de la resistencia a la compresión de la formación arcillosa en función del tipo de sal, concentración de sal y tiempo de exposición mediante pruebas de laboratorio de rolado, indentación y pruebas de compresión uniaxial; con las cuales se generaron correlaciones entre los parámetros de resistencia a la compresión y el tiempo de exposición de determinada roca con diferentes fluidos. Para este tipo de análisis, fue necesaria la caracterización adecuada de la formación arcillosa seleccionada a través de diferentes pruebas de laboratorio como difracción de rayos X para determinar la composición mineralógica de las

muestras; MBT (Methylene Blue Test) para analizar la reactividad química de las arcillas y las pruebas de composición del fluido de poro para determinar la actividad de las muestras de roca. La formación principal seleccionada y base de la investigación es la formación Mugrosa. Dicha formación está presente en el Valle Medio del Magdalena y es la principal causante de altos sobrecostos durante la perforación, a causa de los continuos problemas tanto mecánicos como químicos (interacción roca – lodo). Problemas que en la actualidad no han sido mitigados con éxito.

En la segunda parte del trabajo (Ver figura 1-1B), se realizó la formulación matemática totalmente acoplada del problema de transporte de agua y sales entre la formación y el lodo, a través de la generación de un módulo químico mecánico. Se considera que el flujo de agua y sales (flujo osmótico de agua e intercambio de cationes) elevará o disminuirá la presión del fluido de poro en los alrededores del pozo haciendo que la resistencia de la formación disminuya o aumente respectivamente. Este módulo considera un transporte no reactivo entre la formación y el lodo, y como fue demostrado por Ballard. et al., 1992 y Fam y Dusseault, 1998, a través de estudios experimentales, las sustancias químicas disueltas en la fase líquida del lodo se transportan a través del medio poroso y reaccionan químicamente entre sí en la fase líquida o con otras sustancias en la fase sólida (reacciones de disolución/precipitación de minerales e intercambio de cationes). Estas reacciones debilitan la estructura sólida de la roca. La opinión generalizada es que la deshidratación de la formación arcillosa podría aumentar la resistencia de la formación evitando la falla del pozo. Idealmente, estimulando el flujo de agua fuera de la formación arcillosa ayudaría a fortalecer dicha formación (Chenevert, 1970).

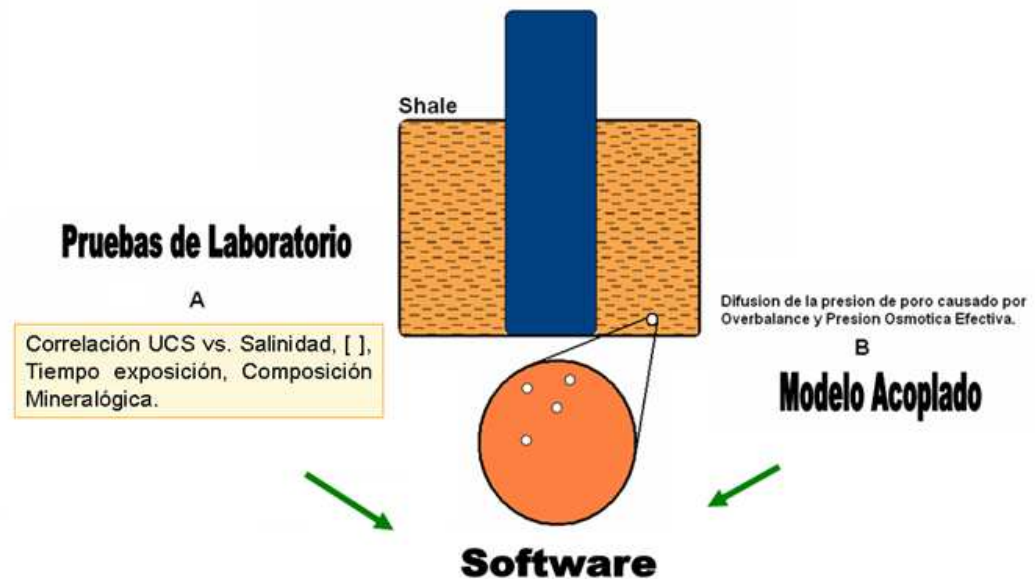


Figura 1-1. Estructura del proyecto. Acople de la química del fluido de perforación con la geomecánica, a través de pruebas de laboratorio especializadas y modelamiento.

Una vez el modelo químico mecánico fue desarrollado, este fue calibrado a partir de mediciones de resistencia a la compresión por pruebas uniaxiales y de indentación y aplicado a un pozo que atravesó la formación Mugrosa, teniendo en cuenta el tipo y concentración de sal utilizada durante la perforación y el tiempo de exposición de la formación a hueco abierto. Finalmente, se propuso una formulación de lodo apropiada para mitigar los efectos químicos en la formación estudiada.

Con relación al módulo químico mecánico generado en este proyecto, se considera un aporte muy valioso para el mejoramiento de los modelos geomecánicos, ya que hoy por hoy, la industria utiliza modelos geomecánicos simplificados que no tienen en cuenta la interacción química del fluido de

perforación con las formaciones arcillosas para evaluar la estabilidad de pozos durante la perforación.

El módulo químico mecánico desarrollado en este proyecto es más robusto que el módulo analítico elástico convencional (más utilizado en la industria petrolera), porque tiene en cuenta el efecto de la concentración salina del fluido de perforación lo cual afecta la difusión de la presión de poro y varía la resistencia a la compresión de la formación creando nuevas condiciones de estabilidad en función del tiempo.

El desarrollo de este trabajo permitió acoplar nuevas fenomenologías al modelo químico mediante la generación y utilización de datos experimentales, como un primer paso en la creación de modelos más ajustados a la realidad.

Este estudio es punto de partida, para el mejoramiento y selección de fluidos de perforación a utilizar en nuevos pozos a perforar en el área de estudio (Valle Medio del Magdalena), que puedan permitir incrementar o mantener la resistencia de la roca para mitigar los problemas operacionales como pegas de tubería reduciendo significativamente los costos y riesgos durante la perforación.

1.1 ANTECEDENTES

Con el fin de enmarcar el tema propuesto en este proyecto, a continuación se presentan algunos de los principales estudios referenciados en la literatura encaminados a buscar respuestas que ayuden a mitigar los múltiples problemas que se generan durante la perforación al interactuar el lodo con las formaciones arcillosas, acarreándole sobrecostos sorprendentes a la industria petrolera.

Dzialowski et al (1993), demostraron que cerca del 90% de las formaciones perforadas son clasificadas como arcillosas y son las causantes del 75% de los problemas de perforación. Inestabilidad de pozos, ensanchamiento del hueco, pegas y alto torque son algunos de los problemas más retantes al perforar este tipo de formaciones.

Van Oort et al (1996), concluyeron que los problemas de inestabilidad en formaciones arcillosas le cuestan a la industria petrolera mundial aproximadamente \$500 millones de dólares al año.

Van Oort (1997), demostró que la tasa y magnitud del incremento de la presión de poro depende del filtrado de lodo, de las propiedades del fluido de poro (viscosidad y adhesión) y de las propiedades petrofísicas de la roca (permeabilidad, distribución del tamaño de poro y porosidad). Al incrementar la presión de poro en la formación arcillosa disminuye el esfuerzo efectivo conllevando a una posible desestabilización del pozo.

Ghassemi A. y Diek A. (2003) concluyeron que la transferencia de soluto causa que la osmosis química sea dependiente del tiempo. A medida que el tiempo aumenta, la transferencia de iones hace que la presión osmótica desaparezca y que se restablezca un regimen de presión de poro característico del flujo hidráulico.

Ghassemi et al (2001), argumentaron que el deterioro de la formación arcillosa y por ende la inestabilidad del pozo están influenciados por la cantidad y distribución de agua dentro de la formación arcillosa. Además, por el influjo y filtrado de lodo que ingresa a la formación incrementando el contenido de agua y la presión de

poro en las paredes del pozo, alterando la estructura sólida y reduciendo la resistencia compresiva de la formación.

Ghassemi et al (2001) mostraron que además del efecto adverso del flujo de agua dentro de la formación, el flujo de iones cambia la concentración iónica del fluido de poro, afectando posiblemente las propiedades mecánicas de la matriz de la formación, resultando en una posible degradación de la cohesión y debilitamiento del cemento conllevando a la reducción de la resistencia de la roca.

Catane et al (2005), argumentaron de acuerdo a un estudio presentado sobre el efecto de la saturación del agua en la resistencia compresiva de la formación Diliman Tuff de Filipinas; que la resistencia de la roca está inversamente relacionada al contenido de agua. Es decir, a mayor saturación de agua menor resistencia de la formación. Los resultados del estudio mostraron que la resistencia de la roca se deteriora fuertemente cuando es inmersa en agua. En este caso, cerca del 89% de la resistencia se perdió cuando las muestras se saturaron completamente en agua. El estudio evidenció que la reacción fisicoquímica de la arcilla con el agua pudo ser la causa posible para que se haya dado la alta reducción de la resistencia de la roca.

Catane et al (2005), relacionan que diferentes autores como Price 1960; Kjaernsli and Sande 1963; Colback and Wiid 1965 y Boretii-Onyszkiewicz 1966, realizaron diferentes estudios donde mostraron el efecto del debilitamiento de la resistencia de la roca a causa del agua. En estos estudios mostraron que el grado de magnitud en la que se reduce la resistencia por la presencia del agua depende del tipo de roca y hasta el momento no ha sido posible explicar satisfactoriamente el mecanismo por el cual se reduce la resistencia.

Catane et al (2005), también comentan que en los últimos años algunos autores (Li and Reddish 2004; Duperret et al. 2005; Li et al. 2006; Vasarhelyi 2006) han investigado al respecto y han evidenciado que la mineralogía, el tamaño de grano, la porosidad y la estructura de la roca son los controladores directos de la resistencia de la roca. Dichos autores argumentan que dependiendo de los minerales presentes, estructura cristalina y composición química de las formaciones arcillosas se tienen diferentes respuestas a la presencia del agua, tales como: corrosión, disolución y debilitamiento; como se muestra en los estudios de Goodman 1989, donde la pérdida de resistencia fue más pronunciada en rocas ricas en arcilla que en rocas ricas en cuarzo.

Chenevert (1970), mostró que la adsorción de agua en núcleos de formaciones arcillosas confinados generó esfuerzos internos que llevaron a fracturamientos verticales y reducción de la resistencia compresiva.

Catane et al (2005) también mostraron como se formaron grietas en diferentes orientaciones en núcleos que fueron inmersos en agua. Un deterioro rápido y agresivo de los núcleos ocurrió cuando alternadamente se secaban y se colocaban inmersos en agua por intervalos de tiempo. La primera generación de grietas parecía estar relacionada con el incremento de la presión en los poros y al efecto del debilitamiento a lo largo de las discontinuidades a causa del agua; mientras que las subsecuentes grietas estaban relacionadas al proceso de disecación debido al comportamiento plástico de los núcleos. Es decir, hinchamiento y contracción de los minerales arcillosos presentes.

Edwin et al (1982), demostraron que además del incremento de la presión de poro y la reducción de la resistencia de la formación arcillosa, el flujo de agua ocasiona

el hinchamiento de la roca conduciendo a la falla de pozo si la cara de la formación no se puede expandir libremente dentro del pozo.

Santarelli et al (1992), argumentaron que existe una fuerte relación entre el hinchamiento y la permeabilidad de la formación. La expansión de los minerales arcillosos afectan la permeabilidad en una o dos órdenes de magnitud.

Hale et al (1993), demostraron que la restricción del flujo de agua debido a la existencia de presiones capilares entre los lodos base aceite y la baja permeabilidad de las formaciones arcillosas es considerado como uno de los principales factores para prevenir la falla de este tipo de formación. Esta presión capilar es trasladada sobre la pared del pozo como un esfuerzo compresivo radial neto aumentando la estabilidad del hueco siempre y cuando no se exceda la resistencia compresiva y de fractura de la formación arcillosa. Los lodos base aceite actúan como una membrana semipermeable generando flujo osmótico.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Ante las actuales condiciones de recesión y coyuntura económica, la situación de la industria petrolera en particular no ha sido ajena a estos problemas y desde que la producción petrolera colombiana ha estado disminuyendo desde el año 1999 se ha venido incentivando a las empresas colombianas y extranjeras a intervenir en el desarrollo de nuevos proyectos de exploración, perforación de relleno en campos maduros y programas de recobro mejorado. Lo anterior involucra en los proyectos la perforación de nuevos pozos de forma rentable, para esto se debe perforar lo mas rápido y eliminar los tiempos no productivos asociados a problemas de inestabilidad. Para reducir los problemas de estabilidad de pozo se debe incorporar al plan de perforación estudios geomecánicos de la zona, así

como la optimización de las prácticas de perforación en la fase de planeación y perforación para el éxito del proyecto.

Los costos de desarrollo de un campo petrolero están entre el 40 y 60% del valor total del proyecto. La perforación genera el 50% de estos gastos de desarrollo (Masseron, 1990). En la perforación, las formaciones arcillosas son las responsables de más del 90% de los problemas operacionales debido a sus propiedades características (laminación, baja permeabilidad, capacidad de intercambio catiónico, presencia de cargas eléctricas y composición arcillosa reactiva con la fase acuosa del fluido de perforación). Los problemas en estas formaciones representan gastos anuales para la industria entre 400-500 USM / anuales (Bol et al., 1992).

La experiencia operacional en Colombia muestra que los problemas de inestabilidad en formaciones arcillosas tienden a aumentar a medida que el pozo es más inclinado, cuando la perforación es realizada con fluidos base agua y cuando aumenta el tiempo de exposición de la roca al fluido de perforación, necesitando un mayor conocimiento químico / mecánico del comportamiento de las formaciones arcillosas cuando entran en contacto con el fluido de perforación. Por esta razón, nuevos procesos, modelos y equipos de pruebas de laboratorio han sido desarrollados para demostrar los efectos de las propiedades de las formaciones arcillosas y de los fluidos de perforación sobre la inestabilidad del pozo dependiente del tiempo.

Actualmente, debido a los múltiples problemas de estabilidad durante la perforación de formaciones arcillosas, se busca diseñar modelos geomecánicos que tengan en cuenta el efecto de la química del lodo (especialmente el tipo y concentración de sal) sobre la resistencia a la compresión de la formación en

función del tiempo de exposición, de tal manera que puedan mitigar los problemas relacionados con la inestabilidad de pozos a partir de la optimización del fluido de perforación.

Durante la perforación, la roca es remplazada por un fluido cuya función principal desde el punto de vista geomecánico es la de mantener el estado de equilibrio inicial que existía antes de la perforación (Figura 1-2A) con el fin de llegar a la zona de interés en el menor tiempo posible sin generar problemas de inestabilidad de pozo. La nueva condición mecánica instantánea impuesta por el lodo tan pronto el pozo se perfora, puede hacer que la cara del pozo falle bajo tensión o compresión (Figura 1-2B). La estabilidad de la formación desde el punto de vista mecánico estará en función del peso del lodo, la trayectoria y las prácticas de perforación. A medida que transcurre el tiempo esta condición mecánica puede mejorar o empeorar dependiendo de la interacción química en términos de flujo de sales y agua entre la formación y el lodo (Figura 1-2C).

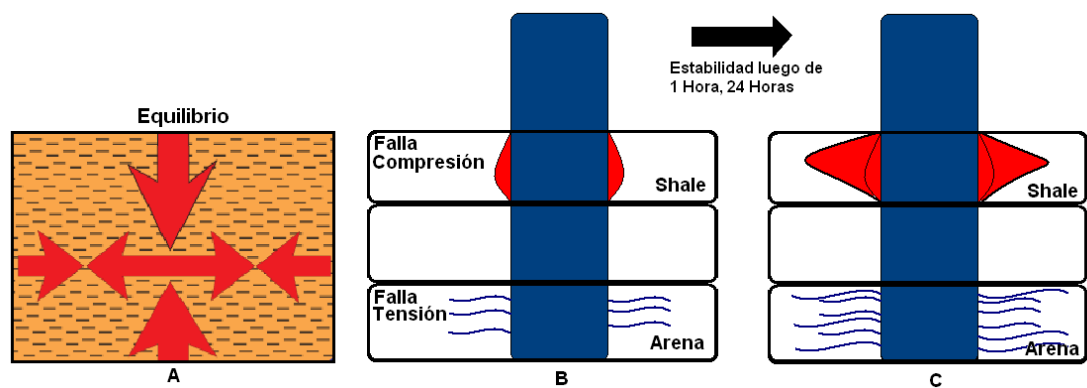


Figura 1-2. Comportamiento de la roca antes y durante la perforación

En formaciones arcillosas, esta interacción cambiará la presión de los poros de la formación en los alrededores del pozo debilitando la cohesión de la roca. Ambos

fenómenos alteran la resistencia a la compresión dependiendo del tiempo de exposición del fluido de perforación con la formación, contrario a lo que se esperaría de una formación arenosa donde el principal problema son las pérdidas por fallas de tensión.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Los estudios realizados de resistencia de formaciones arcillosas no mostraban experimentalmente el efecto de las variables: concentración, tiempo y módulo de indentación sobre la resistencia compresiva uniaxial. Entender claramente esas relaciones es muy importante al momento de diseñar formulaciones químicas de lodos base agua.

La razón de investigar el efecto de la química del lodo sobre la resistencia de la formación arcillosa, buscaba además, la necesidad de emplear pruebas rápidas en sitio de perforación para evaluar la compatibilidad del lodo base agua con la formación. La mayoría de las pruebas usadas hoy en día para tales propósitos obliga hacerlas en un laboratorio y consumen mucho tiempo, lo que las hace poco prácticas.

1.4 ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN

La caracterización de la resistencia compresiva de las formaciones arcillosas es fundamental en el entendimiento de las interacciones físico químicas entre la formación y los lodos base agua. La falla de una formación arcillosa puede ser prevenida si tales interacciones son completamente entendidas y utilizadas

favorablemente. Los principales objetivos del estudio se resumen de la siguiente manera:

- ✚ Caracterizar la formación arcillosa seleccionada con fines de análisis de estabilidad química a partir de pruebas de laboratorio.
- ✚ Generar correlaciones para la resistencia a la compresión de la formación arcillosa seleccionada teniendo en cuenta la concentración de sal, el tipo de sal y el tiempo de exposición de la roca al fluido de interacción a partir de pruebas de laboratorio.
- ✚ Desarrollar un módulo químico que tenga en cuenta las correlaciones generadas de resistencia a la compresión de la roca.
- ✚ Ajustar el módulo químico a partir de mediciones de resistencia a la compresión por pruebas uniaxiales y de indentación.
- ✚ Aplicar el módulo químico a un pozo que atravesó la formación descrita en este proyecto teniendo en cuenta el tipo de sal y concentración utilizada durante la perforación y el tiempo de exposición de la formación a hueco abierto.
- ✚ Proponer una formulación de lodo apropiada para mitigar los efectos químicos en la formación estudiada.

La correcta estimación del comportamiento de la resistencia compresiva, será pieza clave en el diseño eficaz de la química del lodo, necesaria para mantener un pozo estable. Esta investigación fue esencial para entender los problemas de perforación que se generan al atravesar la formación arcillosa (Mugrosa). Un mejor entendimiento de la interacción de las formaciones arcillosas con el fluido de perforación minimizará significativamente los problemas de inestabilidad.

1.5 CONTRIBUCIÓN TÉCNICA

- ✚ Poder caracterizar en tiempo real durante las operaciones de perforación la resistencia de las formaciones arcillosas.
- ✚ Disminuir el impacto en la perforación que genera la extracción de corazones, ya que no es necesario obtenerlos para conocer los valores de resistencia de la formación.

1.6 CONTRIBUCIÓN ECONÓMICA

- ✚ Inferir a partir de correlaciones experimentales el UCS (Resistencia Compresiva Uniaxial) de los shales, utilizando un equipo portátil que permite medir pruebas de indentación en campo, que alimenta las correlaciones, reduciendo los costos de la prueba, comparado con los equipos tradicionales utilizados como la celda triaxial.
- ✚ Tomar decisiones en tiempo real durante la perforación, ya que se puede contar con modelos geomecánicos calibrados con valores de UCS obtenidos a partir de las correlaciones, evitando así fenómenos de inestabilidad y las consecuencias que estos acarrearán (altos costos, pérdida parcial o total del pozo, etc.).
- ✚ Reducir los costos por corazonamiento para caracterización geomecánica. Estos parámetros mecánicos normalmente son estimados con correlaciones a partir de registros eléctricos y calibrados con mediciones

hechas en corazones. Resultados confiables de variables geomecánicas sólo se obtienen a través de pruebas de laboratorio.

Esta investigación está estructurada de la siguiente manera: Capítulo 2. Describe el área de estudio junto con una descripción detallada de la formación Mugrosa (formación principal de la investigación) y la formación Esmeralda (utilizada para fortalecer las correlaciones generadas durante la investigación). También se hace una caracterización a través de pruebas de laboratorio de la química y de la resistencia mecánica de las formaciones Mugrosa y Esmeralda. Capítulo 3. Describe los dos fenómenos más relevantes que pueden afectar la resistencia de la roca y la distribución de la presión de poro cerca a la pared del pozo. Capítulo 4. Discute el diseño experimental llevado a cabo y la manera como se obtuvieron los datos para generar las correlaciones base (sin interacción con fluido) y correlaciones con interacción roca - fluido con el fin de comprender el efecto del tipo y concentración de sal, y tiempo de exposición. Capítulo 5. Discute el análisis de los datos para generar las correlaciones base teniendo en cuenta muestras de la formación Mugrosa y Esmeralda. Capítulo 6. Discute el análisis de los datos para generar las correlaciones de interacción roca – fluido y el efecto de las variables: tipo de sal, concentración de sal y tiempo de exposición para la formación Mugrosa. Capítulo 7. Describe la herramienta software generada, que acopla la parte química (presión osmótica) con la parte mecánica (correlaciones de resistencia). Capítulo 8. Muestra la aplicación del módulo químico mecánico a un pozo perforado en el área de estudio junto con la propuesta de formulación de lodo apropiada para mitigar los efectos químicos. Finalmente, conclusiones y recomendaciones las cuales son mostradas en los capítulos 9 y 10.

2. AREA DE ESTUDIO

Con el fin de cuantificar el efecto que tiene la química del lodo de perforación sobre la resistencia compresiva de la formación, comparado con la resistencia intacta de la roca (no expuesta a fluido de interacción), se seleccionaron dos formaciones arcillosas (Mugrosa y Esmeralda) para llevar a cabo el diseño experimental el cual será presentado en el capítulo 4. Por lo tanto, en este capítulo se realiza una descripción detallada de la formación Mugrosa (formación principal de la investigación) y la formación Esmeralda (utilizada para fortalecer las correlaciones generadas durante la investigación). También se hace una caracterización a través de pruebas de laboratorio de la química y de la resistencia mecánica de las formaciones seleccionadas.

Las formaciones arcillosas son rocas de baja permeabilidad debido a la baja conectividad entre las gargantas de poro, vulnerables a fenómenos tales como hidratación, hinchamiento, reducción de resistencia y falla. La capacidad de las formaciones arcillosas de absorber agua depende del tipo de mineral arcilloso presente.

La resistencia de las formaciones arcillosas es una de las propiedades que más sufre alteraciones cuando la formación es afectada por factores que pueden ser físicos, químicos y/o mecánicos. Los factores que se deben considerar son aquellos que afectan la formación arcillosa cuando se encuentra en el subsuelo o cuando aflora en la superficie (figura 2-1). Existen factores presentes desde el mismo momento de la generación de la roca, que llegan a alterar la resistencia que estos poseen. Estos 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 la generan.

La caracterización (mecánica – química y petrofísica) de las formaciones arcillosas es muy importante para entender las relaciones entre los fenómenos químicos y mecánicos en la estabilidad.



Figura 2-1. Afloramiento de la formación Esmeralda sobre la vía Bucaramanga Barranca.

2.1. FORMACIONES EVALUADAS EN LA INVESTIGACION

Con el fin de obtener el modelamiento de la química del lodo sobre la resistencia de roca se seleccionaron dos formaciones para llevar a cabo el estudio. La

primera y principal, es la formación Mugrosa del área Lisama del Valle Medio del Magdalena por las siguientes razones:

✚ Problemas generados en la zona:

- ✓ El pozo Lisama 158. Ejemplo de los problemas generados al perforar esta zona, con sidetrack a 6142 ft y a 6168 ft.
- ✓ El Pozo Lisama Norte 1P. Se generaron 5 sidetrack los cuales se dieron en las formaciones Mugrosa y Esmeralda.

✚ Continuos problemas de pega por embolamiento de la broca debido a la fuerte interacción existente entre la formación arcillosa con el fluido de perforación.

✚ Abundancia de núcleos: El area Lisama se caracteriza por tener grandes intervalos corazonados en diferentes zonas y diferentes pozos.

La segunda es la formación Esmeralda. Esta formación fue tomada en cuenta con el fin de conocer el comportamiento de la resistencia mecánica de otra formación arcillosa del área en aras de fortalecer las correlaciones base (sin interacción con fluido). Al igual que la formación Mugrosa, esta formación Esmeralda es altamente problemática como se evidenció en el caso mostrado anteriormente del pozo Lisama Norte 1P. Para conocer el comportamiento extremo en las correlaciones base, los datos obtenidos de la formación Esmeralda fueron obtenidos de muestras de superficie.

Las formaciones seleccionadas hacen parte del área Lisama, localizada en la parte Oriental de la concesión De Mares, en el Departamento de Santander, Valle Medio del Magdalena (VMM), al noreste de la ciudad de Barrancabermeja. El área limita al norte con el Río Sogamoso, al suroeste con la ciudad de

Barrancabermeja, al este con la Ciénaga de San Silvestre y al oeste con la Ciénaga de Llanito (figura 2-2).

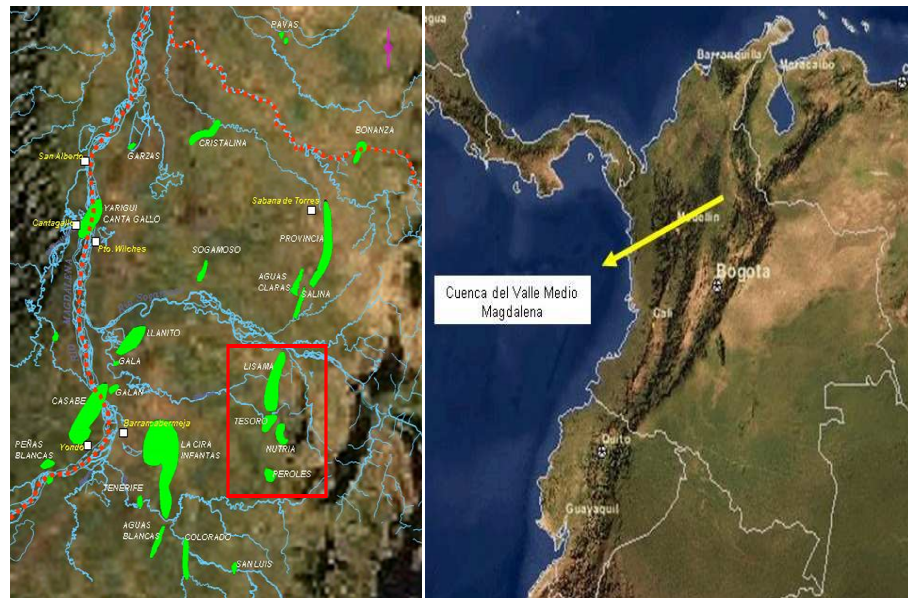


Figura 2-2. Ubicación de la Cuenca del VMM y del Area Lisama (recuadro rojo).
Tomado del proyecto Area Lisama, ICP 2008.

La figura 2-3, muestra una parte de la zona de aplicación de la investigación. Se resalta en círculo amarillo algunos de los pozos donde se tomaron núcleos para la parte experimental. En el cuadro amarillo se muestra el pozo aplicación.

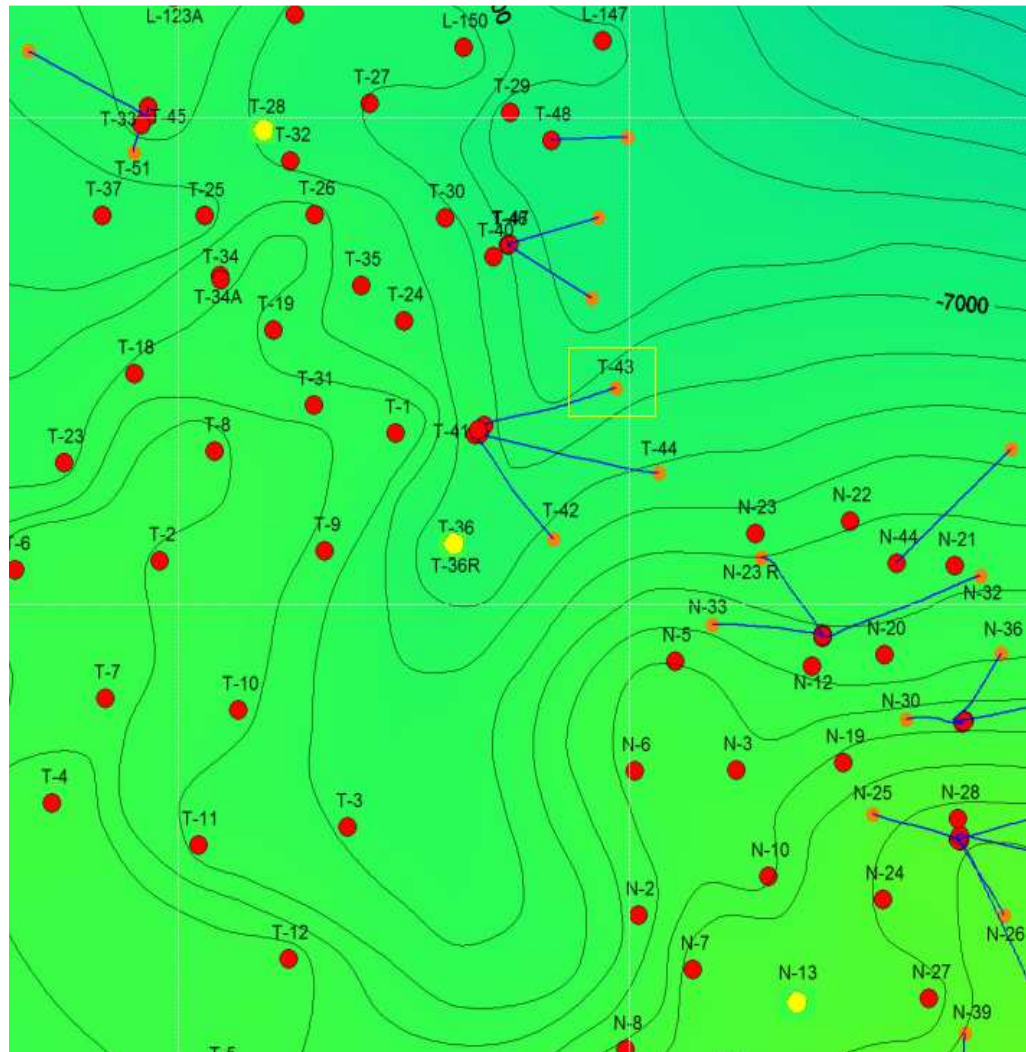


Figura 2-3. Mapa Tesoro – Nutria a tope de la formación Mugrosa B. Tomado del proyecto Petrel del Area Lisama.

Tal como se mencionó, de la formación Esmeralda (Afloramiento vía Bucaramanga - Barranca) se tomaron algunos núcleos y probetas de indentación con el fin de pobrar la correlación base. En la figura 2-4 se muestra el marco geológico regional del VMM con las formaciones que afloran en superficie. Con las fechas rojas se muestra la ubicación de la formación Esmeralda.

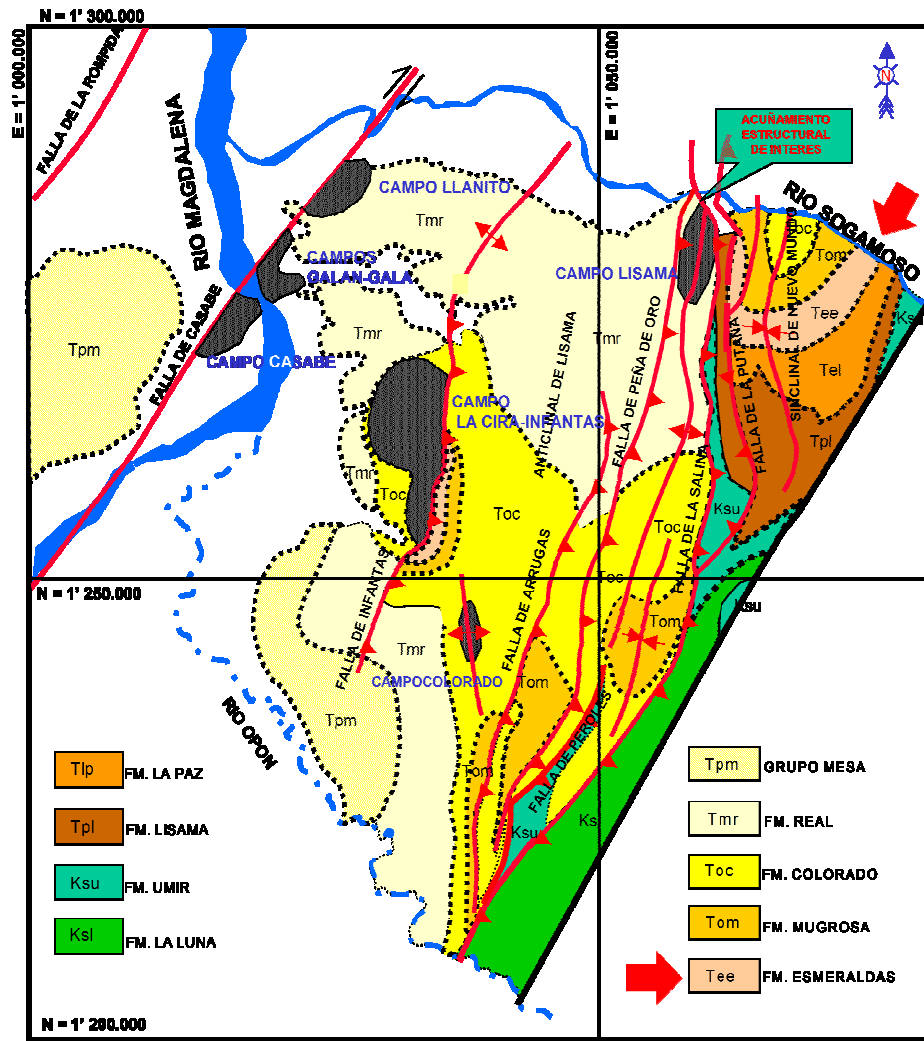


Figura 2-4. Marco geológico regional del VMM. Formaciones que afloran a superficie. Tomado del proyecto Area Lisama, ICP 2008.

Las formaciones Mugrosa y Esmeralda, que afloran en superficie se encuentran en los pozos perforados del VMM, tal como se relaciona en la columna estratigráfica generalizada del área (figura 2-5).

PERIODO	EPOCA	FORMACION	LITOLOGIA
TERCIARIO	CUATERN.	PLEISTOCENO	MESA
		PLIOCENO	
		REAL	
		MIOCENO	
		COLORADO	
		OLIGOCENO	MUGROSA
		ESMERALDAS	
		EOCENO	LA PAZ
		DISCORDANCIA DEL EOCENO MEDIO	
		PALEOCENO	LISAMA
CRETACEO		MAESTRICHTIANO	UMIR
		CAMPANIANO	
		SANTONIANO	
		CONIACIANO	
		TURONIANO	LA LUNA
		CENOMANIANO	
		ALBIANO	SIMITI
		APTIANO	TABLAZO
		BARREMIANO	PAJA
		NEOCOMIANO	ROSABLANCA
		TAMBOR	
	JURASICO	GIRON	
	PREMESOZOICO	BASAMENTO	

Figura 2-5. Columna estratigráfica típica para el área del Valle Medio del Magdalena.

2.1.1. Formacion Mugrosa

La formación Mugrosa constituye el principal nivel almacenador en los campos del Valle Medio del Magdalena. Esta formación está subdividida en Zona B y Zona C para efectos operacionales (Waring 1931 en Valderrama R. Pérez V.1977).

La sección inferior denominada Zona C, está compuesta de arenitas gris verdosas y gris claras, de grano fino a grano medio, feldespático, ocasionalmente calcáreo, con estratificación cruzada y geometría lenticular, alternando con arcillolitas gris claras y pardo amarillas. La sección superior corresponde a la Zona B, y comprende una alternancia de areniscas de color gris verdosa, de grano fino a grano medio, con matriz arcillosa, selección regular, carbonosa y arcillolitas finamente arenosas, de color pardo amarillo. Las arenitas se caracterizan por ser

lenticulares con estratificación cruzada y gradación vertical. Las arenas que conforman el yacimiento son exclusivamente facies de canales (figura 2-6).

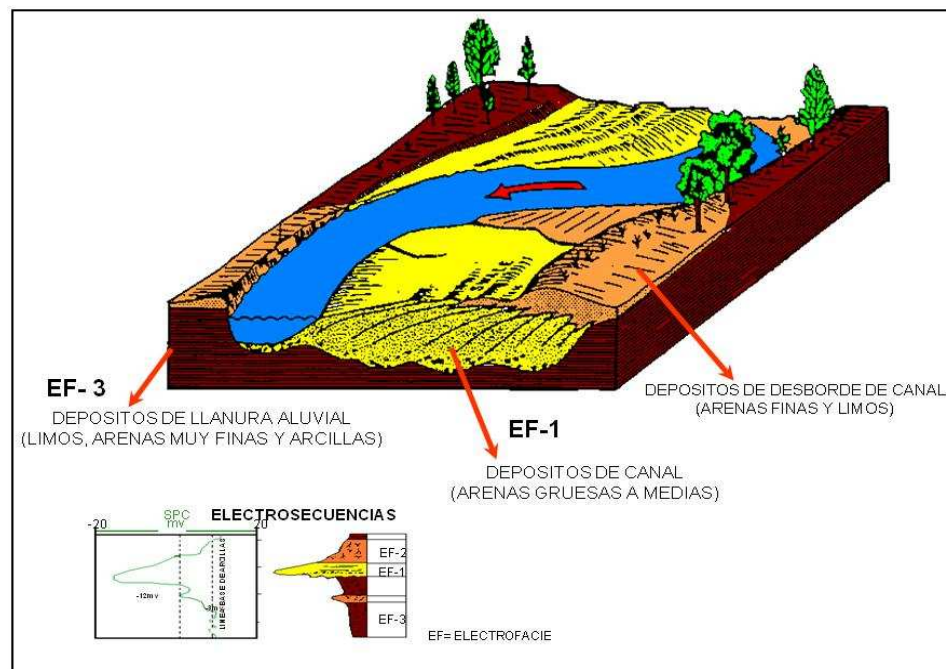


Figura 2-6. Ambiente meandriforme de la formación Mugrosa. Tomado del proyecto Area Lisama, ICP 2008.

El tope de Mugrosa está dado por el horizonte fosilífero, el cual consta de shales gris verdosos, carbonosos, glauconíticos, que se encuentran englobando una fauna de moluscos. Con base en el horizonte fosilífero de Mugrosa, la formación se considera de edad Oligoceno inferior a medio (Olsson, 1935 en Valderrama R. Pérez V, 1977). El ambiente de depositación de la formación Mugrosa es fluvial donde se pueden diferenciar tres facies características: Facies de canales, facies splay y facies de planicies de inundación.

2.1.2. Formación Esmeralda

La formación Esmeralda, es una unidad que comprende la mayoría del Eoceno superior en la parte oriental de la cuenca y la parte superior del Eoceno superior en la parte oeste. Su espesor varía de 1500 a 2100 pies y consta de intervalos espesos de arcilla gris o lodolitas gris oscuras que engloban cuerpos lenticulares aislados de arenas de poca continuidad lateral y cuyos espesores varían de 2 a 40 pies en las arenas mas espesas. El ambiente de deposición se interpreta como planicie de inundación dominada por ríos meandriformes con desarrollo de barras de canal (figura 2-7).

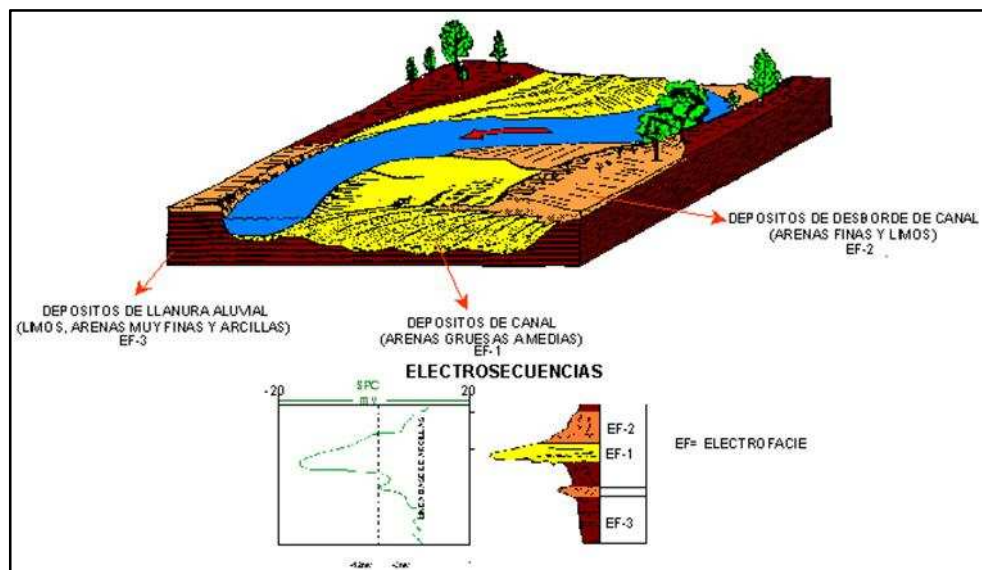


Figura 2-7. Ambiente meandriforme de la formación Esmeralda. Tomado del proyecto Area Lisama, ICP 2008.

La parte superior de la Formación Esmeralda corresponde al horizonte fosilífero “Los Corros”, el cual fue definido como Tectonosecuencia 1. Con frecuencia en la parte norte del área Lisama no aparecen los fósiles de Los Corros en subsuelo,

por lo cual el contacto superior con la Formación Mugrosa esta dado en el campo en donde los registros eléctricos muestran la iniciación de un paquete arcilloso por debajo de la zona C.

2.1.3. Muestras Seleccionadas:

Con el fin de seleccionar las muestras que permitieran obtener los objetivos de esta tesis, se revisó la información de la litoteca nacional donde se encontraron núcleos para los pozos Lisama 125 (mugrosa B1, B2 y B3), Lisama 146 (mugrosa B2 y C2), Tesoro 36R, Tesoro 32, Nutria 13. Para el caso de la formación Esmeralda las muestras fueron tomadas de afloramiento. Desafortunadamente son muy pocos los pozos corazonados en el Valle Medio del Magdalena (VMM), esa es la razón por la cual en la presente investigación se han tomado los pozos relacionados anteriormente, los cuales prácticamente son todos los pozos corazonados en la formación Mugrosa que se tienen para el área. A continuación se muestra la tabla 2-1 con los topes de las Unidades de la formación Mugrosa de los pozos corazonados de donde se sacaron núcleos para pruebas uniaxiales y tapones para pruebas de indentación.

Tabla 2-1. Topes de la formacion Mugrosa en los pozos muestreados. Tomado de los reportes finales de perforación de cada pozo.

FORMACIÓN	TOPES				
	Lisama 125	Lisama 146	Nutria 13	Tesoro 32	Tesoro 36R
Mugrosa B1	7528	5666	6666	7114	7273
Mugrosa B2	7967	6113	7663	7956	8224
Mugrosa B3	8646	6620	8400	-	-

Así como se mostró la tabla de las profundidades en las que se encuentra la formación de interés, a continuación se relacionan las figuras 2-8 al 2-14 con la ubicación exacta (zonas) donde se tomaron los núcleos para pruebas uniaxiales (UCS) e indentación. Para la ubicación de la toma de los núcleos fue necesaria la utilización de las evaluaciones petrofísicas realizadas para el área Lisama en el 2008 por el equipo de Campos maduros de ECOPETROL S.A. Con dicha interpretación y analizando los corazones en Litoteca para cada uno de los pozos mencionados fue posible llevar a cabo el muestreo. Hubiera sido imposible obtener un buen muestreo sino se contara con la evaluación petrofísica de los pozos corazonados. Es evidente observar en cada una de estas figuras (2-8 al 2-14) que las zonas donde se tomaron las muestras (núcleos y discos o probetas) corresponden a rocas de tipo 6 y 7; es decir rocas prácticamente arcillosas (ver última columna de cada una de las figuras). Las razones por las cuales en unos pozos se tomaron más muestras que en otros, obedece exclusivamente al grado de conservación del corazón.

✚ **Pozo Lisama 125:** Pozo vertical, corazonado de Mugrosa B1 a C2. De este pozo se tomaron dos muestras (cilindros negros con etiquetas de P13 y P23). Figuras 2-8, 2-9.

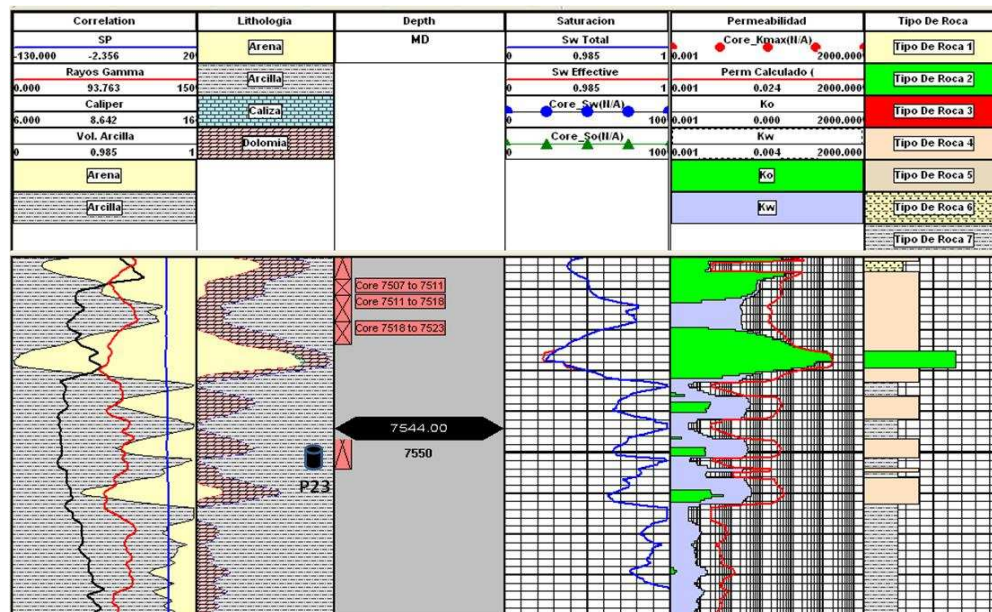


Figura 2-8. Análisis petrofísico pozo Lisama 125 del primer intervalo donde se tomó una muestra. Tomado del proyecto Area Lisama, ICP 2008.

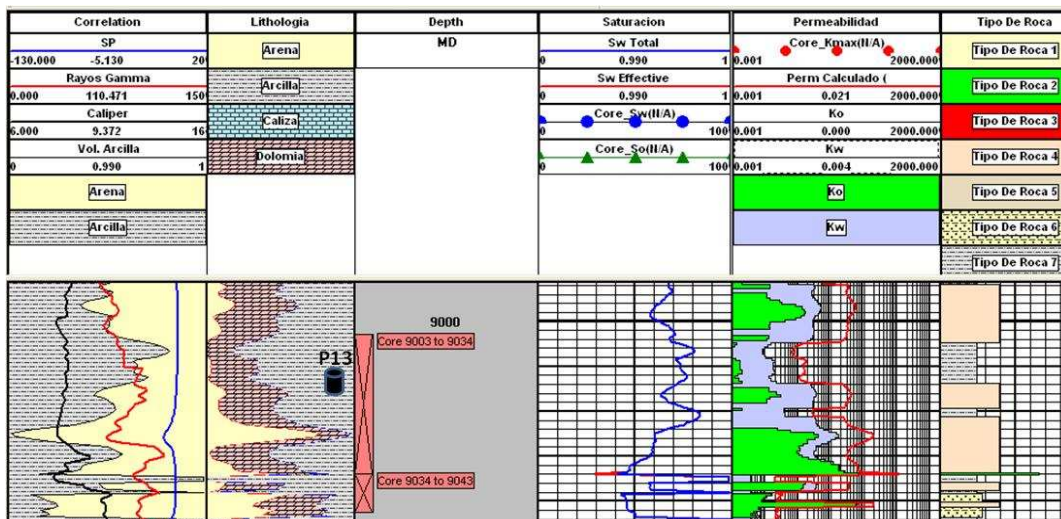


Figura 2-9. Análisis petrofísico pozo Lisama 125 del segundo intervalo donde se tomaron muestras. Tomado del proyecto Area Lisama, ICP 2008.

🚧 **Pozo Lisama 146:** Pozo vertical corazonado de la formación Mugrosa Unidad B1 a formación Colorado (figura 2-10). De este pozo se tomaron cuatro muestras (cilindros negros con las etiquetas de P14 a P17).

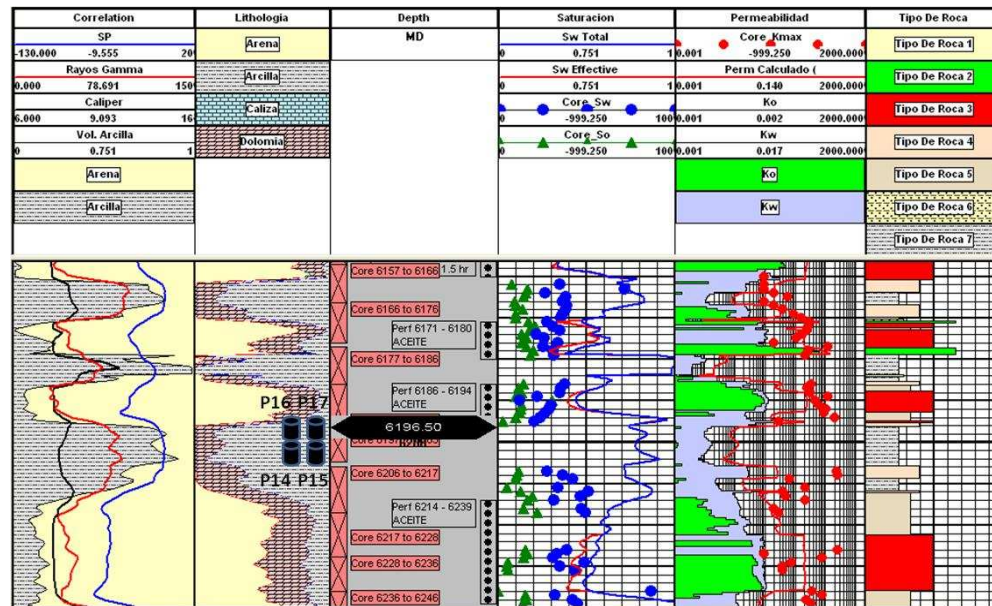


Figura 2-10. Análisis petrofísico pozo Lisama 146 del intervalo donde se tomaron muestras. Tomado del proyecto Area Lisama, ICP 2008.

🚧 **Pozo Nutria 13:** Pozo vertical corazonado de la formación Mugrosa Unidad B1 a formación Colorado (figuras 2-11, 2-12). De este pozo se tomaron trece muestras (cilindros negros con las etiquetas de P9, P10, P11, P12, P18, P19, P20, P21, P22, P41, P42, P43 y P44).

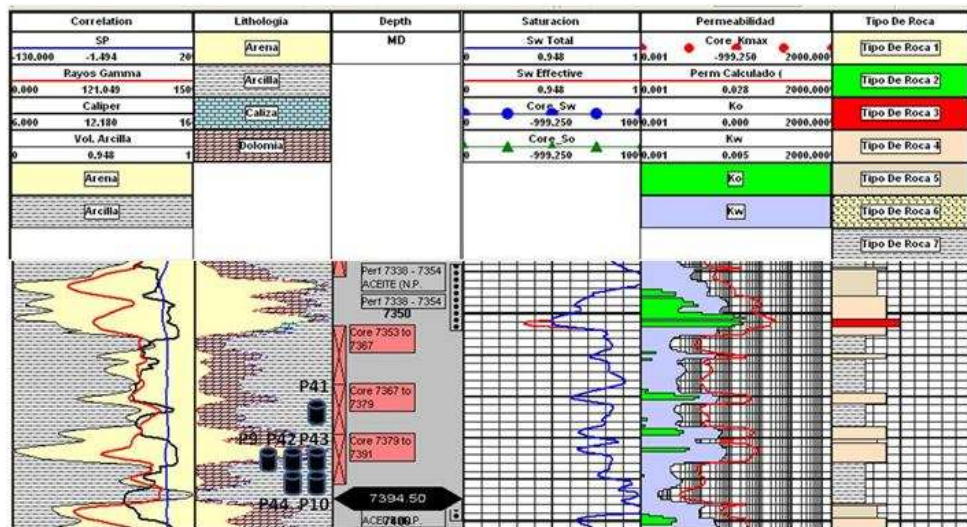


Figura 2-11. Análisis petrofísico pozo Nutria 13 del primer intervalo donde se tomaron seis muestras. Tomado del proyecto Area Lisama, ICP 2008.

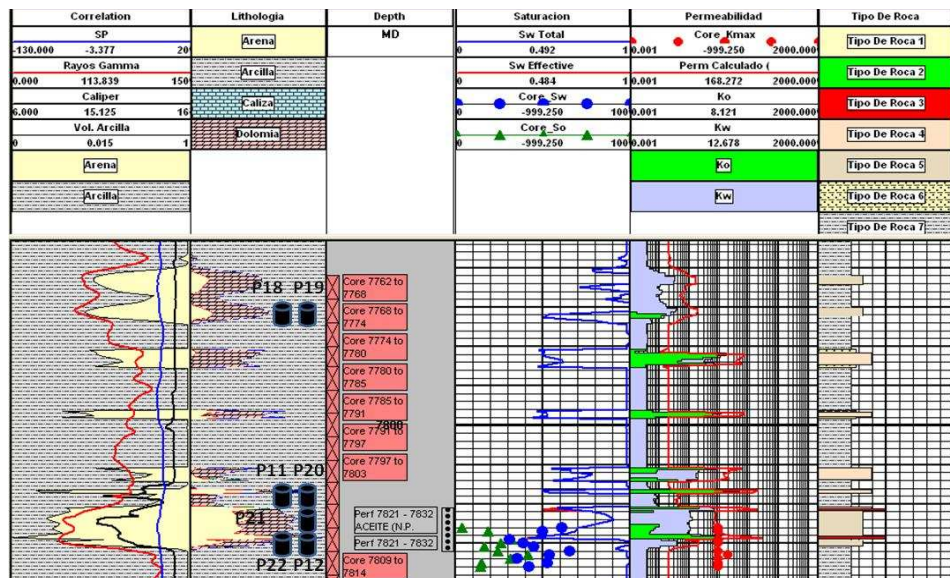


Figura 2-12. Análisis petrofísico pozo Nutria 13 del segundo intervalo donde se tomaron siete muestras. Tomado del proyecto Area Lisama, ICP 2008.

🚧 **Tesoro 32:** Pozo vertical corazonado de la formación Mugrosa Unidad B1 a formación Colorado (figura 2-13). De este pozo se tomaron cinco muestras (cilindros negros con las etiquetas de P36, P37, P38, P39, P40).

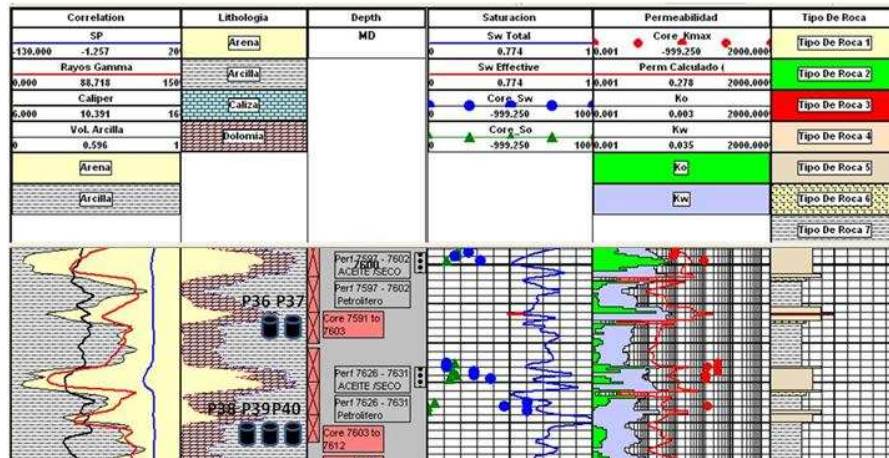


Figura 2-13. Análisis petrofísico pozo Tesoro 32 del intervalo donde se tomaron muestras. Tomado del proyecto Area Lisama, ICP 2008.

🚧 **Tesoro 36R:** Pozo vertical corazonado de la formación Mugrosa B1 a formación Colorado (figura 2-14). De este pozo se tomaron doce muestras (cilindros negros con las etiquetas de P24, P25, P26, P27, P28, P29, P30, P31, P32, P33, P34, P35).

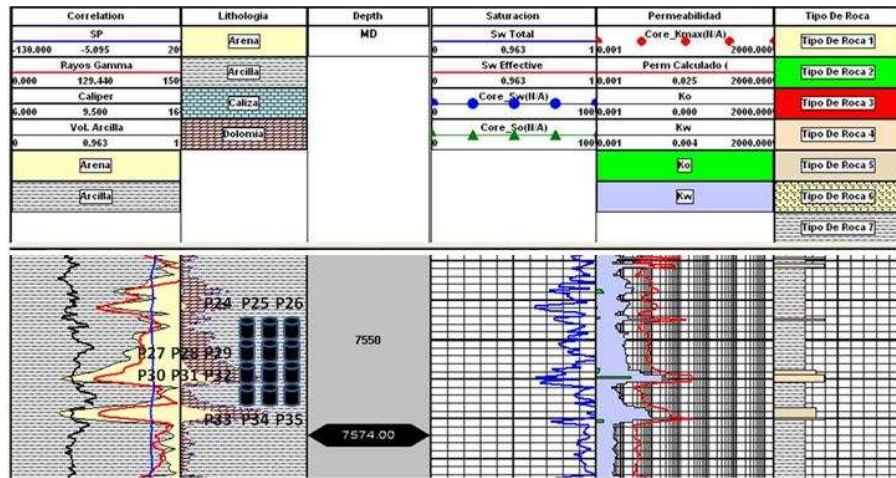


Figura 2-14. Análisis petrofísico pozo Tesoro 32 del intervalo donde se tomaron muestras. Tomado del proyecto Area Lisama, ICP 2008.

En resumen, para llevar a cabo el estudio, en total se tomaron 44 núcleos de diferentes profundidades de la formacion Mugrosa (36 Núcleos) y de la formacion Esmeralda (8 Núcleos – ver figura 2-15). También se obtuvieron un total de 44 discos o probetas para indentacion (figura 2-16).



Figura 2-15. Núcleos de Formación Esmeralda. Muestras tomadas de afloramiento vía Barranca. Utilizados para la caracterización mecánica UCS inicial.



Figura 2-16. Núcleos y probetas o discos de los Pozos Nutria, Lisama y Tesoro sacados de corazones de la formación Mugrosa B.

Las anteriores muestras fueron sometidas a diferentes pruebas de laboratorio, pero antes se realizó una caracterización detallada de la formación Mugrosa en el área del VMM con el fin de conocer: la cantidad y tipo de arcilla presente en este tipo de formación, el contenido de humedad nativa, la actividad de la formación, la permeabilidad de las muestras y la capacidad de intercambio catiónico. Contar con la anterior información, permite entender el comportamiento de la roca y sacar conclusiones después de que las muestras hayan sido sometidas a pruebas. A continuación se presenta el estudio de caracterización realizado a las formaciones arcillosas seleccionadas.

2.2. CARACTERIZACION DE LAS FORMACIONES ARCILLOSAS

Las pruebas de laboratorio para formaciones arcillosas están divididas en dos grupos. El primer grupo son pruebas que suministran información acerca de la naturaleza de la roca y algunas de sus propiedades (caracterización); el segundo

grupo de pruebas muestra la respuesta de la roca caracterizada anteriormente al contacto con diferentes fluidos. La figura 2-17 muestra una metodología propuesta por Da Fontoura et al. (2002) de como debe hacerse la descripción de una roca arcillosa. Dicha metodología incluye pruebas de laboratorio diseñadas para caracterizar los componentes individuales de la roca, es decir, las partículas sólidas (matriz) y el fluido de poro.

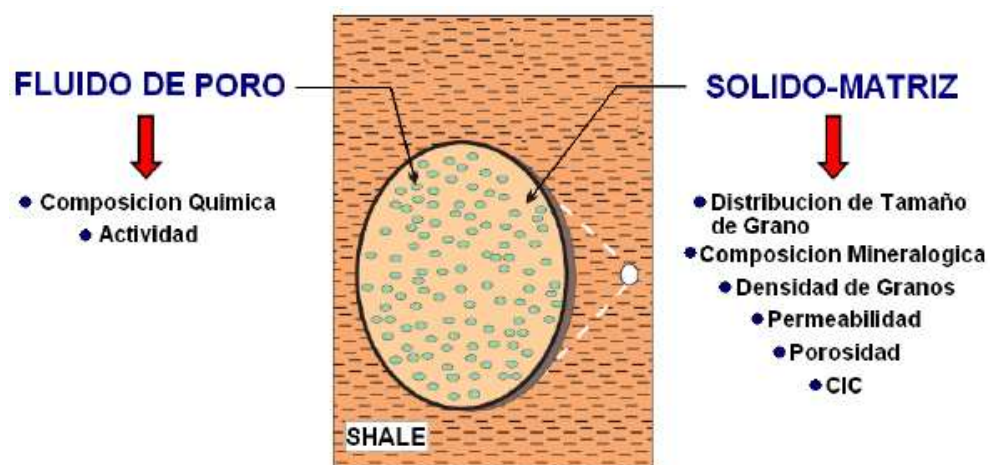


Figura 2-17. Caracterización de formaciones arcillosas para propósitos de perforación. Modificado de Amoco Drilling Handbook, 2003.

2.2.1 Composición Mineralógica de las Muestras Evaluadas (DRX)

En la zona de estudio se cuenta con reportes de pruebas de difracción de rayos X para los pozos Lisama 146, Lisama Norte1P y Lisama 158, pozos que pertenecen a la cuenca del Valle Medio del Magdalena (tablas 2-2 y 2-3). En dichas tablas se resumen los resultados obtenidos donde se presenta porcentualmente la concentración de las fases cristalinas identificadas en cada muestra.

Tabla 2-2. Composicion mineralógica total de las muestras para la formación Mugrosa B2.

<i>Descripcion</i>	<i>Lisama 146 Mugrosa B2*</i>	<i>Lisama Norte 1P Mugrosa</i>	<i>Lisama 158 Mugrosa B1</i>	<i>Lisama Norte 1P Esmeralda</i>	<i>Lisama 158 Esmeralda</i>
<i>Arcilla</i>	16	39	43	37	40
<i>Cuarzo</i>	76	54	53	60	54
<i>Carbonatos</i>	1	-	-	-	3
<i>Feldespatos</i>	2	5	1	-	-
<i>Halita</i>	2	-	-	-	-
<i>Anatasa</i>	-	-	-	-	-
<i>Pirita</i>	-	-	-	-	-
<i>Otros</i>	3	2	3	3	3

* Promedio de 12 muestras tomadas a profundidad entre 6150-6285ft.

La composición general de las muestras rocosas, roca total, se estudió sobre el sólido sin tratamientos, pulverizado en mortero de agata. Se hicieron las pruebas de acuerdo con el Procedimiento Tecnico de Ensayo (PTE) 153.010 del manual de procedimientos técnicos del laboratorio de DRX del ICP. Esta técnica permite conocer la composición de fases minerales cristalinas, no incluye material amorfo. Por otro lado, el estudio de la fracción menor de dos micras permite conocer la mineralogía de las arcillas presentes. Este análisis se realiza siguiendo el PTE 153.003 del manual de procedimientos del laboratorio. La separación de la fracción fina se realizó por centrifugado, inicialmente las muestras pasan por un proceso de desintegración y dispersión con ultrasonido, se eliminan cementantes y la materia organica lo cual permite obtener la cantidad de arcilla necesaria para los diferentes tratamientos.

Los difractogramas fueron obtenidos en un Difractometro de rayos-X marca Bruker modelo D4, equipado con lámpara de Cu y monocromador de grafito. La

evaluación de los difractogramas se realizó con ayuda del Software Diffrac Plus, con base en los patrones del JCPDF (Joint Committee Powder Diffraction Files) comercializadas por el International Centre for Diffraction Data, ICDD.

Tabla 2-3. Composición mineralógica fracción arcilla de las muestras para la formación Mugrosa B2.

<i>Descripción</i>	<i>Lisama 146 Mugrosa B2*</i>	<i>Lisama Norte 1P Mugrosa</i>	<i>Lisama 158 Mugrosa B1</i>	<i>Lisama Norte 1P Esmeralda</i>	<i>Lisama 158 Esmeralda</i>
<i>Illitas</i>	14	26	23	21	17
<i>Caolinita</i>	71	35	48	47	74
<i>Cuarzo</i>	9	2	3	14	7
<i>Clorita</i>	2	11	8	4	-
<i>Esmectitas</i>	-	13	12	1	-
<i>Interestratificados</i>	4	13	6	13	2
<i>Calcita</i>	-	-	-	-	-

Las muestras de la formación Mugrosa del pozo **Lisama Norte 1P** de acuerdo con los resultados del análisis de roca total, presentan altos contenidos de minerales de arcilla que van del 21 al 60% de concentración con un promedio de 39% (Tomado de la base de datos del Laboratorio de Espectroscopía del ICP). De las formaciones atravesadas por el pozo Lisama Norte 1P el material esmectítico se observó con mayor cantidad en la formación Mugrosa en forma de esmectita o interestratificado.

El análisis para el **Pozo Lisama 158** se llevó a cabo sobre 2 muestras de la formación Mugrosa presentando como componentes predominantes cuarzo y minerales de arcilla con valores que alcanzan el 60 y 50% respectivamente. En la

fracción menor de 2 micras el componente mayoritario es la caolinita que corresponde alrededor a 50% en peso, a su vez esta fracción presenta altos contenidos de esmectita e illitas (Tomado de la base de datos del Laboratorio de Espectroscopía del ICP). A partir de las tablas anteriores se elaboraron las figuras 2-18 y 2-19.

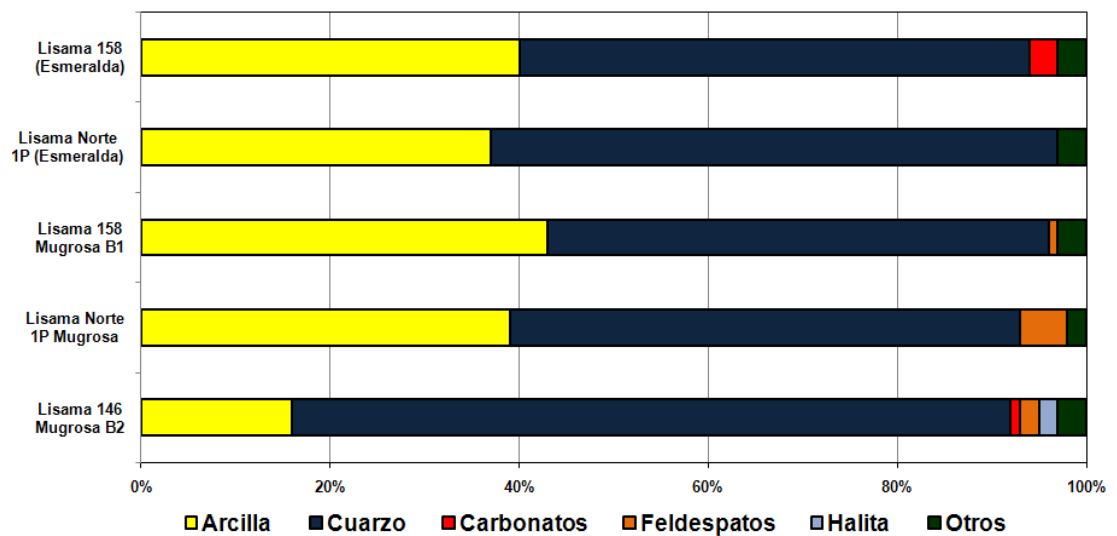


Figura 2-18. Composición mineralógica fracción Bulk para las formaciones Mugrosa y Esmeralda.

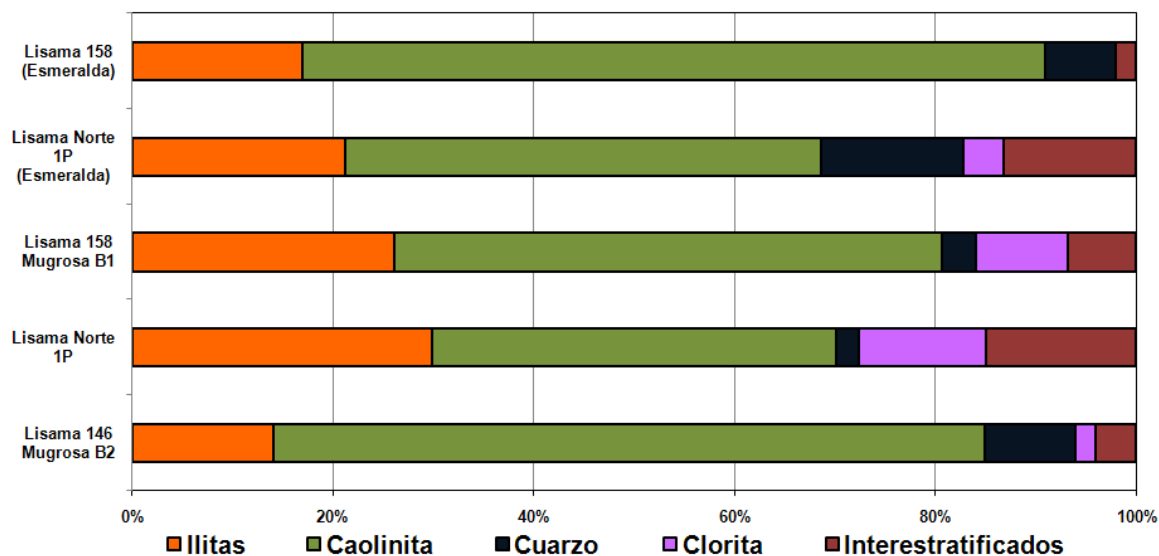


Figura 2-19. Composición mineralógica fracción arcilla para las formaciones Mugrosa y Esmeralda.

Del análisis DRX de la formación Mugrosa para los pozos Lisama 146, Lisama Norte 1P y Lisama 158 se concluye que las muestras de esta formación presentan altos contenidos de minerales de arcilla que van del 21 al 60% de concentración. En la fracción menor de 2 micras, los componentes mayoritarios son la caolinita e illita a su vez esta fracción representa altos contenido de esmectitas que en parte se encuentran alteradas por capas illíticas revelándose interestratificados tipo illita/esmectita.

Otro tipo de formación a evaluar es la formación Esmeralda donde la composición mineralógica a nivel de roca total corresponde principalmente a cuarzo y minerales de arcilla. La mayor concentración de arcilla representa el 68% y de cuarzo el 89%. El análisis de la fracción menor de 2 micras mostró como mineral arcilloso predominante caolinita acompañado de micas tipo illita e interestratificados illita/esmectita.

2.2.2 Contenido de Humedad Nativa

El contenido de humedad nativa es la cantidad de agua que la formación arcillosa contiene dentro de sus poros. Este parámetro se determinó a partir de una muestra preservada en aceite mineral de la formación Mugrosa (corte de perforación). De esta forma se obtiene el valor más cercano del contenido de humedad de la formación arcillosa en condiciones in-situ.

A continuación se muestra el procedimiento que se ha sugerido para determinar el contenido de agua inicial:

- ✚ Se toma la muestra que está preservada y se registra el peso inicial como W_i .
- ✚ Se seca la muestra en un horno a 96°C durante 24 horas. La temperatura es la indicada para no causar pérdidas de agua estructural de la muestra. Especialmente en las arcillas esmectíticas.
- ✚ Luego el peso de la muestra seca (W_d) es nuevamente medido. El contenido de agua nativa para cada muestra es determinado con la siguiente ecuación:

$$\% \text{ Agua Nativa} = \left(\frac{W_i - W_d}{W_d} \right) * 100$$

La tabla 2-4 muestra el contenido de humedad nativa obtenido para la muestra de la formación Mugrosa tomada del área de Lisama.

Tabla 2-4. Contenido de agua inicial para la muestra preservada.

<i>Tipo de Muestra</i>	<i>Contenido de Humedad Nativa - %</i>
<i>Formación Mugrosa</i>	2

2.2.3 Actividad de la formación (muestras de roca)

Para la determinación de la actividad se elaboró la curva de adsorción isotérmica para la muestra en el laboratorio de Tecnologías Operacionales del ICP. La norma técnica para esta prueba es la PTE 14.012. La curva de adsorción isotérmica es una gráfica de la cantidad de agua adsorbida por la formación arcillosa contra la actividad del agua adsorbida. La figura 2-20 muestra un desecador típico usado en este trabajo.



Figura 2-20. Tipo de desecadores utilizados para propósitos de control de humedad.

Para preparar estos desecadores, varios tipos de soluciones salinas saturadas son requeridas, la tabla 2-5 muestra las diferentes sales saturadas que fueron usadas para lograr las diferentes humedades relativas en los desecadores

Tabla 2-5. Soluciones de sales saturadas y su porcentaje de humedad relativa.

<i>Tipo de Sal Saturada</i>	<i>Actividad</i>
<i>CaCl₂</i>	0,29
<i>Ca(NO₃)₂</i>	0,5
<i>NaCl</i>	0,75
<i>KH₂PO₄</i>	0,96

El procedimiento para la prueba de adsorción isotérmica es la siguiente (Chenevert 1970):

- ✚ Las muestras totalmente secas son introducidas en los diferentes desecadores, con diferentes humedades relativas.
- ✚ Se realiza vacío a los desecadores para remover el aire y acelerar la prueba.
- ✚ A medida que la formación arcillosa adsorba agua ésta gana peso, el cual es registrado diariamente hasta que no se observa variación significativa en el peso de la muestra, en este momento hay equilibrio con el ambiente.
- ✚ Se registra el peso final de cada muestra.
- ✚ La cantidad de agua adsorbida por la muestra es calculada como la diferencia entre el peso final y el peso de la muestra seca de la siguiente forma:

$$\% \text{ Agua Absorbida} = \left(\frac{W_f - W_i}{W_i} \right) * 100$$

W_f → Peso final de la muestra

W_i → Peso inicial de la muestra

- Se construye la curva de adsorción isotérmica al graficar el porcentaje de agua adsorbida por la formación arcillosa contra la respectiva humedad relativa (actividad del agua) del desecador en el cual la muestra fue ubicada como se muestra en la figura 2-21.
- La actividad del agua de la formación arcillosa es determinada al entrar en la grafica anterior con el contenido de agua inicial de la muestra y cortar la curva de adsorción isotérmica para luego leer el valor de actividad del agua de la muestra nativa.

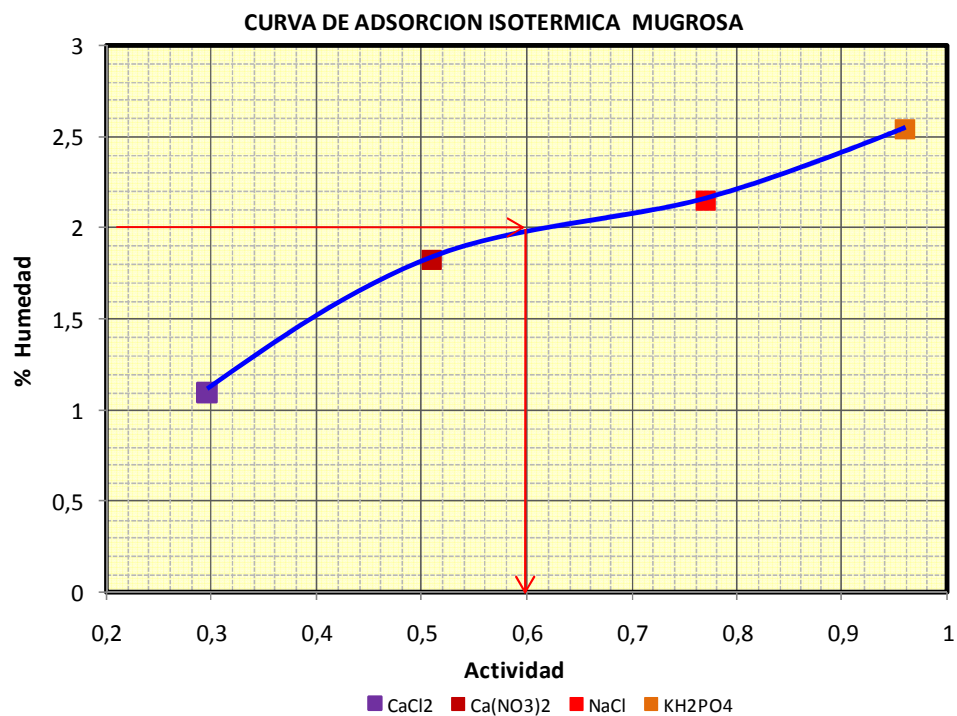


Figura 2-21. Soluciones de sales saturadas y su porcentaje de humedad relativa.

La tabla 2-6 muestra la actividad del agua nativa obtenida a partir de las curvas de adsorción isotérmica para la muestra tomada de la formación Mugrosa

Tabla 2-6. Actividad de la muestra preservada.

<i>Tipo de Muestra</i>	<i>Contenido de Humedad Nativa - %</i>	<i>Actividad del Agua Nativa</i>
Formación Mugrosa	2	0,6

2.2.4 Permeabilidad de las Muestras

La permeabilidad de la formación arcillosa es un parámetro importante para medir ya que este describe la habilidad de la formación arcillosa para conducir fluidos a través de la formación.

En este trabajo se utilizó la prueba de permeabilidad por sonda para estimar la permeabilidad de las muestras. Se utilizó el equipo Probe Permeameter PDPM 400 del laboratorio de Petrofísicos del ICP. La figura 2-22 muestra el equipo utilizado para la prueba.



Figura 2-22. Permeámetro de sonda.

Este equipo utiliza la técnica de caída de presión para mediciones con permeámetro explorador para proporcionar permeabilidades de gas rápidas y no destructivas corregidas tanto para el deslizamiento de gas como para la resistencia inercial. El gas utilizado es nitrógeno seco, la sonda se coloca encima de la muestra y luego se baja y se sella contra su superficie con una presión neumática fija en el pistón operador de la sonda. Se leen y registran las presiones para el cálculo de la permeabilidad teniendo en cuenta el flujo y la viscosidad del gas. Entre las ventajas de este método están la medición de permeabilidades en el rango de 0.1 nD a 30 D; el tiempo de medición varía de 32 a 2 segundos; se obtienen permeabilidades con deslizamiento corregido (K^∞) y sin corrección de deslizamiento (K_g) con una sola prueba de caída de presión. La tabla 2-7 muestra las permeabilidades estimadas para las muestras.

Tabla 2-7. Permeabilidades para los diferentes núcleos de Mugrosa

PERMEABILIDAD POR SONDA			
# Probeta	Permeabilidad (mD)	Permeabilidad (nD)	Formacion
P11	0,03459125	34,59	B2
P12	0,002486	2,49	B2
P13	0,002407	2,41	B2
P16	0,245116667	245,12	B2
P17	0,205816667	205,82	B2
P18	0,2631	263,10	B2
P19	0,022033333	22,03	B2
P21	0,030703333	30,70	B2
P22	0,100571667	100,57	B2
P23	0,000423667	0,42	B1
P24	0,215	215,00	B1
P25	0,076683333	76,68	B1
P28	0,0282	28,20	B1
P29	0,096883333	96,88	B1
P30	0,09685	96,85	B1
P31	0,042066667	42,07	B1
P33	0,172166667	172,17	B1
P36	0,01381	13,81	B1
P37	0,026333333	26,33	B1
P38	0,050716667	50,72	B1
P39	0,052055667	52,06	B1
P40	0,022016667	22,02	B1
P43	0,014577333	14,58	B1

2.2.5 Capacidad de Intercambio Catiónico de las Muestras

Es una propiedad fundamental de la esmectita; la cual es capaz de cambiar fácilmente los iones fijados en la superficie exterior de sus cristales, en los espacios interlaminares, por otros existentes en las soluciones acuosas envolventes. La capacidad de intercambio catiónico, se puede definir como la suma de todos los cationes de cambio que un mineral puede adsorber a un determinado pH. La CEC se determina a partir la prueba de azul de metileno (MBT). Prueba que permite determinar el grado de reactividad de las muestras. Para la realización de esta prueba se sigue la norma técnica API RP 13 de 2000. La incertidumbre estimada en las mediciones es del 1% y la temperatura de realización de las pruebas es de 25°C. La tabla 2-8 muestra el reporte de datos obtenidos en la prueba.

Tabla 2-8. Capacidad de Intercambio Catiónico para las muestras analizadas.

<i>ESMERALDA (Afloramiento)</i>			
<i>Muestra</i>	<i># Núcleo</i>	<i>Azul de Metileno</i>	<i>CIC (lb arcilla equiv/100 lb de shale)</i>
<i>A3E1</i>	P1	8,00	11,43
<i>A3E5(09)</i>	P7	8,50	12,14
<i>A3E9(10)</i>	P8	9,00	12,86
<i>A3E9(04)</i>	P2	8,00	11,43
<i>E3E5(07)</i>	P5	9,00	12,86

Las pruebas de MBT reflejaron baja reactividad en donde ninguna de las muestras alcanzó un valor superior a 15 libras de arcilla equivalente por cada 100 libras de muestra.

2.3. CARACTERIZACION DE LA RESISTENCIA MECANICA DE LA FORMACION

Para determinar los parámetros de resistencia mecánica de la roca se cuenta con métodos directos (Pruebas de Compresion Uniaxial y Triaxial) y metodos indirectos (Indentacion y Registros).

2.3.1. Prueba de Compresion Uniaxial (No Confinada – UCS)

La prueba consiste en introducir un cilindro de roca en una máquina de carga conocida como Rock Mechanics Test System (MTS) modelo 815, equipo que se encuentra en el Laboratorio de Mecánica de Rocas del ICP, donde se realizaron las pruebas del proyecto (figura 2-23).



Figura 2-23. Fotografía equipo MTS modelo 815 del Laboratorio Mecánica de Rocas ICP.

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 (figura 2-24). Indirectamente se puede medir el modulo de Young y la relación de Poisson, agregando a los equipos de la prueba medidores de deformación axial y circunferencial.

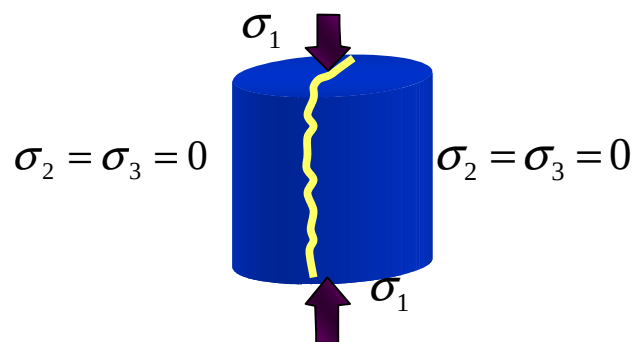


Figura 2-24. Prueba de compresión sin confinar. El diametro típico de la muestra es 1 ½" con una relación diámetro: longitud de 1:2. Tomado de Fjaer (2008).

A continuación se muestra un diagrama de esfuerzo contra deformación en una prueba de Compresión Uniaxial. A menudo la curva esfuerzo – deformación es no lineal, lo cual significa que el módulo de Young y Poisson dependen del nivel de esfuerzo axial. En la práctica, la región dúctil puede ser muy pequeña. Varios conceptos importantes son definidos en la figura 2-25.

- ✚ **Región elástica:** Si el esfuerzo es retirado el espécimen retornará al estado original.
- ✚ **Punto de cedencia:** Es el punto más allá en el cual permanentes cambios ocurrirán. La muestra no retornará a su estado original bajo alivios de esfuerzos.
- ✚ **UCS:** Es el esfuerzo pico.

- ✚ **Región dúctil:** Región en la cual la muestra sufre deformación permanente sin perder la habilidad de soportar carga.
- ✚ **Región frágil:** Región en la cual la habilidad de la muestra de soportar esfuerzos decrece rápidamente mientras la deformación es aumentada.

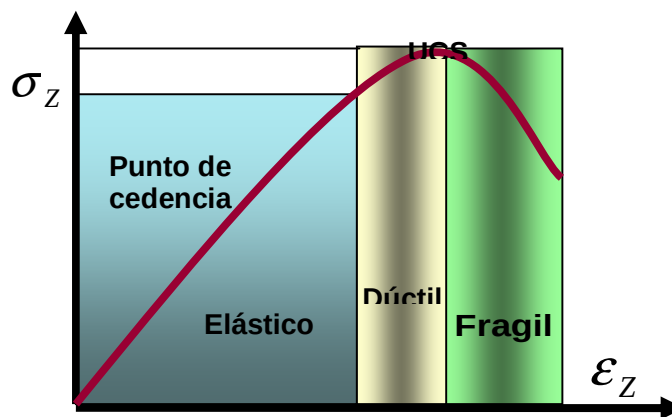


Figura 2-25. Curva esfuerzo Vs. deformación en una prueba uniaxial. En la práctica la region ductil es muy pequeña. Tomado de Fjaer (2008).

Teóricamente la Resistencia Compresiva Uniaxial depende del nivel de agrietamiento o falla presente en la muestra. Por lo tanto, es de esperarse que los valores de UCS sean muy sensibles a la heterogeneidad de la muestra, así como a las grietas causadas por el corazonamiento, transporte o los procedimientos de manejo de los núcleos de roca. Con el fin de mitigar la incertidumbre en los resultados se tomaron núcleos de áreas relativamente preservadas y homogéneas. Para las mediciones de la UCS requeridas en el proyecto, se tomaron 36 núcleos de la formación Mugrosa de los pozos Nutria 13, Tesoro 36R, Tesoro 32, Lisama 146, Lisama 125 y 8 núcleos de la formación Esmeralda (afloramiento).

2.3.1.1. Preparación de las Muestras:

El proceso de corte de las muestras fue realizado con una cortadora industrial utilizando aceite mineral. Las muestras pueden observarse en la figura 2-26.



Figura 2-26. Núcleos de pozos Nutria y Tesoro formación Mugrosa B.

Los núcleos extraídos de 1 pulgada de diámetro y 1.5 pulgadas de longitud son sometidos a planitud de caras ya que es necesario que las caras de los núcleos estén perpendiculares al eje axial del núcleo y sean lo suficientemente paralelas entre sí. De manera que la máxima variación de la longitud de los núcleos 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 núcleos se distribuya en forma homogénea sobre toda la superficie de sus caras. Para cumplir con esto los núcleos fueron sometidos al pulimento de sus caras en el equipo EndFace Grinder (figura 2-27), y el paralelismo entre las caras se midió con un Comparador de Carátula electrónico (Figura 2-28).



Figura 2-27. Pulidora EndFace Grinder. Equipo de Laboratorio de Básicos ICP



Figura 2-28. Comparador electrónico de carátulas. Equipo de Laboratorio de Básicos ICP

2.3.1.2. Procedimiento de la prueba:

En los núcleos se montan extensómetros de medición axial y circunferencial para determinar el módulo de Young y el coeficiente de Poisson. Con los sensores puestos sobre la muestra se ubica esta en la celda y se sube el actuador axial hasta alcanzar un valor de fuerza sobre la muestra de 0.05KN. La prueba inicia aplicando una tasa de desplazamiento de 0,00005mm/seg. Los datos de presiones y desplazamientos son almacenados por el software. A través de la prueba se logró registrar de manera simultánea la carga aplicada, la deformación de la muestra tanto circunferencial como axial, y las velocidades acústicas. Ver figura 2-29.

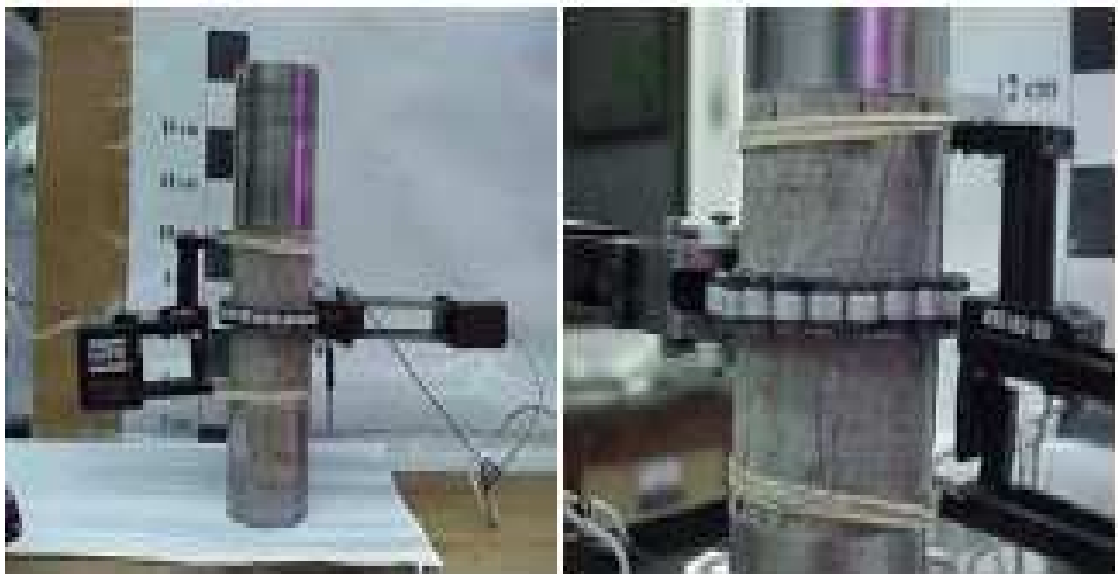


Figura 2-29. Ubicación de los extensómetros axiales y circunferenciales en un núcleo.

2.3.2. Prueba de Falla Triaxial

Para llevar a cabo la prueba se utiliza una celda donde va ubicada la muestra entre dos pistones movibles los cuales ejercen presión. La superficie plana del pistón tiene un efecto importante en los resultados de la prueba. Las presiones de poro son medidas con transductores de presión que están conectados a los pistones. Con el monitoreo del descenso de la presión de poro con las mediciones de la rata de flujo es posible medir la permeabilidad como parte de la prueba mecánica de la roca. Figuras 2-30 y 2-31

La prueba triaxial es usualmente realizada incrementando la carga axial y de confinamiento simultáneamente hasta que un nivel de esfuerzo hidrostático recomendado es alcanzado. Entonces, la presión de confinamiento es mantenida constante mientras la carga axial se va incrementando hasta que la falla ocurra (figura 2-32). La carga axial normalmente es aplicada originando una rata de deformación axial constante.

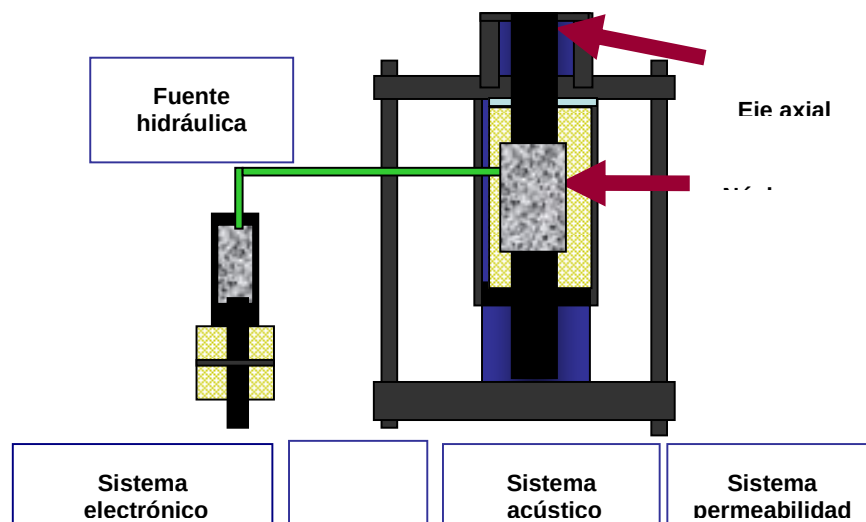


Figura 2-30. Esquema del Laboratorio de Mecánica de Rocas. Fuente: Fjaer 2008.

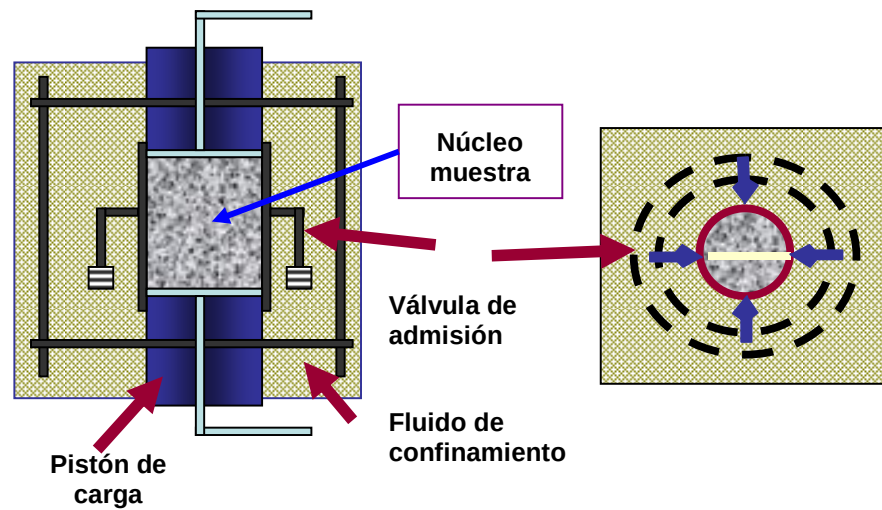


Figura 2-31. Bosquejo del principio de la celda triaxial. Fuente: Fjaer 2008.

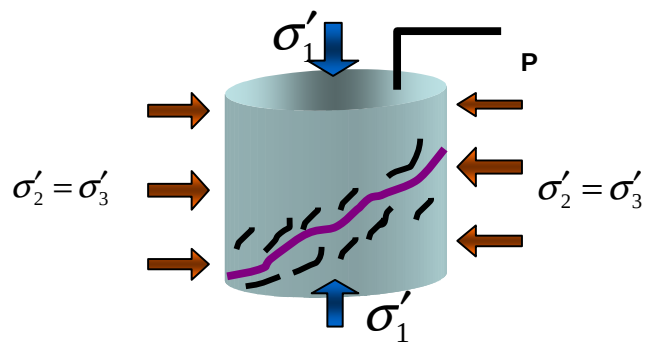


Figura 2-32. Prueba de compresión triaxial. Fuente: Cabrera 2003.

Este ensayo ha probado ser la prueba más útil en el estudio de las propiedades mecánicas de la roca en un amplio rango de valores para esfuerzos y para diferentes temperaturas, además puede hacerse tanto en especímenes secos con presión de poro igual a cero (especímenes drenados), como en especímenes saturados con una presión de poro (especímenes no drenados).

2.3.3. Indentación

Esta prueba mide en forma indirecta la resistencia de las rocas por medio de mediciones directas sobre ripios de perforación de una forma simple, bajo costo y poco consumo de tiempo. Dentro de las ventajas de esta técnica están la caracterización de la resistencia mecánica de la roca en tiempo real y de que no es necesario disponer de corazones, es una prueba rápida y económica, el equipo para llevar a cabo la prueba es portátil, permite un control continuo de la resistencia de la roca directamente en el sitio de la perforación.

Esta prueba registra la resistencia de los fragmentos de roca al ser penetrados por un indentador estándar el cual aplica la carga. El indentador es una pieza metálica maciza de forma cilíndrica con una punta alargada y plana cuyas dimensiones son 0,5 mm de longitud y 1mm de diámetro.

Como la caracterización de los parámetros de indentación de las formaciones a evaluar será un objetivo en la presente investigación, a continuación se describe el equipo y las probetas utilizadas en la prueba de indentación.

2.3.3.1 Equipo para las pruebas de Indentación:

El equipo utilizado para las pruebas de indentación es el Heavy Duty-texture analyzer (TA-HD) fabricado por Stable Micro System y se puede ver en la Figura 2-33 donde los componentes principales son: la celda de carga que permite llevar un registro de la magnitud de la carga aplicada durante la realización de la prueba y el LVDT (Linear Variable Differential Transducer) el cual registra la profundidad de penetración del indentador en la roca.

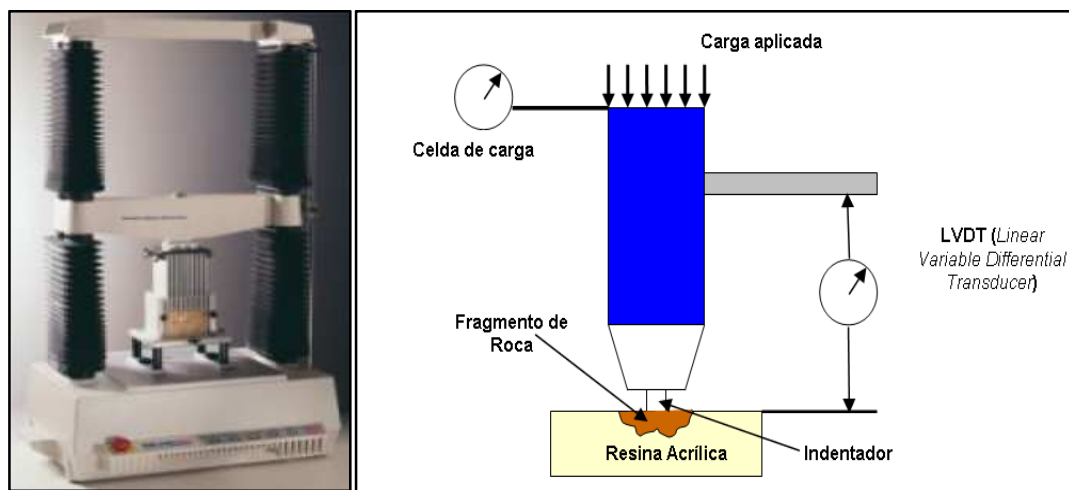


Figura 2-33. Derecha. Esquema del equipo de indentación. Fuente: Zausa, F and Santarelli, F.J 1997. Izquierda. Fotografía del Indentador del laboratorio de rocas del ICP

Las especificaciones del equipo se muestran en la tabla 2-9.

Tabla 2-9. Especificaciones técnicas del equipo de indentación TA-HD.

Capacidad de carga aplicada	5-750 Kg
Capacidad de penetración	0,1-524mm
Resolución de distancia	0,001mm
Capacidad de velocidad	0,01mm/seg – 13mm/seg

El equipo también tiene el software Texture Exponent 32 el cual controla automáticamente el equipo y adquiere los datos de la prueba.

2.3.3.2 Preparación de las Probetas:

Las probetas para la prueba de indentación permiten contener los cortes de perforación y les da soporte para poder someterlos a la prueba de indentación. Para la elaboración de las probetas se sigue el siguiente procedimiento (Mateus J, 2005):

- a. Los fragmentos de roca son encapsulados en moldes circulares impregnados con vaselina para evitar que estos se peguen al material cementante utilizado en las probetas.
- b. Cada molde es cubierto con resina acrílica. La resina utilizada, fruto del trabajo de investigación del Laboratorio de mecánica de rocas del ICP, es la utilizada en dentistería. Esta mostró ser fuerte, translúcida y apta para dar soporte y estabilidad a los fragmentos de roca.
- c. La resina acrílica es vertida en los moldes esperando que fraguen en un lapso de tiempo de 30 minutos, luego son retiradas y sus caras son sometidas a pulimento para hacerlas planas y exponer los fragmentos de roca al medio ambiente. Ver figura 2-34

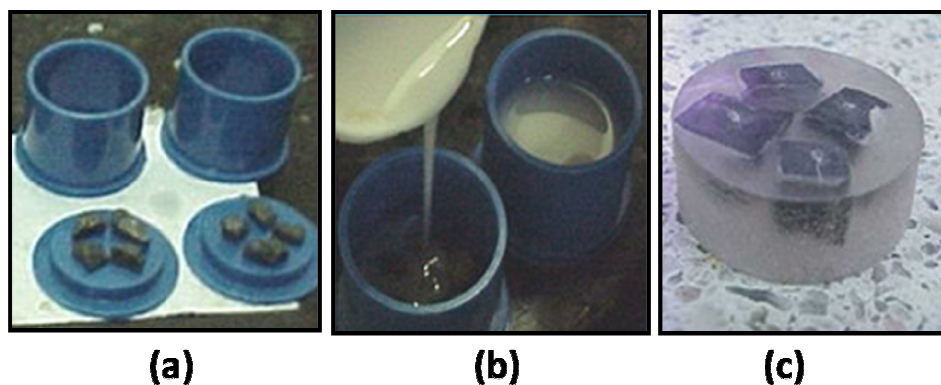


Figura 2-34. Procedimiento para la elaboración de las probetas en la prueba de Indentación. Fuente: Torres H Mayda. 2006.

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.

En este trabajo, los fragmentos de roca utilizados para las probetas fueron obtenidos de las cercanías a cada núcleo evaluado en la prueba de compresión uniaxial como se muestra en la figura 2-35

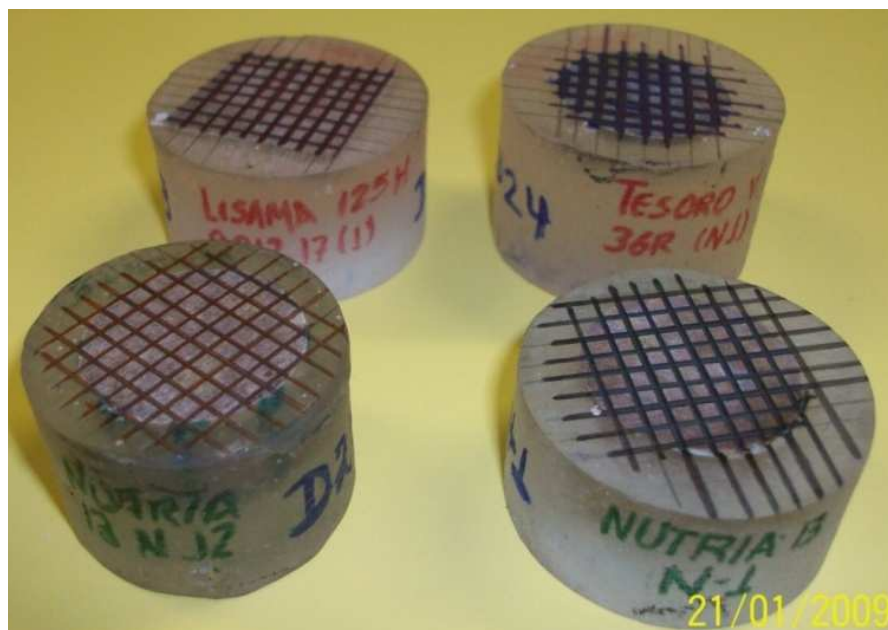


Figura 2-35. Tamaño de los cortes tomados de los alrededores de los núcleos extraídos. Probetas o discos de Pozos Nutria, Lisama y Tesoro Formación Mugrosa B.

2.3.3.3. Ejecución de la Prueba de Indentación:

- ✚ Una vez elaborada la probeta, ésta se ubica en el equipo debajo del indentador, se enciende el equipo y se conecta el computador dispuesto con el software Texture Exponent 32, destinado al control automático del equipo.
- ✚ Se cargan los parámetros de la prueba al indentador:
 1. Modo de Prueba: Compresión
 2. Velocidad de pre-prueba: 0.05mm/seg.
 3. Velocidad de prueba: 0.01 mm/seg para las muestras de formación arcillosa según lo señalado por Uboldi V. et al. (1999). corresponde a la velocidad a la cual el indentador penetra la roca.
 4. Velocidad post-prueba: 1mm/seg. corresponde a la velocidad del indentador en dirección vertical ascendente una vez la prueba ha finalizado.
 5. Modo de objeto: seleccionar la distancia e ingresar 0.3mm que corresponde a la distancia que el indentador penetra la roca.
 6. Tipo de sensor: seleccionar fuerza e ingresar 250 gr; que corresponde a la fuerza mínima que debe detectar el sensor para aplicar carga.
 7. Unidades de la prueba: mm, N, seg.
 8. Run Test.
- ✚ Los resultados de cada prueba de indentacion quedan grabados en el software Texture Exponent 32 en una gráfica de carga vs. desplazamiento (figura 2-36). En un mismo gráfico se pueden mostrar las pruebas realizadas para una misma probeta. El programa calcula los parametros de MI y FCT para cada curva.

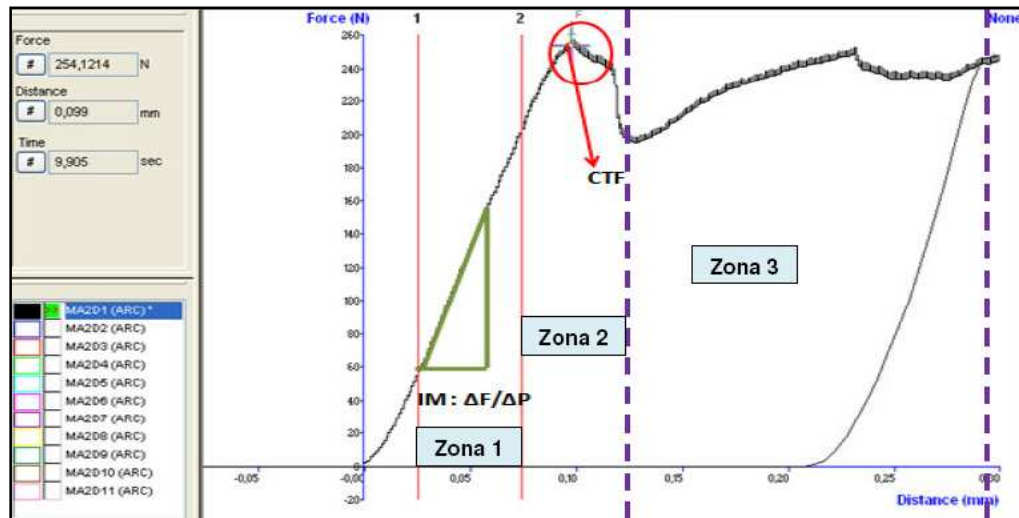


Figura 2-36. Parámetros obtenidos de una gráfica de indentación.

- ✚ **El módulo de Indentación (MI).** Zona 1. Corresponde a la pendiente de la zona de comportamiento elástico de la roca y se define como la resistencia de una muestra a ser penetrada por un indentador.
- ✚ **La Fuerza Crítica de Transición (FCT).** Zona 2. Es el punto donde se pierde la linealidad en el gráfico de carga versus desplazamiento y marca el fin del comportamiento elástico de la roca.
- ✚ **Región de Fractura.** Zona 3. La muestra 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.

Los parámetros críticos en la prueba de indentación son el desplazamiento máximo del indentador (profundidad a la cual el equipo detiene la aplicación de la carga) que en este caso es de 0,3 mm. Otro parámetro clave es la tasa de penetración la cual se fijó en 0,01 mm/s.

Los resultados obtenidos de la prueba siempre deben ser sometidos a análisis estadísticos con el fin de obtener valores promedios de las propiedades que se miden sobre los cortes de roca.

2.3.4. Registros – Método Indirecto para determinar UCS

Alrededor del mundo se han desarrollado diversas correlaciones utilizando parámetros obtenidos de los registros eléctricos convencionales tales como Gamma Ray, RHOB y porosidad.

Estas técnicas también poseen limitaciones ya que los registros eléctricos se ven afectados por el estado del pozo, sólo 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 muchas veces sólo 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.

La figura 2-37 muestra curvas de propiedades mecánicas determinadas a partir de registros y calibradas con pruebas de laboratorio.

Estas técnicas directas e indirectas para determinar la resistencia de la roca, se hacen más complicadas y complejas cuando se tratan de realizar sobre formaciones arcillosas.

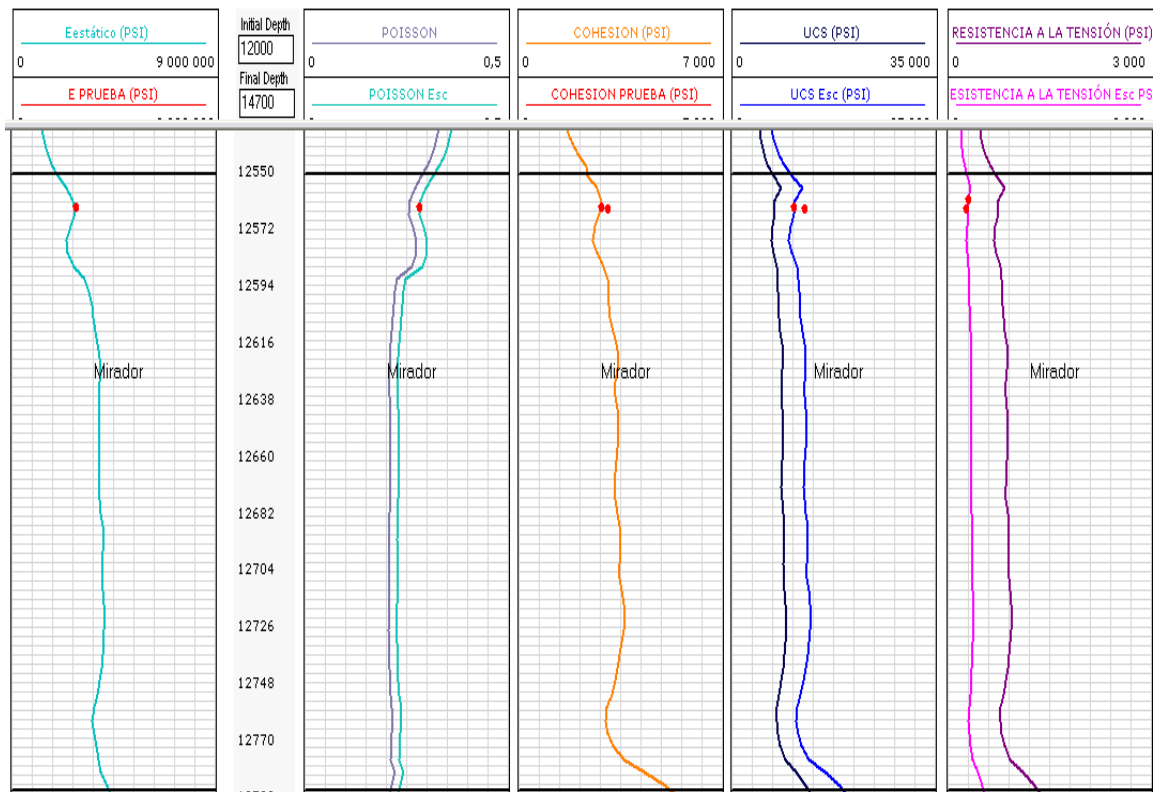


Figura 2-37. Propiedades mecánicas determinadas a partir de registros y calibradas con pruebas de laboratorio (puntos rojos).

2.3.5. Ventajas y Desventajas de los Métodos Propuestos:

En la Tabla 2-10, es posible ver las ventajas y desventajas de cada método para la caracterización mecánica de la roca.

Tabla 2-10. Ventajas y desventajas de los métodos para determinar los parámetros de resistencia mecánica de la roca.

Prueba	Ventajas	Desventajas
Compresión Inconfinada UCS	- Datos de resistencia exactos. Más aproximados a la realidad. - Posibilidad de obtener otras propiedades mecánicas como Young, Poisson. - Se pueden obtener mediciones acústicas	- La utilización de corazones para la prueba. - Costo y tiempo para realizar la prueba. - Costo de oportunidad.
Indentación	- Caracterización de la resistencia mecánica en tiempo real. - Evitar la extracción de Corazones.	- Gran número de réplicas que se deben hacer de las pruebas para que el nivel de confianza (%) sea el esperado. - La necesidad de contar con una correlación particular para la formación a evaluar. - Calidad y representatividad de los cortes de perforación
Registros	- Rápida obtención de resultados. - Calibración en tiempo real de las propiedades	- Confiabilidad de los resultados. - No se cuenta con la información en la mayoría de los pozos.

3. MECANISMOS DE INTERACCION FLUIDO - SHALE

La razón por la cual la química del lodo de perforación puede afectar la resistencia mecánica de la roca, es que exista un intercambio de solutos y agua entre la formación y el lodo. Esta interacción puede ser impulsada por varios mecanismos (gradientes) entre los que están: la presión, la temperatura y la actividad química principalmente. Cada una de estas fuerzas impulsoras del intercambio másico contribuye en el paso de agua e iones en la interfase roca/fluido. En este capítulo se estudian los dos fenómenos más relevantes que pueden afectar la resistencia de la roca y la distribución de la presión de poro cerca a la pared del pozo.

La interacción fluido – roca disminuye la fricción entre las superficies de los granos y también reduce las fuerzas cohesivas entre las partículas. La interacción de los fluidos base agua con las formaciones arcillosas es mayor e intenso que con cualquier otro tipo de roca, debido a la presencia de minerales arcillosos en la composición de la formación arcillosa. 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:

- ✚ El tipo de minerales que componen la arcilla.
- ✚ El potencial de hinchamiento e hidratación.
- ✚ La capacidad de intercambio catiónico.
- ✚ La actividad química del fluido nativo del poro y del sistema de lodo.
- ✚ El tipo de sistema de fluido.
- ✚ Los cambios en el estado de esfuerzos inicial, la degradación mecánica de la roca arcillosa.

Carminati S. et al., (1999) definieron que la inestabilidad de las paredes del pozo es causada por dos razones: la primera es la alteración del estado de esfuerzos en la roca debido al incremento de la presión de poro de la formación por aumento de la presión del lodo. Dentro de los mecanismos para prevenir el incremento de la presión de poro están los aditivos taponadores de poro, los complejos de aluminio, silicatos, aditivos para incrementar la viscosidad del filtrado y lodos que desarrollen presión osmótica para balancear/reducir la presión de poro en la formación; la segunda razón, es el debilitamiento de la formación arcillosa debido a transformaciones mineralógicas. Este mecanismo debilita los enlaces entre las láminas de arcilla, y es debido a la interacción de la formación arcillosa con el lodo (filtrado).

Fjaer et al., (2008) establecieron que el mecanismo de falla de una roca se ve afectado considerablemente por la interacción con un fluido, en términos del cambio en la presión de poro de la roca, los efectos químicos y la saturación parcial de la roca, para lo cual divide esta interacción en dos principales efectos:

- ✚ Aumento de la presión de hinchamiento (intercambio catiónico desfavorable) lo cual reduce los esfuerzos efectivos.
- ✚ Alteración química y debilitamiento de las uniones cementadas en la matriz de la roca.

Así mismo Zhang J. (2005) muestra en la figura 3-1, los efectos de la química del lodo.

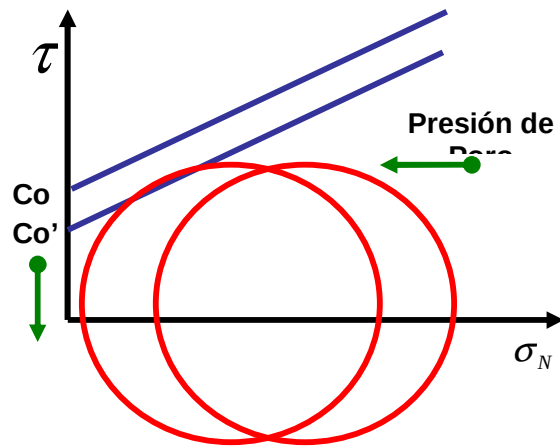


Figura 3-1. Diagrama de falla de Mohr – Coulomb mostrando la influencia del incremento de la presión de poro y el debilitamiento de la formación sobre la inestabilidad del pozo.

Para tener en cuenta este último efecto se deben ajustar los parámetros de resistencia de la formación arcillosa para así modificar la posición e inclinación de la envolvente de falla en el tiempo (AFI y Cohesión) a partir de estas interacciones químicas.

A partir de lo anterior Oort V. (1997) deduce que se logrará una situación más estable si se reduce la presión de poro o el esfuerzo de hidratación (esfuerzo osmótico) o si la alteración química fortalece los parámetros de resistencia de la formación arcillosa.

3.1. DIFUSIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO

La deformación de la roca es solamente causada por los esfuerzos efectivos que actúan sobre ella; la otra componente del esfuerzo total sobre la roca es asumida por el fluido de poro. Como la presión de poro es igual en todas las direcciones,

esta solo afectará los esfuerzos normales. Los esfuerzos de cizalla no estarán afectados. En una gráfica de esfuerzo de cizalla (τ) vs esfuerzos principales el efecto de incrementar la presión de poro mientras los esfuerzos totales permanecen constantes es mover el círculo de Mohr hacia la izquierda y acercar el círculo de Mohr hacia la línea de falla por cizalla (línea del criterio de Mohr-Coulomb) como se muestra en la figura 3-2. El aumento de la presión de poro debido a la invasión de la presión de lodo reduce los esfuerzos efectivos y aumenta la inestabilidad de la roca (este efecto se reduce con taponadores o aumentando la viscosidad).

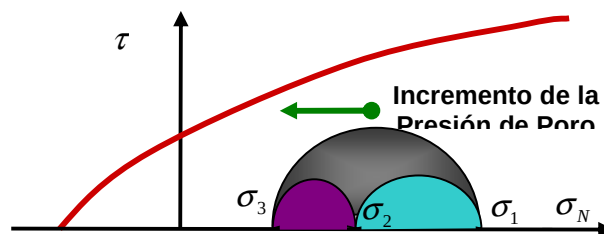


Figura 3-2. Círculo de Mohr y línea de falla por cizalla. Efecto de aumentar la presión de poro en una muestra bajo el mismo estado de esfuerzos totales.

Tomado de Fjaer (2008).

3.2. FLUJO OSMÓTICO – OSMOSIS QUÍMICA

El flujo osmótico es considerado más relevante en formaciones arcillosas que el flujo hidráulico porque este último es a menudo varias veces mas pequeño que la contribución de los potenciales químicos y térmicos según Ghassemi et al., 2001.

La ósmosis es el flujo de agua desde una solución diluida a una más concentrada en presencia de una membrana semipermeable. El desarrollo de la ósmosis

depende de la existencia de una membrana semipermeable la cual sólo permite el paso de agua mientras restringe los solutos como se muestra en la figura 3-3.

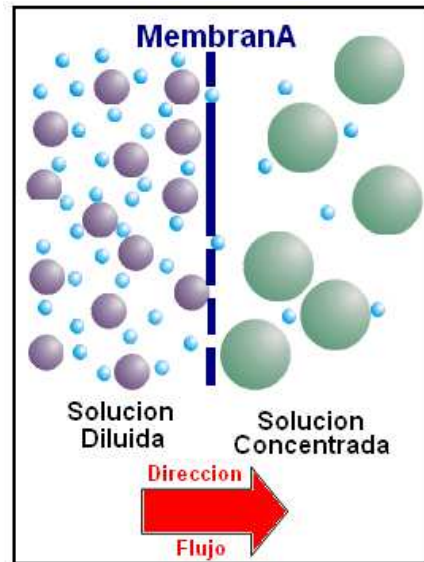


Figura 3-3. Ósmosis química.

Para la determinación del efecto de la ósmosis química en la estabilidad de pozo es necesario definir la temperatura de la formación, la actividad química de la formación y el lodo y la eficiencia de membrana.

✚ **Temperatura de la Formación:** la temperatura de la formación es calculada usando la siguiente ecuación:

$$T_f = T_{ml} + \frac{G_t (TVD_{ss} - W_d)}{100}$$

Donde T_f es la temperatura de la formación en °F; T_{ml} es la temperatura en la línea del lodo en °F, G_t es el gradiente geotérmico en °F/100ft, TVD_{ss} es la

profundidad vertical en relación al nivel del mar y W_d es la profundidad del agua en ft. La temperatura calculada es calibrada usando los resultados MDT de los pozos offset.

✚ **Actividad de la Formación:** Es un indicador del estado de hidratación y capacidad que tiene la roca de adsorber agua. La determinación de la actividad del agua de la formación arcillosa es difícil de obtener en sus condiciones in-situ ya que estos valores dependen de la temperatura, presión y los constituyentes del fluido de poro.

Aún no se ha podido establecer una relación simple entre la actividad del agua y la profundidad. Parece ser, que debido a las variaciones de los esfuerzos tectónicos y geología entre los campos, la actividad del agua en las formaciones arcillosas varía con la localización y con la profundidad. A partir de esta premisa, se utilizó el método empleado por Rojas et al. (2006) para el cálculo de la actividad in-situ a partir de datos geomecánicos y pruebas de laboratorio para calibrar estos resultados. Esta metodología es implementada en el presente trabajo la cual produce un registro detallado de la variación de la actividad de la formación en profundidad.

Para la predicción de la actividad de la formación in-situ es necesario conocer los esfuerzos in-situ, la presión de la formación y la temperatura. Los pasos para obtenerla son:

1. Determinar el esfuerzo vertical.
2. Determinar la presión de poro.
3. Determinar el esfuerzo mínimo horizontal.

4. Determinar el esfuerzo máximo horizontal.
5. Determinar la actividad de la formación por alguno de los siguientes métodos:

 **Método del esfuerzo vertical efectivo:** Sólo se utiliza el esfuerzo vertical efectivo. La ecuación de actividad es de la siguiente forma:

$$A = \text{Exp} \left[\frac{-V_w}{RT} * (S_v - P_o) \right], \text{ donde:}$$

$A \rightarrow$ Actividad de la formación arcillosa

$V_w \rightarrow$ Volumen de agua

$S_v \rightarrow$ Esfuerzo vertical

Este método establece que la fuerza de adsorción de agua es igual a la fuerza de compactación efectiva.

 **Método del esfuerzo promedio efectivo:** Además del esfuerzo vertical requiere los esfuerzos horizontales, los cuales también contribuyen a la deshidratación de la roca durante la compactación, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$A = \text{Exp} \left[\frac{-V_w}{RT} * \frac{(S_v + S_H + S_h - 3P_o)}{3} \right]$$

$S_H \rightarrow$ Esfuerzo horizontal máximo

$S_h \rightarrow$ Esfuerzo horizontal mínimo

✚ **Método del esfuerzo promedio efectivo modificado:** Normalmente la actividad estimada por el método anterior es más alta que la actividad real de la formación, por esta razón se debe utilizar el factor a_c (coeficiente de corrección de actividad) y utilizar el método del esfuerzo efectivo modificado a través de la siguiente ecuación:

$$A = a_c * \exp \left[\frac{-V_w}{RT} * \frac{(S_v + S_H + S_h - 3P_o)}{3} \right]$$

El coeficiente de corrección de actividad está definido como:

$$a_c = \frac{\text{Actividad medida en laboratorio}}{\text{Actividad teórica de la formación}}$$

La figura 3-4 muestra un perfil de actividad de agua de formación obtenido por Rojas J. et al., (2006) donde utiliza en método del esfuerzo promedio efectivo modificado.

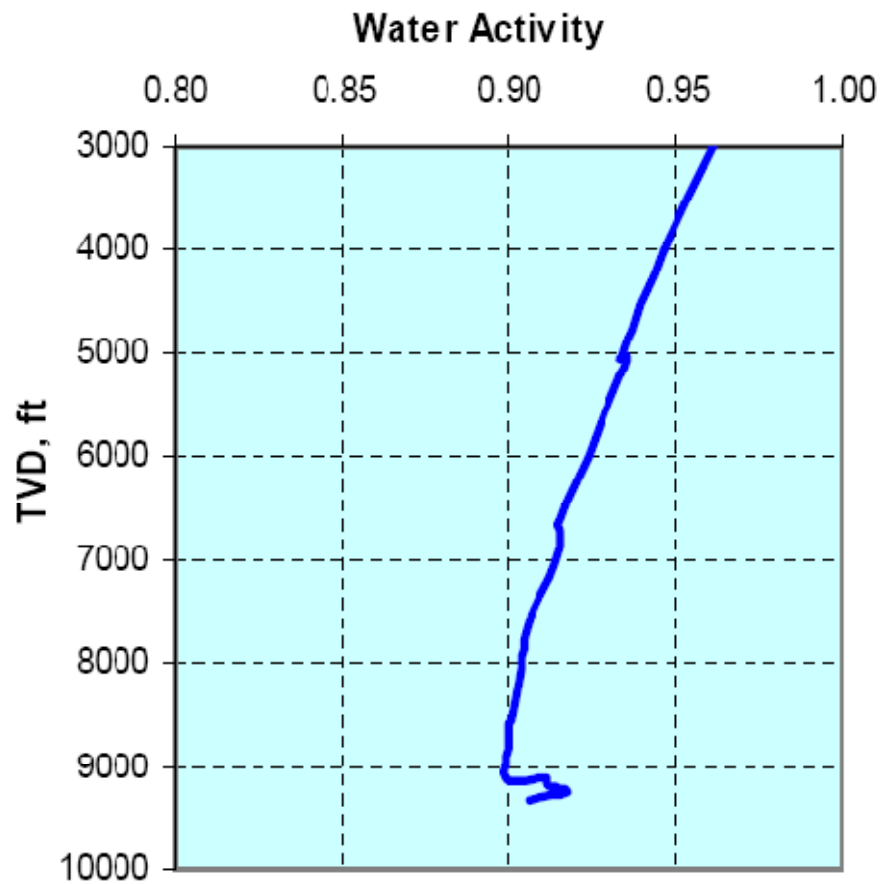


Figura 3-4. Perfil actividad agua de formación. Fuente: Rojas J. et al., (2006)

🚧 **Actividad del lodo:** Hale et al., (1993) propusieron una correlación sencilla para calcular la actividad del agua en la formación o en el lodo de perforación a partir de la concentración salina. Las ecuaciones tienen la siguiente forma:

1. Para el Cloruro de Sodio (NaCl):

$$A_{df} = \left(0.99999 - 0.003443 * \% \frac{w}{w} \right) - \left(0.00009691 * \left(\% \frac{w}{w} \right)^2 \right)$$

2. Para el Cloruro de Potasio (KCl):

$$A_{df} = \left(0.99999 - 0.003443 * \% \frac{w}{w} \right) - \left(0.00009691 * \left(\% \frac{w}{w} \right)^2 \right)$$

3. Para el Cloruro de Calcio (CaCl₂):

$$A_{df} = \left(1 - 0.00065 * \% \frac{w}{w} \right) - \left(0.000438 * \left(\% \frac{w}{w} \right)^2 \right) + \\ \left(0.00000281 * \left(\% \frac{w}{w} \right)^3 \right) - \left(0.0000000265 * \left(\% \frac{w}{w} \right)^4 \right)$$

Las anteriores ecuaciones están representadas en la figura 3-5 y son las mismas que usa internamente el programa P-Bore™ para hacer sus cálculos de actividad.

El uso de estas relaciones debe limitarse solamente al cálculo de la actividad para el lodo una vez se conozca la composición salina de la fase acuosa y no debe aplicarse al cálculo de la actividad del fluido de poro de la formación ya que el agua de formación no está formada por un solo tipo de sal como fue demostrado cuando se analizó la composición del fluido de poro de la muestra preservada de la formación Mugrosa. El anterior planteamiento es corroborado por autores como Santarelli F. et al., 1992; Carminati S. et al., 1999; Mody F. et al., 2002, que demuestran que en el agua de poro se encuentran principalmente los cationes Ca⁺², Mg⁺², Na⁺, K⁺ y aniones Cl⁻ y SO₄⁻².

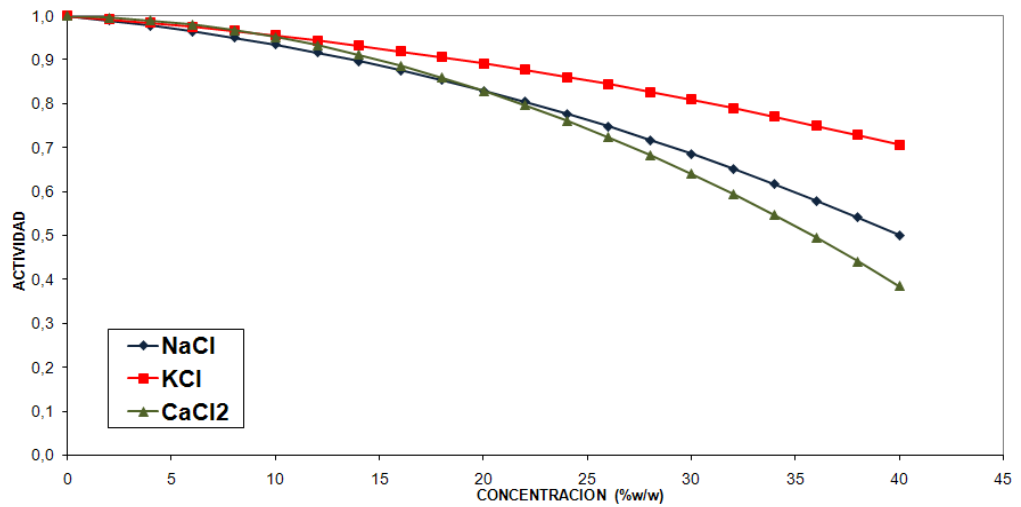


Figura 3-5. Actividad del agua como función de la concentración salina para las sales NaCl, KCl y CaCl₂ a temperatura de 20°C.

La actividad del fluido de perforación es dependiente de la temperatura y la presión como lo demuestran autores como Chenevert M. y Strassner J. (1975) y Yu et al. (2001). En general la actividad del agua en lodos base aceite se incrementa al incrementarse la temperatura. Rojas J. et al., (2006), plantea una relación entre la actividad del lodo de perforación y la temperatura de la siguiente forma:

$$A_{df,temp} = C1 * Exp (C2 * T)$$

En la ecuación $A_{df,temp}$ es la actividad del fluido de perforación corregida por temperatura, T es la temperatura del fluido en °C y C1 y C2 son constantes que dependen de la concentración de sal. Para el CaCl₂ las relaciones tienen la siguiente forma:

$$C1 = -0,0153 * C + 1,1211$$

$$C_2 = 8,45 \times 10^{-5} \exp(0,07114692 * C)$$

En las anteriores ecuaciones C es la concentración de CaCl_2 en la solución en unidades de %w/w.

✚ **Eficiencia de Membrana:** También llamada coeficiente de reflexión o selectividad iónica, describe la habilidad de la formación arcillosa para prevenir el movimiento iónico cuando interactúa con los fluidos de perforación. Si la formación bloquea completamente el flujo iónico, dicha formación es una membrana semipermeable perfecta con eficiencia de membrana igual a 100% o 1. Si la formación deja pasar los iones libremente dicha formación es una membrana no selectiva con $\text{EM}=0\%=0$, como se muestra en la figura 3-6

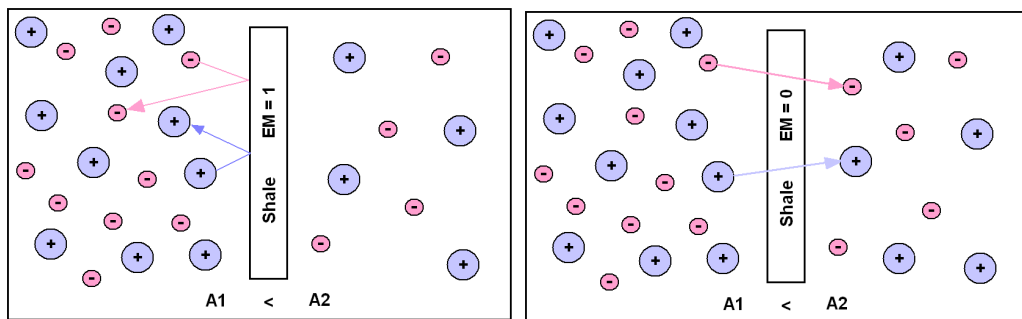


Figura 3-6. Esquema de la eficiencia de membrana.

Las arcillas pueden actuar como membranas osmóticas y así producir presiones hidrostáticas inducidas osmóticamente, esto las hace diferentes de las formaciones arenosas. Una membrana semipermeable ideal (sólo permite el paso de solvente), tiene un coeficiente de reflexión de 1 o 100%. Las membranas no ideales las cuales permiten el paso parcial del soluto tienen un coeficiente de reflexión entre 0 y 1. Los materiales arcillosos tienen un

comportamiento intrínseco de membrana con coeficientes de reflexión menores a 1, dependiendo del fluido que entre en contacto con la superficie arcillosa. Las arenas altamente permeables, poseen coeficientes de reflexión de cero.

3.2.1. Presiones Osmóticas Efectivas

Para que la presión osmótica real sea igual a la presión osmótica teórica la formación arcillosa debe actuar como una membrana perfecta que restrinja el movimiento iónico. Como esto no sucede, se debe incorporar un término llamado Eficiencia de Membrana (ϕ) para corregir la no idealidad de la membrana y generar la presión osmótica efectiva:

$$\Pi_{\text{eff}} = \phi \cdot \frac{RT}{V} \cdot \ln \left[\frac{A_{sh}}{A_{df}} \right]$$

Donde Π_{eff} es la presión osmótica efectiva, R es la constante de los gases, T la temperatura absoluta, V el volumen molar parcial del agua, A_{df} es la actividad del agua en el lodo y A_{SH} es la actividad del agua en la formación arcillosa. Si la eficiencia de membrana es baja, los iones tenderán a moverse de la zona de alta concentración a baja concentración. Este movimiento tiende a traer el sistema al equilibrio y eventualmente puede eliminar las fuerzas osmóticas. Esto quiere decir que el efecto de la salinidad en el fluido de perforación debe analizarse teniendo en cuenta el efecto de la eficiencia de membrana, ya que el movimiento iónico puede equilibrar las actividades del agua en la formación y el fluido de perforación y así detener el movimiento de agua, de tal forma que no se genere el efecto deseado al incorporar cierta cantidad de sal en el lodo.

El flujo de iones tiende a reducir la diferencia de potencial químico del agua y así destruir el mecanismo osmótico que es el responsable del transporte de agua fuera de la formación arcillosa. Así que en teoría podemos generar un gradiente de potencial químico alto entre el fluido de poro y el lodo bajando la actividad del lodo, pero si la eficiencia de membrana es baja este gradiente osmótico será mucho menor que el supuesto idealmente.

3.3. FLUJO DIFUSIVO

Es el flujo de solutos de altas concentraciones a bajas concentraciones basado en la ley de Fick. Este flujo es efectivo en una formación arcillosa de alta permeabilidad en la medida de que los solutos de gran tamaño son capaces de fluir a través de la estructura de la formación. En una formación arcillosa fracturada o permeable la difusión causa que los solutos fluyan desde el fluido de perforación a la formación o viceversa dependiendo de sus concentraciones, este flujo puede causar problemas de estabilidad. Por ejemplo los iones de calcio de un fluido de perforación con salmuera de CaCl_2 invaden la formación arcillosa cambiando la estructura de la arcilla a causa de las reacciones de intercambio catiónico.

Si el fluido de poro de la roca es cambiado (durante la perforación o producción) el equilibrio químico que existía se puede alterar. Esto afecta enormemente las propiedades de la roca, con una reducción en la resistencia entre el 30 al 100% debido al deterioro de la cementación de la roca según Broch (1974).

Los iones invasores que pasan a través de la membrana semipermeable causan reacciones de intercambio iónico en la estructura de los minerales arcillosos que componen la formación arcillosa afectando la resistencia de la roca debido a que

están cambiando las características mecánicas del material. Según el criterio de falla de Mohr-Coulomb, el esfuerzo de cizalla sobre la roca esta definido como:

$$|\tau| = S_0 + \mu\sigma_N$$

Donde S_0 es la cohesión, la cual es una medida de la cementación o adherencia entre las partículas de la formación; mientras que μ es el coeficiente de fricción interna, el cual depende de factores como el tamaño, forma y distribución de los granos.

4. DISEÑO EXPERIMENTAL PARA DETERMINAR UCS A PARTIR DE PARAMETROS DE INDENTACIÓN

El objetivo de este capítulo es presentar el diseño experimental realizado para caracterizar la Resistencia Compresiva Uniaxial (UCS) por medio de correlaciones obtenidas durante el desarrollo de este trabajo. Se relacionaron valores de UCS medidos directamente sobre cilindros de formaciones arcillosas (núcleos) mediante el uso de la prueba de Compresión Uniaxial (no confinada), con los valores obtenidos de los parámetros de la prueba de Indentación (Módulo de Indentación y Fuerza Crítica de Transición). También fue necesario para el desarrollo experimental el diseño de un equipo de rolado para llevar a cabo el proceso de interacción roca – fluido a temperatura de formación.

Los cortes de perforación representan una valiosa fuente de información la cual puede suplementar las técnicas de registros. Estos cortes de perforación están disponibles sin ningún costo adicional, y si son utilizados en el sitio de la perforación, la información analizada estará disponible casi en tiempo real. La principal limitación al utilizar las técnicas con cortes de perforación está relacionada con la calidad y representatividad de los cortes de perforación. Esto principalmente por los efectos que tienen en sus propiedades la liberación de esfuerzos, el efecto de la broca de perforación y los efectos del fluido de perforación principalmente.

4.1. METODOLOGÍA PLANTEADA EN EL DISEÑO EXPERIMENTAL.

Con el fin de obtener las correlaciones propuestas en la investigación, en este proyecto se creó una metodología novedosa que permite la evaluación de las variables involucradas en el diseño experimental y la generación de nuevas

correlaciones que ayuden a comprender los efectos del tipo y concentración de sal y tiempo de exposición en la resistencia de la roca.

El desarrollo de las correlaciones propuestas entre los parámetros de indentación y las mediciones directas de UCS sobre núcleos de perforación, se logró a través de datos confiables de las variables a relacionar, que en este caso son el UCS y los parámetros de indentación (MI y FCT). Para obtener estos valores confiables se planteó un diseño experimental que permite encontrar los valores de estas propiedades en las rocas seleccionadas en el estudio.

La Microindentación es una técnica que permite obtener valores de Módulo de Indentación (MI) y Fuerza Crítica de Transición (FCT). Esta técnica ha sido utilizada en trabajos anteriores por Mateus J. et al. (2005), Torres M. (2008) y García R. (2008), para correlacionar estos valores con la UCS.

El diseño experimental planteado en el presente trabajo corresponde a un diseño cuasi-experimental, pues no se tiene control de todas las variables independientes, sólo se tiene control del tipo de muestras a estudiar en cuanto a su composición mineralógica y uniformidad basados en un estudio de sus propiedades composicionales, permeabilidad, porosidad y Vshale.

4.2. REQUERIMIENTOS DISEÑO EXPERIMENTAL

El diseño experimental consiste en una serie de pruebas en las cuales existen cambios deliberados en las variables de entrada de tal forma que sea posible identificar las causas de los cambios que se producen en las variables de salida. El diseño experimental estudia procesos en los que ingresan variables de entrada

e interaccionan para producir variables de salida. Un adecuado diseño experimental genera las combinaciones óptimas de las variables de entrada para medir el efecto sobre la variable de salida. En la figura 4-1. Se observa el esquema de diseño experimental.

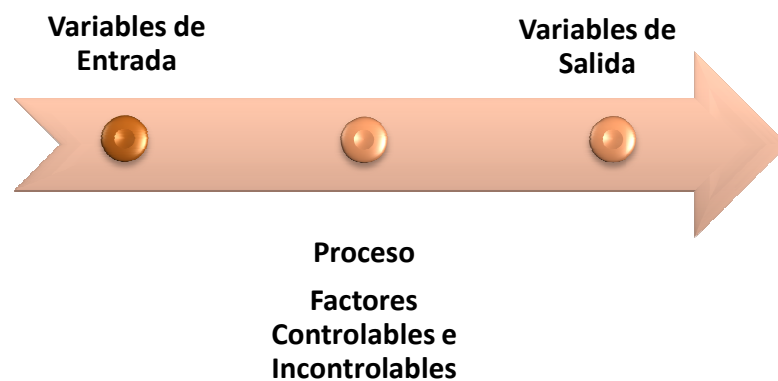


Figura 4-1. Esquema del diseño experimental.

Para el diseño experimental planteado es necesario definir las variables, seleccionar las muestras o población objetivo, seleccionar el tamaño de las muestras y estimar los parámetros de UCS, módulo de indentación y fuerza crítica de transición (figura 4-2).

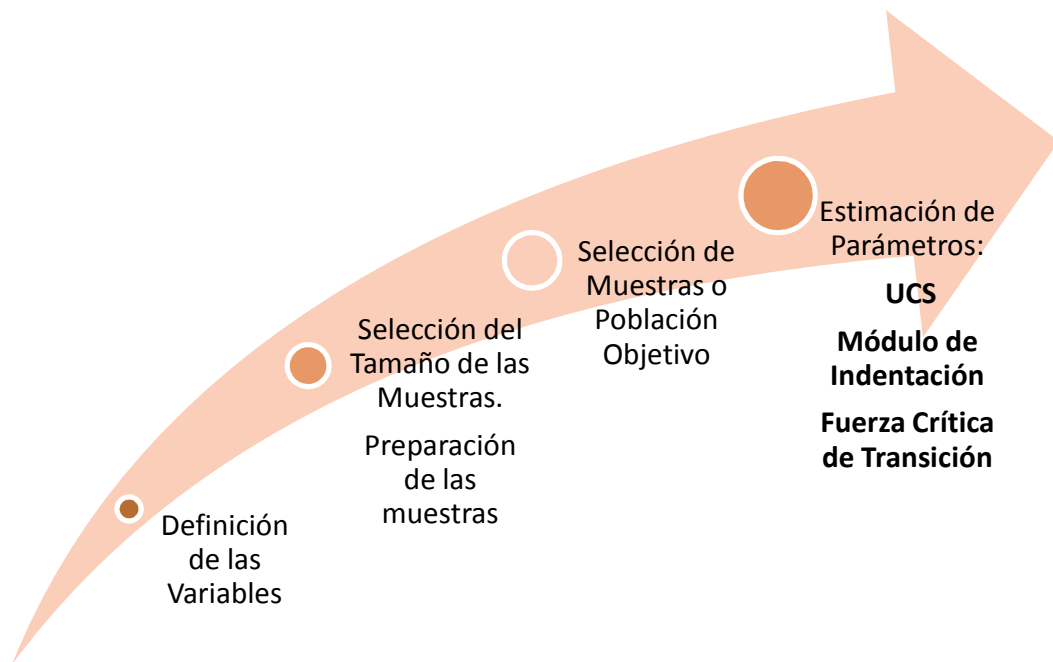


Figura 4-2. Proceso - Diseño experimental

4.2.1. Definición de Variables

Las variables más importantes identificadas en el trabajo, corresponden a las involucradas en las pruebas de compresión confinada (UCS) y la prueba de indentación.

✚ **UCS:** Resistencia Compresiva Uniaxial. Es la carga por unidad de área a la cual una muestra de roca falla. Es una variable dependiente

✚ **MI:** Módulo de Indentación. Es una variable dependiente.

✚ **CTF:** Fuerza Crítica de Transición. Es una variable dependiente.

- ✚ **Composicion del shale:** La descripción mineralógica a través de la prueba de laboratorio DRX es posible cuantificarla. Es una variable independiente.

- ✚ **Profundidad de penetracion del indentador:** A partir de recomendaciones del Laboratorio de Mecánica de rocas del ICP el valor para la profundidad de penetración es 0,3 mm. Es una variable fija.

- ✚ **Tiempo de las pruebas:** en el caso de la prueba de compresión uniaxial (no confinada) corresponde al tiempo requerido para que el cilindro de formación arcillosa falle. En la prueba de indentación, corresponde al tiempo requerido por el indentador para penetrar en los discos de formación, la distancia fijada antes de correr la prueba. Es una variable dependiente.

- ✚ **Fuerza aplicada en cada prueba:** En la prueba de UCS la carga que se aplica progresivamente sobre el núcleo hasta que falle. En la prueba de indentación, es la carga que se aplica sobre el indentador. Variable independiente.

- ✚ **Tamaño de la Muestra:** corresponde a las dimensiones del núcleo sobre el cual se aplica la carga en la Prueba UCS y el tamaño de los discos de roca en la prueba de indentacion. Es una variable independiente.

- ✚ **Velocidad de incremento de la fuerza aplicada:** Determina cuanto debe ir aumentando la carga aplicada tanto en la prueba de UCS como en la prueba de indentación a medida que transcurre el tiempo. Es una variable independiente.

✚ **Tipos de Sal:** Para la interacción se utilizaron 2 tipos de sales; NaCl y KCl, las cuales son las más usadas en la industria por su costo principalmente. Es una variable independiente.

✚ **Concentraciones Salinas:** La concentración se analiza en términos de actividad. Dichos valores son los más altos y más bajos que se pueden usar para las sales NaCl y KCl. Es una variable independiente.

✚ **Tiempos de exposición:** Se analizaron 2 tiempos; los cuales corresponden a tiempos reales de contacto bajo y alto que tiene la roca con el lodo durante la perforación. Es una variable independiente.

Utilizar valores extremos tanto de concentración salina como de tiempo de exposición se ha hecho con el fin de medir la máxima variabilidad de la respuesta mecánica de roca (UCS, MI, FCT). Ver tabla 4-1.

Tabla 4-1. Variables independientes en la interacción química.

<i>Tipo de Sal</i>		<i>Concentración Salina</i>		<i>Tiempo Exposición</i>	
<i>NaCl</i>	<i>KCl</i>	Baja (Actividad = 0,93)	Alta (Actividad = 0,85)	1 Día	10 Días

4.2.2. Tamaño de las Muestras

Antes de la realización de las pruebas es necesario saber el tamaño de los núcleos en las pruebas de compresión uniaxial no confinada y el tamaño de los fragmentos y probetas utilizadas en las pruebas de indentación. Lo anterior para saber que tamaño mínimo deben tener las muestras extraídas ya sea de afloramiento o de los corazones.

Las figuras 4-3 y 4-4, muestran los núcleos evaluados en esta investigación, los cuales tienen relación diámetro - longitud 1" X 2", cumpliendo con los requerimientos de la prueba de compresión uniaxial de utilizar núcleos con una relación de 2; es decir, que la longitud final del núcleo sea 2 veces su diámetro.

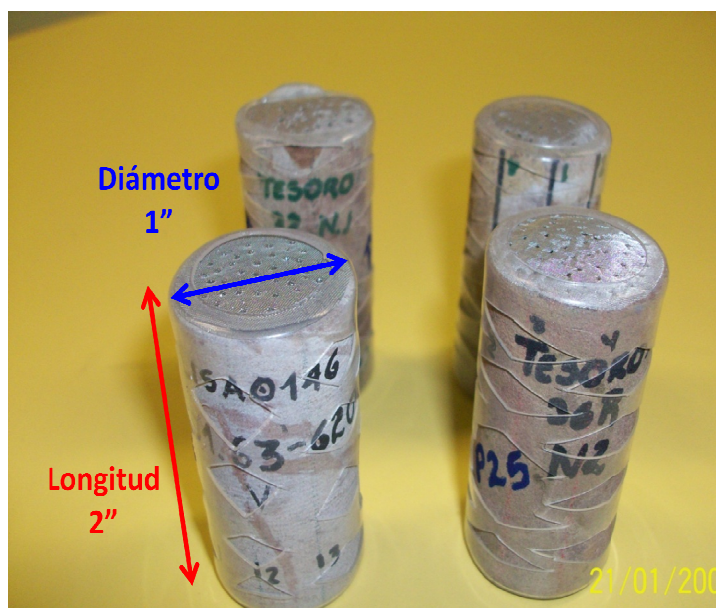


Figura 4-3. Núcleos Pozos Lisama, Tesoro y Nutria Formación Mugrosa B.



Figura 4-4. Tamaño de un núcleo en comparación con un lapicero.

Para el tamaño de los fragmentos de formación arcillosa y la elaboración de las probetas o discos se tomaron pedazos alrededor de los núcleos extraídos (figura 4-5). Las probetas se elaboraron en moldes de acero inoxidable que permiten construir probetas de 1,5 cm de espesor por 4 cm de diámetro, de tal forma que proporcionen soporte y estabilidad a los cortes.

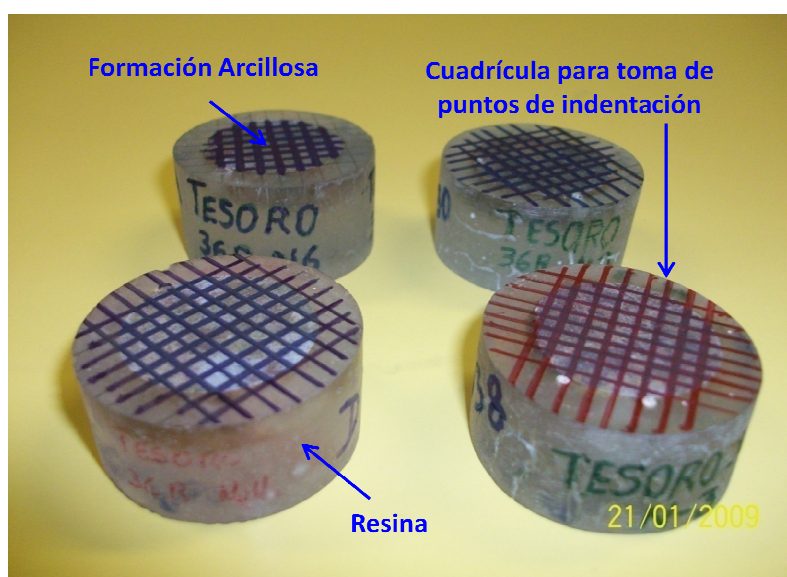


Figura 4-5. Núcleos Pozos Lisama, Tesoro y Nutria Formación Mugrosa B.

4.2.3. Selección de Muestras

Para el desarrollo de esta investigación se tomaron 44 muestras (núcleos para UCS – probetas o discos para indentación), de las cuales 36 son provenientes de la formación Mugrosa de corazones de los pozos Tesoro 36R, Tesoro 32, Lisama 146, Lisama 125, Nutria 13 y las 8 restantes provenientes de la formación Esmeralda (tomadas de afloramiento por la vía que conduce de Bucaramanga a Barrancabermeja).

La extracción en afloramiento se realizó junto con el Geólogo Carlos Ruiz (figura 4-6), experto en Geología de Campo, quien además de brindar acompañamiento en campo durante el muestreo, realizó una serie de sugerencias acerca de las formaciones arcillosas que afloran en superficie en el Valle Medio del Magdalena.



Figura 4-6. Formación Esmeralda (Afloramiento) Vía Bucaramanga – Barranca.

Con el fin de llevar a cabo el requerimiento experimental de la investigación y obtener información relevante de la manera más adecuada para generar las correlaciones propuestas y los respectivos análisis y conclusiones; en este trabajo, las 44 muestras tomadas fueron agrupadas buscando tener una distribución uniforme de las muestras y puntos de comparación como se observa en la figura 4-7. Este diseño experimental está organizado de tal manera que cada grupo de muestras involucre los diferentes pozos utilizados para la evaluación y las diferentes unidades de la formación Mugrosa que son B1 y B2.

Con relación a las muestras de la formación Esmeralda (afloramiento), estas fueron utilizadas únicamente en la correlación base. La razón, es porque son muy pocas muestras las cuales no iban a ser representativas si se incorporaban en otros grupos. La importancia de incorporar las muestras de la formación Esmeralda (muestras que no van a estar inmersas en fluido), radica en que se puede ver el comportamiento de resistencias de una misma formación con relación a las resistencias de la formación Mugrosa.

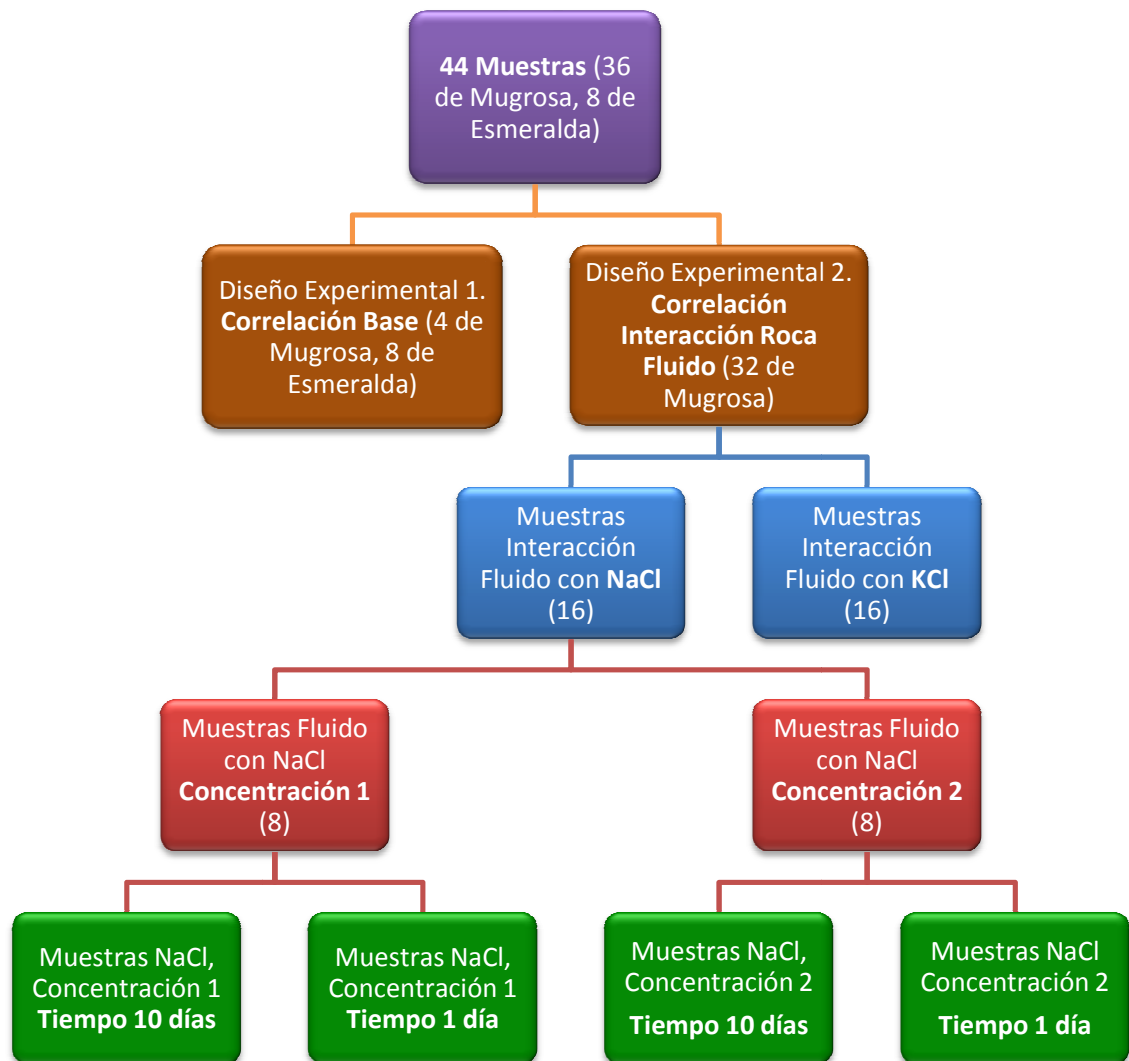


Figura 4-7. Distribución de Muestras (núcleos para UCS – discos para indentación) que hacen parte del diseño experimental. El brazo “*Muestras Interacción Fluido con KCl*” tiene el mismo desglose que el observado para el NaCl.

En la figura 4-7, se observa que el total de las muestras (cuadro color morado) fueron divididas principalmente en 2 grandes grupos (cuadros color naranja oscuro):

- ✚ **Primer Grupo.** Las propiedades mecánicas (UCS, MI y FCT) se midieron directamente; es decir, las muestras no interactuaban con ningún fluido.
- ✚ **Segundo Grupo.** Las mediciones se realizaron después de que las muestras salían de interacción química con el fluido de interacción (salmuera).

A continuación se detalla cada uno de los grupos.

4.2.3.1. Primer Grupo. Correlación Base (Diseño Experimental 1)

Primer Grupo:

Diseño Experimental 1.
Correlación Base (4 de
Mugrosa, 8 de
Esmeralda)

Como se tienen las mismas cantidades de núcleos como de probetas o discos para indentación, al grupo de núcleos se le llamó “Grupo 1P” y al grupo de discos se le llamó “Grupo 1D”. Se utilizó para la nomenclatura de los grupos de las probetas la palabra disco con el fin de diferenciarlo de los núcleos.

Para la correlación base se utilizaron 12 muestras: núcleos para UCS (tabla 4-2) y discos para pruebas de indentación (tabla 4-3). Del primer grupo 8 de la formación Esmeralda y 4 de la formación Mugrosa.

Tabla 4-2. Núcleos para UCS de la formación Mugrosa y Esmeralda

<i>Muestras UCS NÚCLEOS</i>		
Grupo 1P	Núcleos de Esmeralda No Inmerso en Fluidos	P1, P2, P3, P4, P5, P6, P7, P8
	Núcleos de Mugrosa No Inmerso en Fluidos	P9, P10, P11, P12

Tabla 4-3. Discos o probetas para indentación de la formación Mugrosa y Esmeralda

<i>Muestras UCS DISCOS</i>		
Grupo 1D	Núcleos de Esmeralda No Inmerso en Fluidos	D1, D2, D3, D4, D5, D6, D7, D8
	Núcleos de Mugrosa No Inmerso en Fluidos	D9, D10, D11, D12

A continuación (figuras 4-8 al 4-10) se muestran las fotografías tanto de núcleos como de discos que se tomaron de las formaciones Mugrosa y Esmeralda.

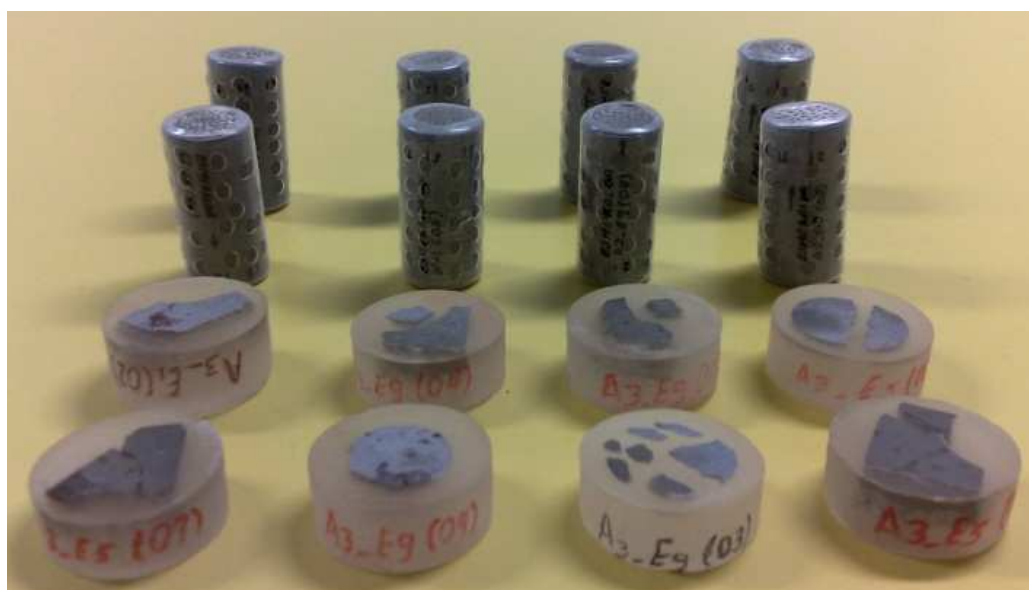


Figura 4-8. Núcleos y Discos de la Formación Esmeralda, sin interacción con fluidos



Figura 4-9. Núcleos de la Formación Esmeralda, sin interacción con fluidos



Figura 4-10. Núcleos del Pozo Nutria 13, formación Mugrosa B, sin interacción de fluido.

4.2.3.2. Segundo Grupo. Correlaciones Int. Roca Fluido (D Experimental 2)

Segundo Grupo:

Diseño Experimental 2.
Correlación
Interacción Roca
Fluido (32 de
Mugrosa)

Para la correlación de interacción roca fluido, se utilizaron 32 muestras de la formación Mugrosa, tal como se observa en las tablas 4-4 y 4-5 donde se relacionan los núcleos y los discos.

Tabla 4-4. Núcleos para UCS

Muestras UCS NÚCLEOS (P13 - P22 son B2) (P23 - P44 son B1)		
Grupo 1P1	Grupo de Núcleos en NaCl 0,85 durante 1 día	P13 , P22 , P41 , P24
Grupo 1P2	Grupo de Núcleos en NaCl 0,85 durante 10 días	P14 , P18 , P25 , P36
Grupo 2P1	Grupo de Núcleos en KCl 0,85 durante 1 día	P15 , P42 , P26 , P32
Grupo 2P2	Grupo de Núcleos en KCl 0,85 durante 10 días	P19 , P27 , P33 , P37
Grupo 3P1	Grupo de Núcleos en NaCl 0,93 durante 1 día	P16 , P43 , P28 , P23
Grupo 3P2	Grupo de Núcleos en NaCl 0,93 durante 10 días	P20 , P29 , P34 , P38
Grupo 4P1	Grupo de Núcleos en KCl 0,93 durante 1 día	P17 , P44 , P30 , P40
Grupo 4P2	Grupo de Núcleos en KCl 0,93 durante 10 días	P21 , P31 , P35 , P39

Tabla 4-5. Discos o probetas para indentación

Muestras Indentacion Discos (D13 - D22 son Mugrosa B2) (D23 - D44 son Mugrosa B1)		
Grupo 1D1	Grupo de Discos en NaCl 0,85 durante 1 día	D13 , D22 , D41 , D24
Grupo 1D2	Grupo de Discos en NaCl 0,85 durante 10 días	D14 , D18 , D25 , D36
Grupo 2D1	Grupo de Discos en KCl 0,85 durante 1 día	D15 , D42 , D26 , D32
Grupo 2D2	Grupo de Discos en KCl 0,85 durante 10 días	D19 , D27 , D33 , D37
Grupo 3D1	Grupo de Discos en NaCl 0,93 durante 1 día	D16 , D43 , D28 , D23
Grupo 3D2	Grupo de Discos en NaCl 0,93 durante 10 días	D20 , D29 , D34 , D38
Grupo 4D1	Grupo de Discos en KCl 0,93 durante 1 día	D17 , D44 , D30 , D40
Grupo 4D2	Grupo de Discos en KCl 0,93 durante 10 días	D21 , D31 , D35 , D39

Con el ánimo de dar mayor claridad en lo referente a la distribución de las muestras en el diseño experimental, en la figura 4-11 se muestra un ejemplo en términos de los núcleos que se tomaron, el cual ilustra la distribución de algunos grupos.

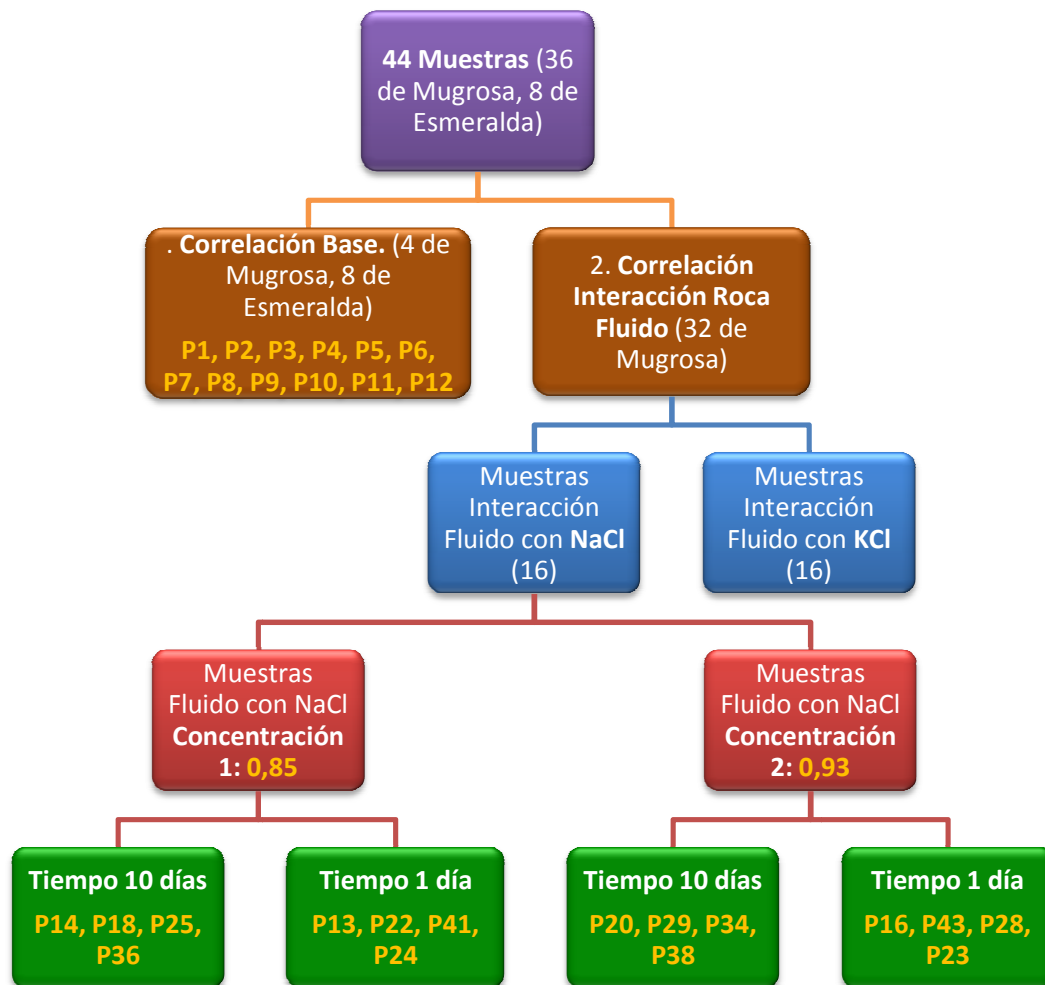


Figura 4-11. Ejemplo de distribución núcleos para la correlación base y el brazo NaCl.

Como se puede observar en la figura 4-11, los núcleos que se encuentran en la línea verde estuvieron inmersos en fluidos con NaCl a una concentración (actividad) de 0.85 y tiempos de 1 día y 10 días. Para esto fue necesario contar con un equipo de rolado el cual fue construido durante el desarrollo de este trabajo para llevar a cabo la prueba. A continuación se muestra el procedimiento.

Procedimiento de exposición de las muestras a los fluidos de interacción:

Las muestras núcleos/discos estuvieron en contacto directo con el fluido, sometidos a temperatura de 60°C y a rolado girando entre 17 y 35 r.p.m. En las celdas de envejecimiento (figura 4-12) del horno de rolado (figura 4-13), se ubicaron las muestras por grupos. En cada celda junto con 200 cc de fluido de interacción se ubicaron los núcleos y los discos de indentación.



Figura 4-12. Celda de envejecimiento diseñada durante el desarrollo de este trabajo para los núcleos y para los discos.



Figura 4-13. Equipo de rolado diseñado durante el proyecto. Compuesto por 4 cilindros en donde están inmersas las probetas con control de Temperatura.

El método de exposición - interacción propuesto, garantiza el contacto directo del fluido con los cortes de perforación y los núcleos a la temperatura de fondo de pozo, permitiendo que se reproduzcan las condiciones reales que se dan durante la perforación.

El equipo portátil diseñado además de permitir llevar a cabo la prueba de rolado en campo, también fue creado con el fin de poder realizar pruebas de adsorción isotérmica. Pruebas que son de alto impacto cuando se perforan formaciones arcillosas. Luego de que finalizó el proceso de exposición, las muestras se limpiaron e inmediatamente se ejecutaron las pruebas de indentación y uniaxiales. En las figuras 4-14 y 4-15 se observa el diseño experimental seguido día por día tanto para los núcleos como para los discos. Este diseño fue extremadamente importante porque permitía tener control de la hora en la que entraban o salían las muestras del equipo de rolado para el Laboratorio de Mecánica de rocas donde se hacían las pruebas tanto de indentación como de UCS.

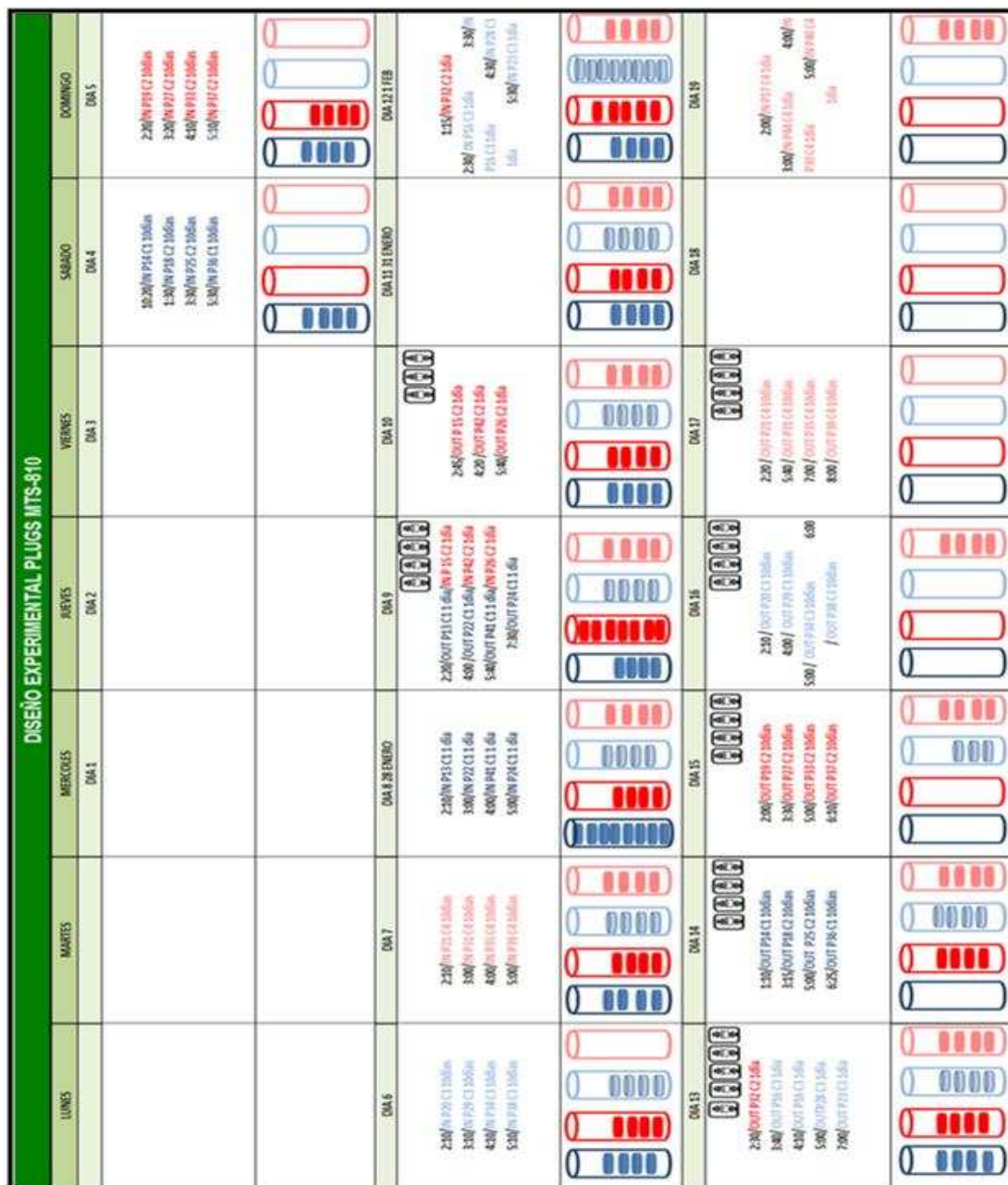


Figura 4-14. Diseño experimental para los núcleos inmersos en fluidos con diferentes concentraciones y diferentes tiempos de exposición. Los cilindros azules son NaCl y los rojos KCl. Los cilindros azul y rojo claros son fluidos de baja concentración y los cilindros azules y rojos oscuros son fluidos de alta concentración.

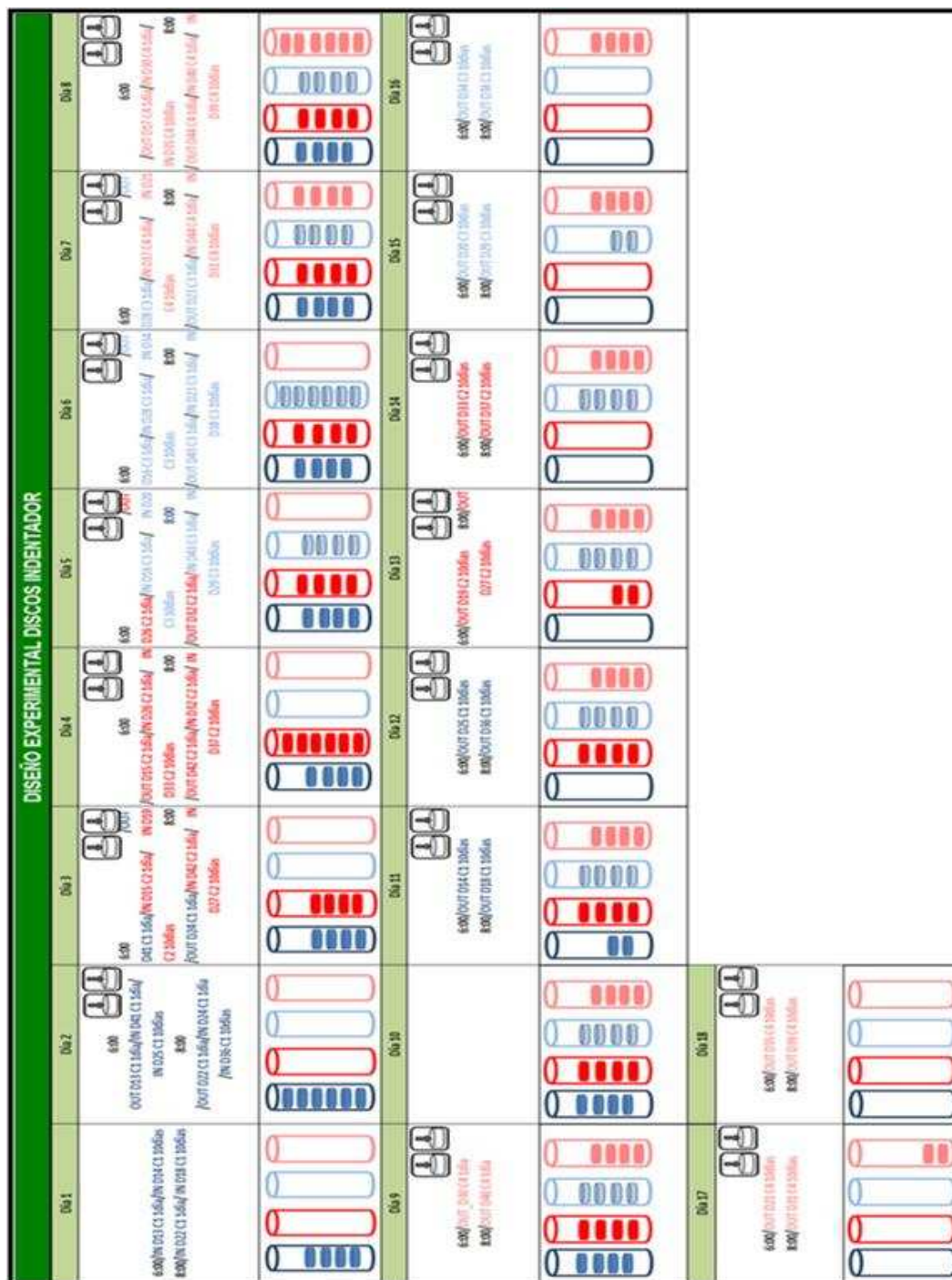


Figura 4-15. Diseño experimental para los discos inmersos en fluidos con diferentes concentraciones y diferentes tiempos de exposición.

En las figuras 4-16 a 4-23, se muestran las fotografías tanto de núcleos como de los discos que se tomaron de la formación Mugrosa para cada uno de los grupos que estuvieron inmersos en diferentes fluidos, diferentes concentraciones de sal y diferentes tiempos de exposición.



Figura 4-16. Núcleos y discos de Pozos Nutria, Lisama y Tesoro Mugrosa B. Con interacción de fluido. Grupo 1P1 (P13, P22, P41, P24) y Grupo 1D1 (D13, D22, D41, D24)



Figura 4-17. Grupo 1P2 (P14, P18, P25, P36) y Grupo 1D2 (D14, D18, D25, D36)



Figura 4-18. Grupo 2P1 (P15, P42, P26, P32) y Grupo 2D1 (D15, D42, D26, D32)



Figura 4-19. Grupo 2P2 (P19, P27, P33, P37) y Grupo 2D2 (D19, D27, D33, D37)



Figura 4-20. Grupo 3P1 (P16, P43, P28, P23) y Grupo 3D1 (D16, D43, D28, D23)



Figura 4-21. Grupo 3P2 (P20, P29, P34, P38) y Grupo 3D2 (D20, D29, D34, D38)



Figura 4-22. Grupo 4P1 (P17, P44, P30, P40) y Grupo 4D1 (D17, D44, D30, D40)



Figura 4-23. Grupo 4P2 (P21, P31, P35, P39) y Grupo 4D2 (D21, D31, D35, D39)

4.2.4. Estimación de Parámetros

Es posible estimar una relación entre los valores de UCS y los parámetros de indentación para determinada formación una vez se obtengan valores confiables de dichas variables. La confiabilidad de las variables medidas está en función del número de repeticiones. Las réplicas o repeticiones sólo se aplican a las pruebas de indentación ya que esta es una prueba indirecta de las propiedades mecánicas de la roca, por lo tanto es necesario saber cuantas repeticiones se deben hacer de esta prueba en la estimación del Módulo de Indentación y la Fuerza Crítica de Transición para obtener los promedios de las propiedades más confiables y exactos por cada núcleo ensayado.

Para la prueba de compresión uniaxial no drenada no es necesario hacer réplicas, la prueba se hace sobre cada núcleo 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 (Christopher M., 2007).

4.2.4.1. Valores de UCS

Con el fin de generar las correlaciones propuestas en esta tesis se llevaron a cabo pruebas de compresión Uniaxial (UCS) para determinar la resistencia compresiva de las formaciones arcillosas.

La prueba de compresión uniaxial que arroja el valor de UCS es una prueba confiable y las variaciones en las medidas entre un núcleo y otro núcleo de la misma formación están influenciadas drásticamente por variaciones en la

mineralogía, la manipulación de la muestra o las microfracturas presentes. Por esta razón, para un corazón de roca se recomienda entre 3 a 5 pruebas UCS por unidad caracterizada según lo expuesto por Christopher M., 2007.

Para el UCS determinado a partir de pruebas en la celda de compresión uniaxial no es necesario hacer réplicas. La prueba se hace para cada núcleo y este valor se toma como el UCS real. En las tablas 4-6 y 4-7 y figura 4-24 se relacionan todos los resultados de UCS.

“Obert Leonard et al., 1967, dicen que la resistencia de las formaciones arcillosas se encuentra en un rango aproximado de 10900 psi – 33500 psi”.

Tabla 4-6. Resultados de las pruebas de compresión uniaxial sobre núcleos, formación Mugrosa y formación Esmeralda de la correlación base (Algunos núcleos sufrieron daño mecánico durante el rolado, por tal razón no se tienen datos).

RESULTADOS NÚCLEOS CORRELACIÓN BASE			
Nombre Muestra	# NÚCLEO	Fuerza Maxima (kN)	UCS (psi)
A3-E9-03 (ESMERALDA)	P1	10,549	3026,666
A3-E9-04 (ESMERALDA)	P2	9,293	2866,106
E4-05 (ESMERALDA)	P3	11,733	3187,974
A3-E5-06 (ESMERALDA)	P4	11,054	3040,646
A3-E5-07 (ESMERALDA)	P5	9,330	2584,556
A3-E10-8 (ESMERALDA)	P6	13,620	3761,201
A3-E5-09 (ESMERALDA)	P7	9,001	2532,485
A3-E9-10 (ESMERALDA)	P8	8,065	2294,217
Nutria 13 # 2	P9	32,739	9167,873
Nutria 13 # 6	P10	29,396	7717,332
Nutria 13 # 9	P11	24,589	6923,300
Nutria 13 # 13	P12	28,931	7596,310

Tabla 4-7. Resultados de las pruebas de compresion uniaxial sobre núcleos, formación Mugrosa de las correlaciones de interacción fluido – roca (Algunos núcleos sufrieron daño mecánico durante el rolado, por tal razón no se tienen datos).

RESULTADOS NÚCLEOS CORRELACIÓN INTERACCIÓN FLUIDO - ROCA			
Nombre Muestra	# Núcleo	Fuerza Maxima (kN)	UCS (psi)
<i>Lisama 125 9012,33</i>	P13	7,190	1879,315
<i>Lisama 146 6201,63</i>	P14	6,707	1866,431
<i>Lisama 146 6201,63 A</i>	P15	2,313	664,638
<i>Lisama 146 6143,13</i>	P16	-	-
<i>Lisama 146 6199.58 V</i>	P17	6,358	1659,459
<i>Nutria 13 # 7</i>	P18	6,288	1767,608
<i>Nutria 13 # 8</i>	P19	8,741	2463,047
<i>Nutria 13 # 10</i>	P20	6,328	1783,211
<i>Nutria 13 # 11</i>	P21	9,578	2701,020
<i>Nutria 13 # 12</i>	P22	12,998	3394,937
<i>Lisama 125 7547.67</i>	P23	12,004	3133,067
<i>Tesoro 36R # 1</i>	P24	2,788	784,911
<i>Tesoro 36R # 2</i>	P25	5,133	1445,342
<i>Tesoro 36R # 3</i>	P26	-	-
<i>Tesoro 36R # 4</i>	P27	6,405	1794,867
<i>Tesoro 36R # 5</i>	P28	4,984	1403,465
<i>Tesoro 36R # 6</i>	P29	1,609	453,035
<i>Tesoro 36R # 7</i>	P30	7,782	2184,308
<i>Tesoro 36R # 8</i>	P31	11,520	3243,469
<i>Tesoro 36R # 9</i>	P32	6,002	1682,171
<i>Tesoro 36R # 10</i>	P33	6,633	1857,438
<i>Tesoro 36R # 11</i>	P34	-	-
<i>Tesoro 36R # 12</i>	P35	15,922	4451,710
<i>Tesoro 32 # 1</i>	P36	2,344	660,494
<i>Tesoro 32 # 2</i>	P37	7,280	2053,024
<i>Tesoro 32 # 3</i>	P38	7,532	2109,044
<i>Tesoro 32 # 4</i>	P39	13,339	3755,751
<i>Tesoro 32 # 5</i>	P40	14,816	4152,230
<i>Nutria 13 # 1</i>	P41	12,376	3470,967
<i>Nutria 13 # 3</i>	P42	14,002	3939,481
<i>Nutria 13 # 4</i>	P43	9,665	2723,648
<i>Nutria 13 # 5</i>	P44	11,996	3369,843

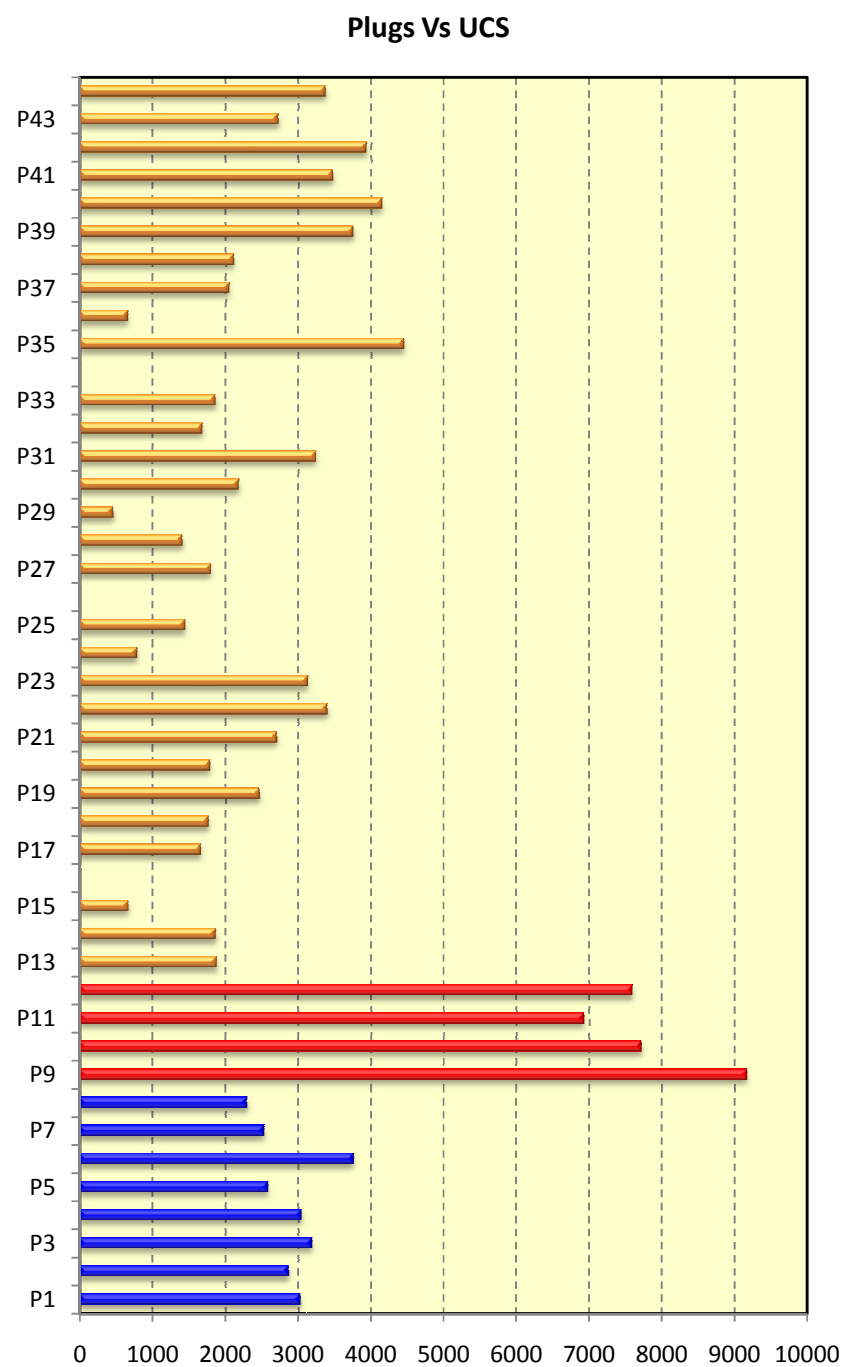


Figura 4-24. Número de Núcleo Vs UCS. Las barras azules son Esmeralda. Barras rojas son Mugrosa sin interacción y barras naranja son Mugrosa con interacción

En las tablas 4-8 y 4-9 se muestran los resultados de UCS sobre los grupos de núcleos.

Tabla 4-8. Resultados UCS sobre grupos de Núcleos de la formación Esmeralda

RESUMEN RESULTADOS UCS SOBRE LOS GRUPOS DE NÚCLEOS		
MUESTRA	MUESTRAS	UCS (PSI)
Grupo Esmeralda Afloramiento	P1,P2,P3,P4,P5,P6,P7,P8	2918

Tabla 4-9. Resultados UCS sobre grupos de núcleos de la formación Mugrosa

RESUMEN RESULTADOS UCS SOBRE LOS GRUPOS DE NÚCLEOS		
MUESTRA	MUESTRAS	UCS (PSI)
Grupo 1P (Mugrosa No Expuesta)	P9, P10, P11, P12	7851
Grupo 1P1	P13 , P22 , P24, P41	2383
Grupo 1P2	P14 , P18 , P25 , P36	1435
Grupo 2P1	P15 , P26 , P32 , P42	2095
Grupo 2P2	P19 , P27 , P33 , P37	2042
Grupo 3P1	P16, P23, P28 , P43	2420
Grupo 3P2	P20 , P29 , P34 , P38	1448
Grupo 4P1	P17 , P30 , P40 , P44	2841
Grupo 4P2	P21 , P31 , P35 , P39	3538

4.2.4.2. Valores de Módulo de Indentación y Fuerza Crítica de Transición

Para generar las correlaciones propuestas en este proyecto, además de los núcleos fue necesario determinar pruebas de indentación para determinar la resistencia compresiva de las formaciones arcillosas.

Se realizaron ensayos de indentación sobre 44 probetas elaboradas sobre fragmentos de roca de los alrededores de cada núcleo de la formación Esmeralda

y Mugrosa. Cada probeta se sometió a ensayos obteniéndose en promedio 29 puntos por cada probeta indentada. No todos los puntos de indentación se consideraron en el análisis.

Analizando el comportamiento de las gráficas de carga del indentación vs. Penetración, fue posible no considerar unos ensayos pues desde el punto de vista estadístico e ingenieril no presentaban valores lógicos. Por ejemplo, para la probeta D3 (figura 4-25) no se consideró el punto 18 ya que presentaba una desviación con respecto a la mediana de 26% para el Módulo de Indentación y de 44% para la Fuerza Crítica de Transición, cuando en promedio los valores de desviación son de 7% para el MI y de 11% para la FCT.

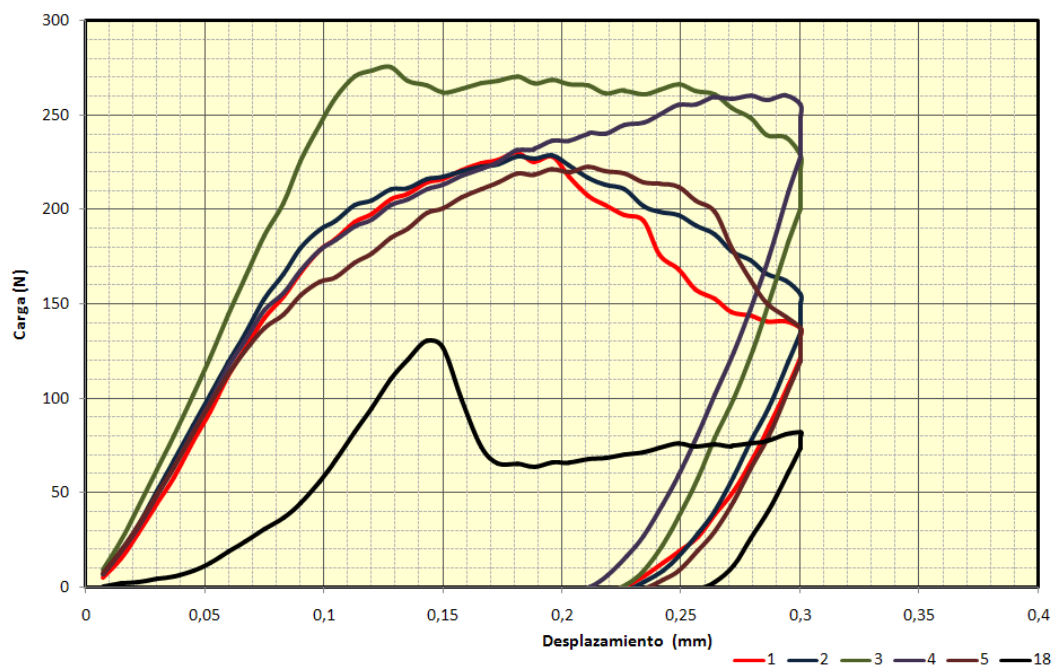


Figura 4-25. Puntos de indentación. No se considera en el análisis de datos el punto 18 de la probeta Esmeralda D3.

En estas curvas (figura 4-25) se puede observar el comportamiento de la roca en términos de su resistencia a medida que el indentador penetra, observándose las zona de comportamiento elástico inicial de la roca (Modulo de Indentación) y el punto donde se fractura la muestra (Fuerza Crítica de Transición).

Como el objetivo es obtener el número de réplicas o repeticiones para MI y CTF para cada disco ensayado y obtener un promedio confiable de estas variables; en este trabajo se calcularon algunos parámetros estadísticos para medir la dispersión de los resultados en cada uno de los 44 discos. En la tabla 4-10, se muestran los puntos de indentación tomados para el disco 1 de la formación Esmeralda. Para determinar el número de repeticiones es necesario definir unos parametros estadísticos:

 **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 determinada. Cuando se desea determinar el intervalo de confianza para la media de una muestra aleatoria de tamaño n de una poblacion con una varianza conocida σ^2 , un intervalo de confianza del 100 (1- α)% se define como:

$$\bar{X} - Z_{\alpha/2} * \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \leq \mu \leq \bar{X} + Z_{\alpha/2} * \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$$

Tabla 4-10. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 1 de Esmeralda. (Donde no se reportó valor es porque el dato se sale de la tendencia gráfica).

ESMERALDA D1		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	1833,33	187,26
2	1433	188
3	1694	220
4	1883	142
5	1664	204
6	1677	196
7	1758	149
8	1557	183
9	1386	197
10	1560	180
11	1336	125
12	1275	103
13	1980	221
14	1691	208
15	1549	231
16	1668	171
17	1549	122
18	1571	208
19	-	-
20	1739	161
21	1566	92
22	1660	175
23	1617	93
24	1766	203
25	1501	174
Coefficiente de Variacion	17	9
Varianza	28014	1664
Desviacion Estandar	167	41
Mediana	1638	181
Promedio	1621	172

En la anterior ecuacion $Z_{\alpha/2}$ es denominado el valor crítico o punto de distribución normal estándar y la probabilidad de equivocarnos se llama nivel de significancia α . En general puede decirse que se tiene una confianza de que el 100 (1- α)% de los datos se encuentren dentro del intervalo de confianza osea la media mas o menos el error. Normalmente

cuando se requiere determinar el intervalo de confianza para la media (μ) de una población, se desconoce la varianza poblacional σ^2 . Si en el intervalo se reemplaza la desviación estándar poblacional σ , por la desviación estándar muestral δ , el intervalo de confianza toma la siguiente forma:

$$\bar{X} - Z_{\alpha/2} * \frac{\delta}{\sqrt{n}} \leq \mu \leq \bar{X} + Z_{\alpha/2} * \frac{\delta}{\sqrt{n}}$$

✚ **Numero de Replicas:** El tamaño de la muestra a trabajar depende del nivel de confianza 100 (1- α)% que se desee para los resultados y de la amplitud del intervalo de confianza; osea del error máximo que se este dispuesto a admitir:

$$E = Z_{\alpha/2} * \frac{\delta}{\sqrt{n}}$$

A cada uno de los 44 discos se le tomaron puntos de indentación. En la tabla 4-11 y figura 4-26, se muestran los puntos tomados y puntos válidos para cada disco o probeta. En total se tomaron 1289 puntos de los cuales 1257 fueron válidos. Por disco se tomaron en promedio 29 puntos.

Tabla 4-11. Puntos de indentación tomados y validados por cada disco.

Resultados de Indentacion sobre Probetas		
Numero de Probeta	Puntos Tomados	Puntos Validos
D1	25	24
D2	27	26
D3	27	26
D4	30	29
D5	28	27

D6	29	27
D7	29	28
D8	25	23
D9	36	36
D10	31	31
D11	41	41
D12	28	26
D13	33	33
D14	27	24
D15	26	26
D16	28	26
D17	29	29
D18	31	28
D19	28	28
D20	32	32
D21	27	27
D22	32	32
D23	30	30
D24	32	31
D25	32	31
D26	31	31
D27	27	27
D28	28	27
D29	27	27
D30	27	27
D31	28	27
D32	35	35
D33	13	13
D34	28	26
D35	27	27
D36	28	27
D37	30	30
D38	28	27
D39	28	27
D40	30	30
D41	32	31
D42	31	31
D43	40	40
D44	28	26
Total	1289	1257
Promedio Puntos Probetas	29	29

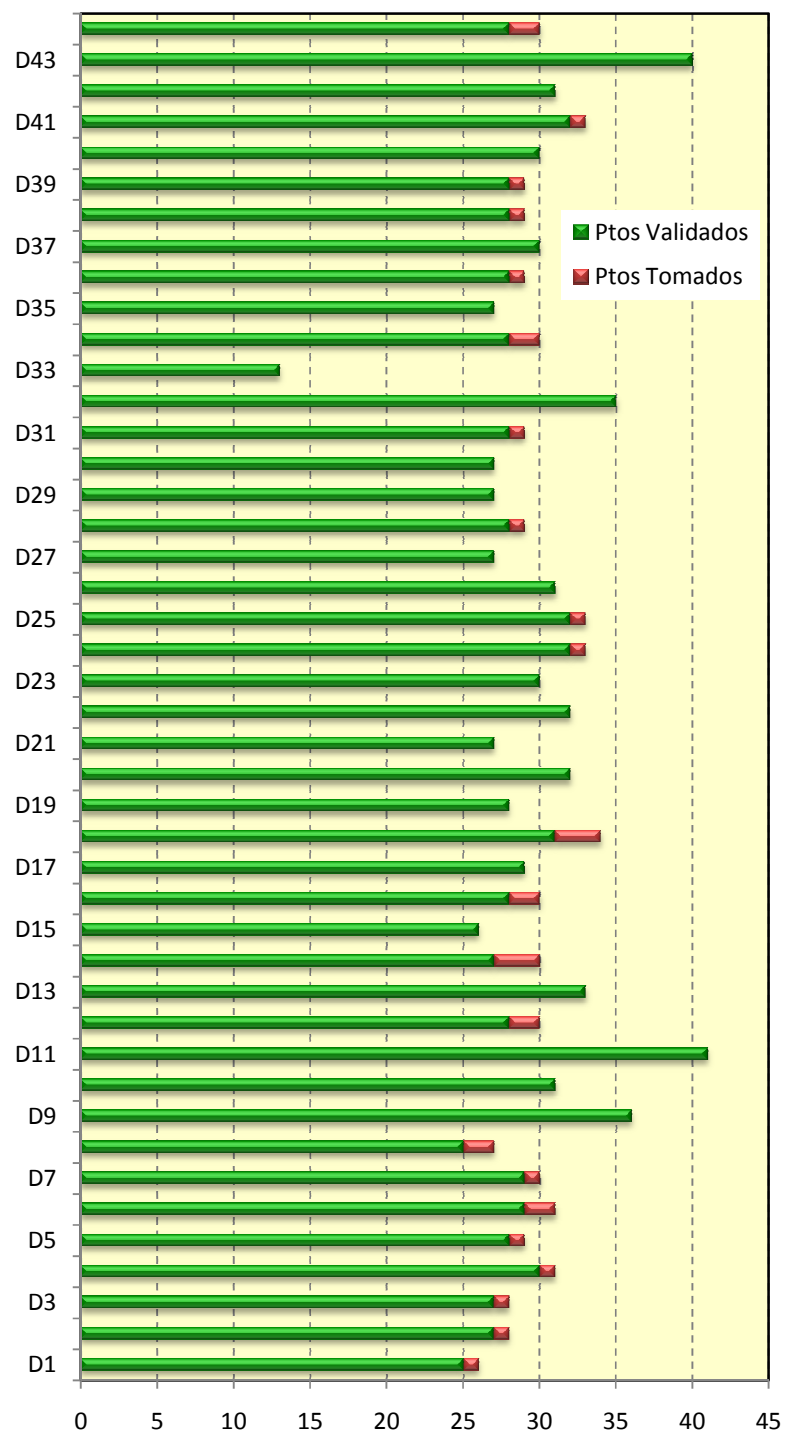


Figura 4-26. Puntos de indentación tomados y validados por cada disco.

Ensayos de Indentación correlación base:

A continuación se muestran los resultados de las pruebas de indentación para cada muestra de la formación Esmeralda y Mugrosa no expuestas a fluido. Para cada núcleo se definió un disco correspondiente, es decir que para el Núcleo 1 (P1) existe el correspondiente disco (D1) o probeta de indentación. Ver tablas 4-12 y 4-13.

Tabla 4-12. Resultados de Módulo de Indentación sobre discos. Sin exposición a fluidos

RESUMEN RESULTADOS INDENTACION - MI						
Disco	Formación	Pruebas Probeta	Mediana	Promedio	Desviación Estándar	% Error
D1	Esmeralda	24	1638	1621	167	4
D2	Esmeralda	26	2294	2294	287	5
D3	Esmeralda	26	2462	2450	218	3
D4	Esmeralda	29	2353	2328	210	3
D5	Esmeralda	27	2222	2218	377	6
D6	Esmeralda	27	2519	2464	421	6
D7	Esmeralda	28	2358	2249	315	5
D8	Esmeralda	23	2198	2223	363	7
D9	Mugrosa-Nutria 13	36	2941	2923	373	4
D10	Mugrosa-Nutria 13	31	3226	3214	354	4
D11	Mugrosa-Nutria 13	41	3267	3221	286	3
D12	Mugrosa-Nutria 13	26	2837	2698	388	5

Tabla 4-13. Resultados FCT sobre discos. Sin exposición a fluidos

RESUMEN RESULTADOS INDENTACION - FCT					
Disco	Formacion	Mediana	Promedio	Desviacion Estandar	% Error
D1	Esmeralda	181	172	41	9
D2	Esmeralda	196	194	30	6
D3	Esmeralda	238	245	32	5
D4	Esmeralda	215	212	24	4
D5	Esmeralda	222	220	33	6
D6	Esmeralda	245	253	56	9
D7	Esmeralda	203	202	24	4
D8	Esmeralda	207	203	33	7
D9	Mugrosa-Nutria 13	460	455	79	6
D10	Mugrosa-Nutria 13	458	480	72	6
D11	Mugrosa-Nutria 13	351	354	53	5
D12	Mugrosa-Nutria 13	357	367	68	7

Los datos que se tomaron de MI y FCT para los análisis posteriores, corresponden al valor de la mediana de curvas como las generadas para los discos D4 de Esmeralda y D9 de Mugrosa. Ver figuras 4-27 y 4-28

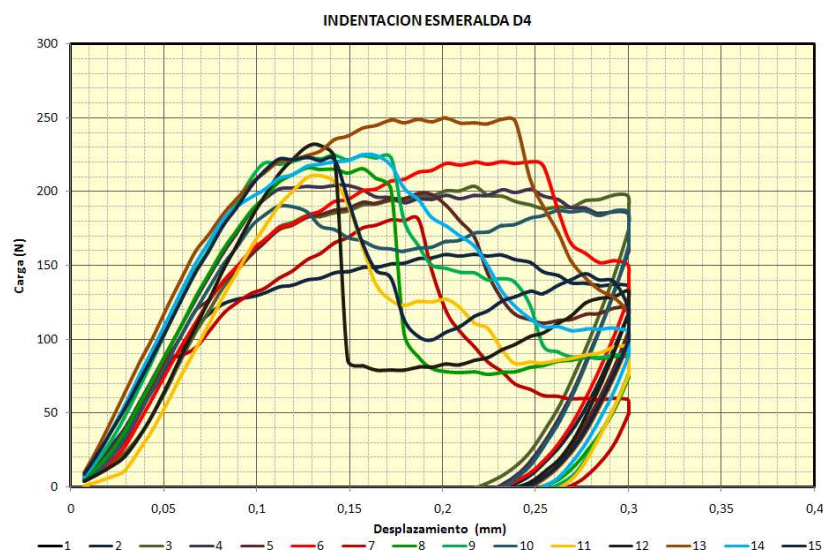


Figura 4-27. Familia de curvas de indentación para la muestra Esmeralda-D4 del grupo. Se graficaron 15 curvas de las 29 que se tomaron.

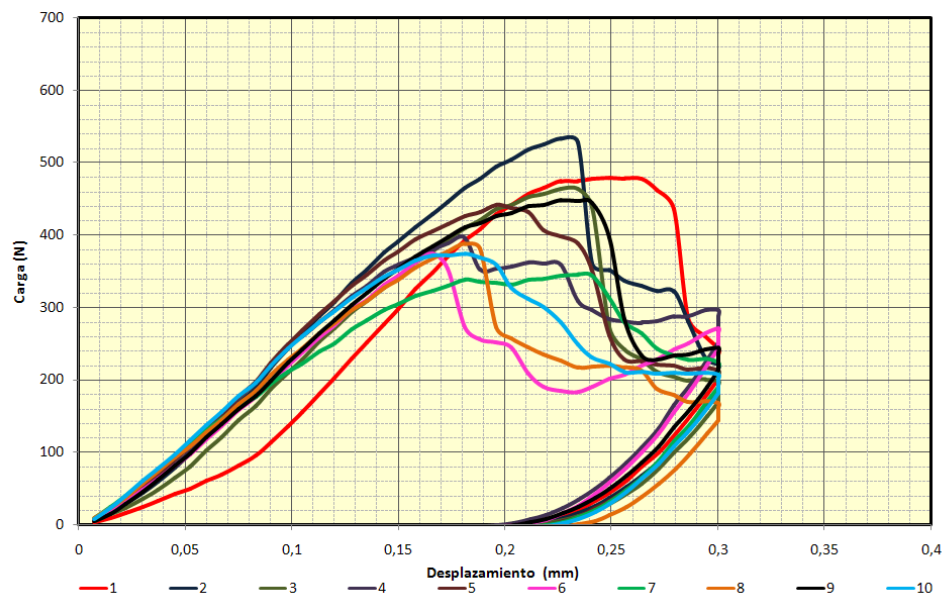


Figura 4-28. Familia de curvas de indentación para la muestra Mugrosa-D9 del grupo 1. Se graficaron 10 curvas de las 36 que se tomaron.

En las dos figuras anteriores se puede observar la alta repetitividad de las pruebas de indentación, lo que asegura valores promedio representativos del MI y la FCT.

Ensayos de Indentación Correlación Interacción Roca - Fluido

Se realizaron pruebas de indentación sobre muestras sometidas a contacto con 2 fluidos de interacción en celdas de envejecimiento.

El objetivo de estas pruebas es analizar el efecto de la química del lodo sobre los parámetros de resistencia de la prueba de indentación en función del tipo de sal, concentración y tiempo de exposición de la muestra al fluido de interacción.

A partir de las variables independientes anteriores se agruparon las muestras en 8 grupos. El objetivo del diseño experimental planteado es cuantificar la alteración de las propiedades mecánicas de las muestras utilizando el MI y la FCT.

A continuación se muestran los resultados de las pruebas de indentación (MI y FCT) para cada muestra de la formación Mugrosa expuestas a fluido. Ver tablas 4-14 y 4-15

Utilizando los parámetros estadísticos obtenidos de las pruebas de indentación (en promedio 29 puntos por probeta), se garantiza que el 95% de los valores para el módulo de indentación estarán dentro de un error promedio para todas las pruebas de 99 N/mm y para la Fuerza Crítica de Transición un error promedio para las pruebas de 15 N.

Tabla 4-14. Resultados de Módulo de Indentación y parámetros estadísticos sobre discos, con exposición a fluidos

RESULTADOS INDENTACION - MI						
Disco	Formación	Pruebas	Mediana	Promedio	Desviac	Error
D13	Mugrosa-Lisama 125	33	2116	2081	216	3
D14	Mugrosa-Lisama 146	24	637	666	174	11
D15	Mugrosa-Lisama 146	26	2005	1991	299	6
D16	Mugrosa-Lisama 146	26	1099	993	368	13
D17	Mugrosa-Lisama 146	29	1600	1539	253	6
D18	Mugrosa-Nutria 13	28	1393	1358	303	8
D19	Mugrosa-Nutria 13	28	1725	1741	361	8
D20	Mugrosa-Nutria 13	32	1930	1919	401	7
D21	Mugrosa-Nutria 13	27	2083	2100	171	3
D22	Mugrosa-Nutria 13	32	1896	1883	281	5
D23	Mugrosa-Lisama 125	30	1865	1805	223	4
D24	Mugrosa-Tesoro 36R	31	1385	1384	167	4
D25	Mugrosa-Tesoro 36R	31	1199	1211	265	8
D26	Mugrosa-Tesoro 36R	31	1813	1794	272	5
D27	Mugrosa-Tesoro 36R	27	2192	2184	251	4
D28	Mugrosa-Tesoro 36R	27	1149	1225	338	11
D29	Mugrosa-Tesoro 36R	27	1285	1313	207	6
D30	Mugrosa-Tesoro 36R	27	1849	1844	278	6
D31	Mugrosa-Tesoro 36R	27	1696	1690	287	6
D32	Mugrosa-Tesoro 36R	35	1537	1508	196	4
D33	Mugrosa-Tesoro 36R	13	1702	1661	213	7
D34	Mugrosa-Tesoro 36R	26	599	624	148	9
D35	Mugrosa-Tesoro 36R	27	1099	1117	206	7
D36	Mugrosa-Tesoro 32	27	1276	1279	233	7
D37	Mugrosa-Tesoro 32	30	1734	1700	189	4
D38	Mugrosa-Tesoro 32	27	1514	1510	178	4
D39	Mugrosa-Tesoro 32	27	1993	2013	233	4
D40	Mugrosa-Tesoro 32	30	2159	2183	171	3
D41	Mugrosa-Nutria 13	31	2381	2371	322	5
D42	Mugrosa-Nutria 13	31	2564	2516	216	3
D43	Mugrosa-Nutria 13	40	2785	2709	310	3
D44	Mugrosa-Nutria 13	26	2629	2619	342	5

Los mayores errores pueden deberse a mayores heterogeneidades en su estructura- matriz.

Tabla 4-15. Resultados Fuerza Crítica de Transición y parámetros estadísticos sobre discos.

RESULTADOS INDENTACION - FCT					
Disco	Formacion	Mediana	Promed	Desviacion	Error
D13	Mugrosa-Lisama 125	291	273	45	5
D14	Mugrosa-Lisama 146	68	74	24	14
D15	Mugrosa-Lisama 146	238	246	45	7
D16	Mugrosa-Lisama 146	91	92	33	14
D17	Mugrosa-Lisama 146	161	173	31	7
D18	Mugrosa-Nutria 13	175	176	44	9
D19	Mugrosa-Nutria 13	249	249	69	10
D20	Mugrosa-Nutria 13	254	255	42	6
D21	Mugrosa-Nutria 13	326	328	43	5
D22	Mugrosa-Nutria 13	265	258	36	5
D23	Mugrosa-Lisama 125	220	217	35	6
D24	Mugrosa-Tesoro 36R	186	183	24	5
D25	Mugrosa-Tesoro 36R	146	150	33	8
D26	Mugrosa-Tesoro 36R	250	244	49	7
D27	Mugrosa-Tesoro 36R	374	366	49	5
D28	Mugrosa-Tesoro 36R	140	161	49	13
D29	Mugrosa-Tesoro 36R	158	164	30	7
D30	Mugrosa-Tesoro 36R	265	256	48	7
D31	Mugrosa-Tesoro 36R	249	261	48	7
D32	Mugrosa-Tesoro 36R	203	202	34	5
D33	Mugrosa-Tesoro 36R	260	260	34	7
D34	Mugrosa-Tesoro 36R	95	93	17	7
D35	Mugrosa-Tesoro 36R	200	195	18	3
D36	Mugrosa-Tesoro 32	142	149	23	6
D37	Mugrosa-Tesoro 32	278	279	33	4
D38	Mugrosa-Tesoro 32	194	200	22	4
D39	Mugrosa-Tesoro 32	323	311	31	4
D40	Mugrosa-Tesoro 32	293	297	28	3
D41	Mugrosa-Nutria 13	418	422	81	7
D42	Mugrosa-Nutria 13	396	407	43	4
D43	Mugrosa-Nutria 13	400	401	67	5
D44	Mugrosa-Nutria 13	379	379	69	7

A partir de los porcentajes de error (tablas 4-16 y 4-17), se pudo definir las zonas que presentan los mayores errores. Tales errores se ven evidenciados por las heterogeneidades en la muestra.

Tabla 4-16. Probetas de las cuales se esperan mayores % de error en el MI

<i>Error esperado para la MI</i>		
# Probeta	Formacion	Mayor % Error
D16	Mugrosa-Lisama 146	13
D28	Mugrosa-Tesoro 36R	11
D14	Mugrosa-Lisama 146	11
D34	Mugrosa-Tesoro 36R	9
D18	Mugrosa-Nutria 13	8
D25	Mugrosa-Tesoro 36R	8
D19	Mugrosa-Nutria 13	8
D20	Mugrosa-Nutria 13	7
D35	Mugrosa-Tesoro 36R	7
D36	Mugrosa-Tesoro 32	7
D33	Mugrosa-Tesoro 36R	7
D8	Esmeralda-Afloramiento	7

Tabla 4-17. Probetas de las cuales se esperan mayores % de error en la FCT.

<i>Error esperado para la FCT</i>		
# Probeta	Formacion	Mayor % Error
D14	Mugrosa-Lisama 146	14
D16	Mugrosa-Lisama 146	14
D28	Mugrosa-Tesoro 36R	13
D19	Mugrosa-Nutria 13	10
D18	Mugrosa-Nutria 13	9
D1	Esmeralda-Afloramiento	9
D6	Esmeralda-Afloramiento	9
D25	Mugrosa-Tesoro 36R	8
D12	Mugrosa-Nutria 13	7
D31	Mugrosa-Tesoro 36R	7
D15	Mugrosa-Lisama 146	7
D29	Mugrosa-Tesoro 36R	7

Con el fin de conocer la variación en los parámetros de resistencia entre las dos formaciones analizadas, se definió un valor promedio de MI y FCT a partir del promedio de todos los puntos tomados. Ver tabla 4-18.

Tabla 4-18. Resultados promedio para las formaciones Mugrosa y Esmeralda.

<i>Promedio MI Esmeralda</i>	2256
<i>Promedio FCT Esmeralda</i>	214
<i>Promedio MI Mugrosa</i>	1866
<i>Promedio FCT Mugrosa</i>	259

En las figuras 4-29 y 4-30 se presentan algunas de las curvas obtenidas de la prueba de indentación de las cuales se obtuvieron los parámetros de MI y FCT para una probeta sometida a un tipo de sal, determinada concentración y tiempo de exposición. En estas gráficas se puede observar la alta repetibilidad de las pruebas de indentación.

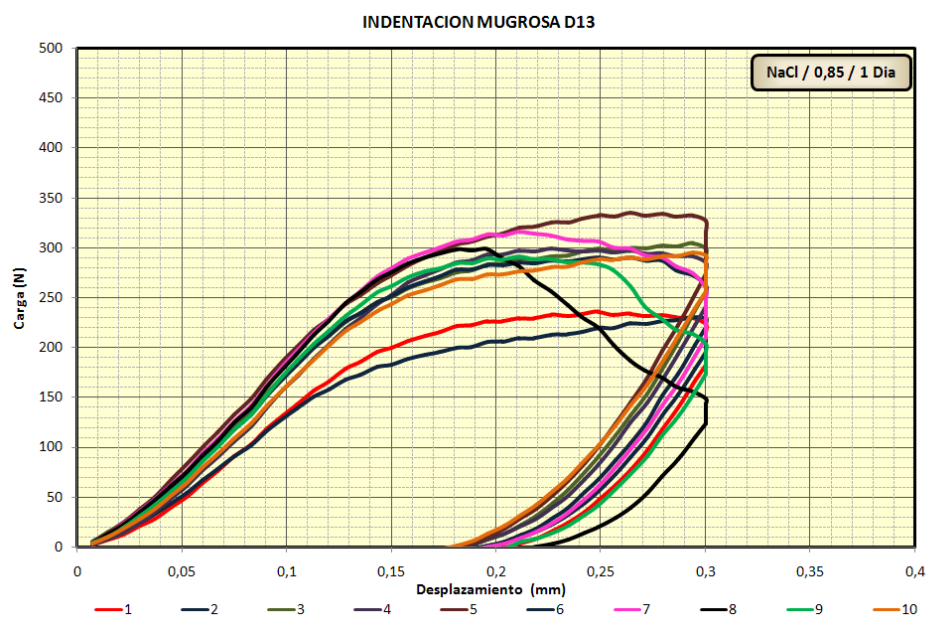


Figura 4-29. Familia de curvas de indentación para la muestra Mugrosa expuesta al lodo NaCl de actividad 0,85 durante 1 día.

Con el objetivo de conocer si hubo una variación considerable de los parámetros MI y FCT en cada uno de los valores promedio de los grupos de muestras expuestas se comparó con el valor obtenido del grupo de muestras no expuestas de la formación Mugrosa. Al comparar los resultados (tabla 4-19) se observa una disminución en las medidas de MI y FCT luego de que las muestras fueron

expuestas al fluido de interacción. Se puede asegurar que el efecto causado por la interacción fluido - roca fue negativo, ya que los resultados evidenciaron pérdida de resistencia de la roca.

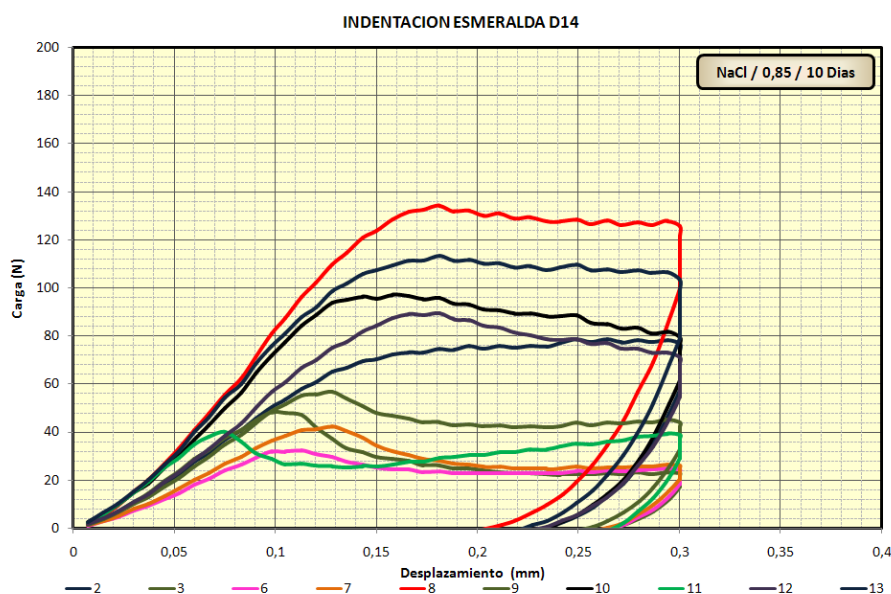


Figura 4-30. Familia de curvas de indentacion para la muestra Mugrosa expuesta al lodo NaCl de actividad 0,85 durante 10 dias.

Tabla 4-19. Resumen de valores promedio de MI y FCT para los grupos de muestras descritas en el diseño experimental.

RESULTADOS INDENTACION SOBRE LOS GRUPOS DE DISCOS			
MUESTRA	MUESTRAS	MI (N/mm)	FCT (N)
Grupo 1D (Mugrosa No Expuesta)	D9, D10, D11, D12	3101	399
Grupo 1D1	D13 , D22 , D24, D41	1980	268
Grupo 1D2	D14 , D18 , D25 , D36	1141	140
Grupo 2D1	D15 , D26 , D32 , D42	1878	250
Grupo 2D2	D19 , D27 , D33 , D37	1822	290
Grupo 3D1	D16, D23, D28 , D43	1783	217
Grupo 3D2	D20 , D29 , D34 , D38	1434	188
Grupo 4D1	D17 , D30 , D40 , D44	2030	279
Grupo 4D2	D21 , D31 , D35 , D39	1800	280

5. CORRELACIÓN EXPERIMENTAL BASE PARA UCS A PARTIR DE PARAMETROS DE INDENTACIÓN

5.1. CORRELACIÓN BASE PARA LAS FORMACIONES MUGROSA Y ESMERALDA

Para desarrollar una correlación confiable los valores de los parámetros de indentación deben también ser confiables. Con los datos de UCS de la prueba de compresión uniaxial no confinada y los parámetros de indentación MI y FCT obtenidos para la formación Mugrosa y Esmeralda se pueden construir correlaciones de tipo polinomial.

Las tablas 5-1 y 5-2 muestran los valores de UCS con los correspondientes valores de parámetros de indentación para la formación Mugrosa y Esmeralda respectivamente.

Tabla 5-1. Valores de UCS, MI y FCT para los núcleos de la formación Esmeralda.

<i>Formación Esmeralda</i>			
<i>Muestra</i>	<i>MI (N/mm)</i>	<i>FCT (N)</i>	<i>UCS (Psi)</i>
<i>Núcleo 1</i>	1638	181	3027
<i>Núcleo 2</i>	2294	196	2866
<i>Núcleo 3</i>	2462	238	3188
<i>Núcleo 4</i>	2353	215	3041
<i>Núcleo 5</i>	2222	222	2585
<i>Núcleo 6</i>	2519	245	3761
<i>Núcleo 7</i>	2358	203	2532
<i>Núcleo 8</i>	2198	207	2294

Tabla 5-2. Valores de UCS, MI y FCT para los núcleos de la formación Mugrosa.

<i>Formacion Mugrosa</i>			
<i>Muestra</i>	<i>MI (N/mm)</i>	<i>FCT (N)</i>	<i>UCS (Psi)</i>
<i>Núcleo 9</i>	2941	460	9168
<i>Núcleo 10</i>	3226	458	7717
<i>Núcleo 11</i>	3267	351	6923
<i>Núcleo 12</i>	2837	357	7596

5.1.1. Correlación base entre UCS y MI

Para desarrollar la correlación base entre UCS y MI se hicieron regresiones lineales y polinomiales donde:

Y=UCS (Resistencia compresiva uniaxia)

X=MI (Módulo de Indentación)

R2= Coeficiente de correlacion o covarianza.

En la figura 5-1, se observan los datos obtenidos para las formaciones Mugrosa (datos azules) y Esmeralda (datos rojos). Es evidente que los datos correspondientes a la formación Esmeralda tienen comportamientos similares de resistencia, los cuales a su vez son inferiores a los registrados en la formación Mugrosa. Era de esperarse este tipo de resultados por el hecho de que los núcleos fallados de la formación Esmeralda corresponden a muestras de afloramiento mientras que los núcleos fallados de la formación Mugrosa son muestras extraídas de corazones a profundidades de alrededor de los 7000 ft. Naturalmente, a mayor profundidad se esperan valores de resistencia más altos ocasionados por la misma compactación de la roca.

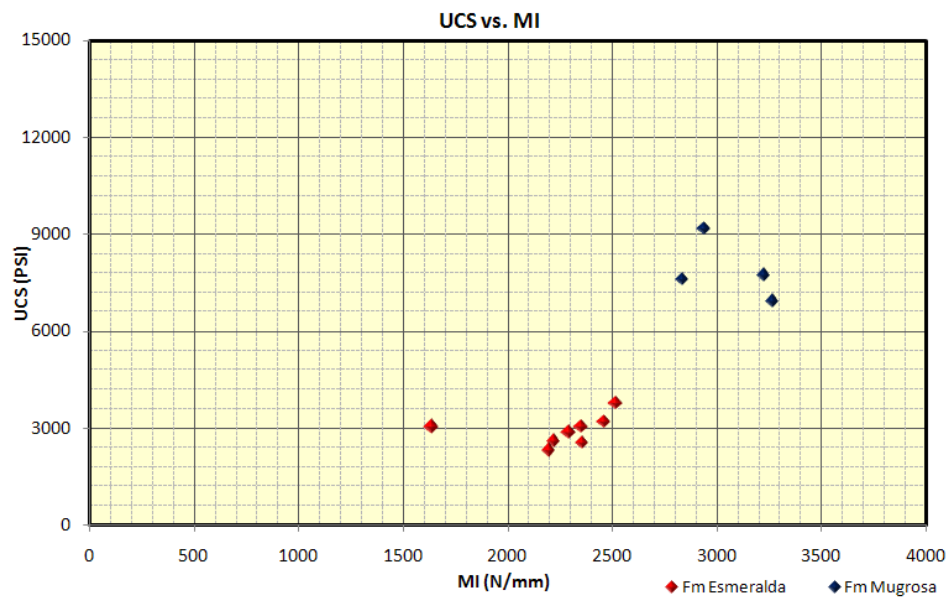


Figura 5-1. Resistencia Compresiva Uniaxial vs. Módulo de Indentación para las muestras de las formaciones Esmeralda y Mugrosa, que hacen parte de la correlación base.

Para la relación entre UCS y el MI se hicieron regresiones lineales y polinomiales de grado 2. Con las correlaciones de tipo lineal se obtuvo un coeficiente de variación R^2 de 0,45 y para el tipo polinomial de grado 2 un coeficiente de variación de 0,72 por lo que se seleccionó esta ultima correlación cuya ecuación es:

$$UCS = 0,0011 * MI^2 - 1,1167 * MI$$

Función que esta representada gráficamente en la figura 5-2.

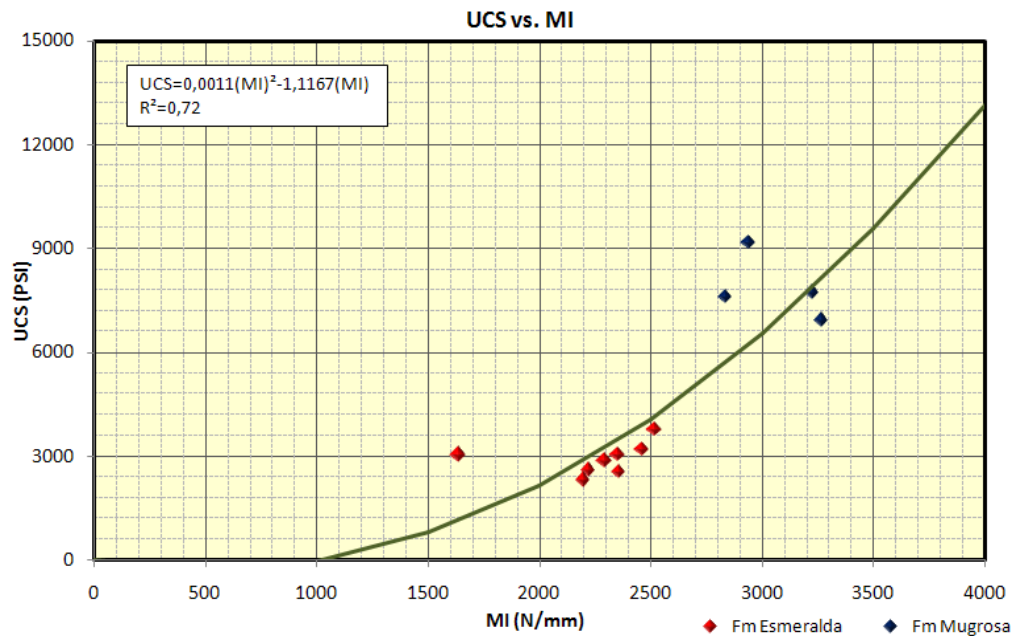


Figura 5-2. Correlación polinomial entre UCS y MI para Mugrosa y Esmeralda.

5.1.2. Correlación Base entre UCS y FCT

Asi mismo para las relaciones UCS y FCT se elaboraron relaciones lineales y polinomiales para las formaciones Mugrosa y Esmeralda. Donde:

Y=UCS (Resistencia Compresiva Uniaxial)

X=FCT (Fuerza Crítica de Transición)

R^2 = Coeficiente de correlacion o covarianza.

En la figura 5-3, se observan los datos obtenidos para las formaciones Mugrosa (datos azules) y Esmeralda (datos rojos) pero teniendo en cuenta la fuerza crítica de transición. Es evidente la linealidad que se tiene entre los datos de Esmeralda y de Mugrosa.

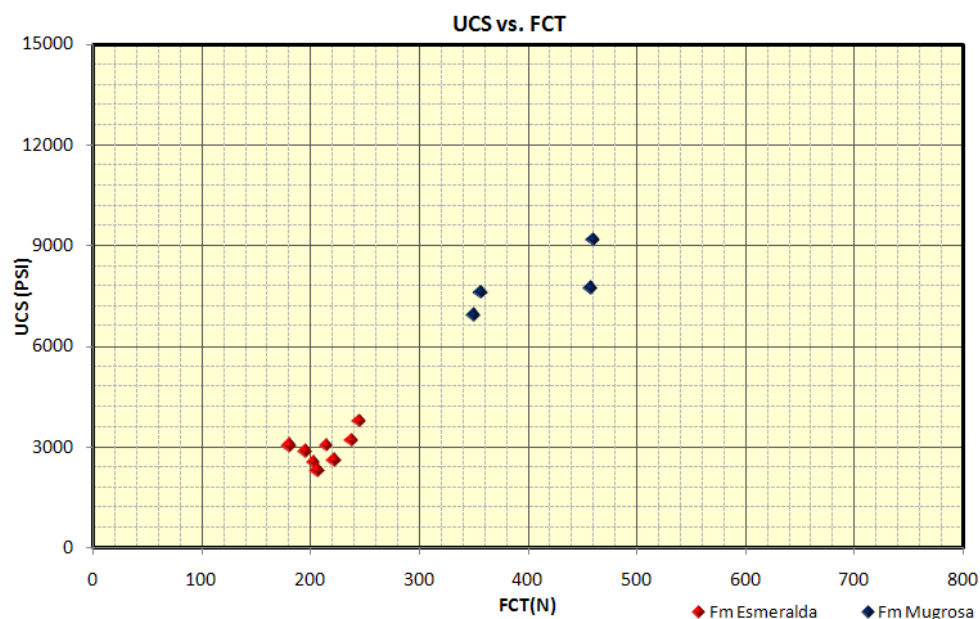


Figura 5-3. UCS vs. FCT para las muestras de las formaciones Esmeralda y Mugrosa.

Para la relación entre UCS y el FCT se hicieron regresiones lineales y polinomiales de grado 2. Obteniéndose valores de R^2 de 0,85 y 0,92 respectivamente. La ecuación polinomial de grado 2 que relaciona la UCS con la FCT es:

$$UCS = 0,0201 * FCT^2 + 10,22 * FCT$$

La figura 5-4 representa la relación entre UCS y FCT a partir de la anterior correlación. La correlación base tiene un rango de aplicación por lo tanto para la correlación base planteada tenemos que para la relación UCS – MI el rango de confiabilidad es para valores de MI (1500-3500 N/mm) y para la FCT (150 – 500 N). El error al calcular los datos de UCS a partir de los parámetros de indentación para muestras intactas con la correlación base planteada se puede ver en la tabla 5-3.

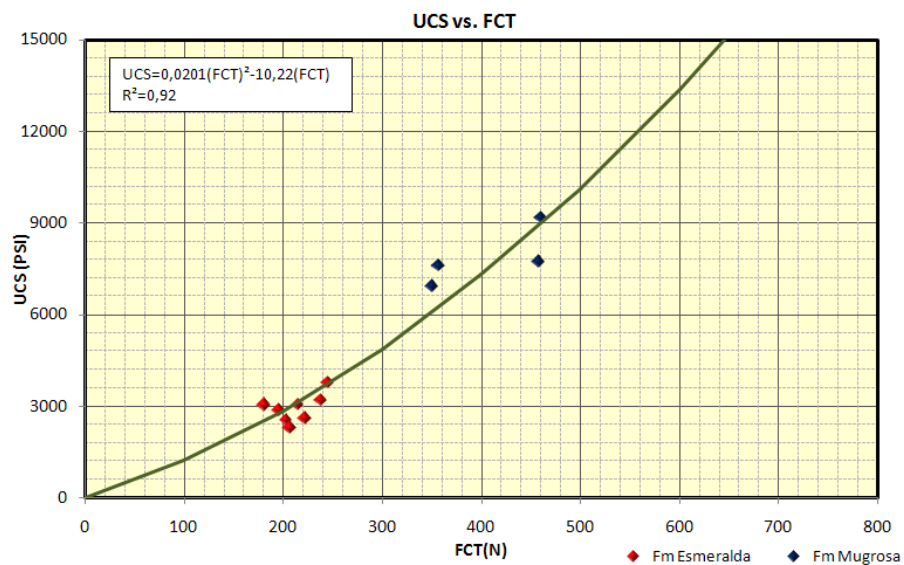


Figura 5-4. Correlación polinomial entre UCS y FCT para Mugrosa y Esmeralda.

Tabla 5-3. Error esperado de las muestras intactas al utilizar las correlaciones base a partir de los parámetros de indentación MI y FCT.

# Núcleo	UCS (PSI) (Uniaxial Test)	MI	FCT	UCS f(MI)	UCS f(FCT)	%Error con MI	%Error con FCT
P9	9168	2941	460	6231	8968	32	2
P10	7717	3226	458	7844	8902	2	15
P11	6923	3267	351	8090	6051	17	13
P12	7596	2837	357	5685	6220	25	18
Promedio						19	12

La anterior tabla corrobora que la ecuación de correlación base que está en función de la FCT presenta menores errores que la que tiene en cuenta el MI. Al comparar los coeficientes de correlación o covarianza para las correlaciones base entre UCS vs. MI y UCS vs. FCT se observa un mejor comportamiento entre UCS y FCT. La explicación de lo anterior se debe a la similitud física de las pruebas UCS (Uniaxial no confinada) e Indentación ya que ambas pruebas se basan en aplicar carga hasta alcanzar la máxima resistencia de la muestra.

6. CORRELACIÓN INTERACCIÓN ROCA FLUIDO. EFECTO DE LA QUÍMICA DEL LODO EN LOS PARAMETROS DE RESISTENCIA: UCS, MI Y FCT.

Con el fin de comprender la influencia del tipo de sal, la concentración y el tiempo, en la resistencia de la roca, en este capítulo se desarrollaron correlaciones entre los parámetros de resistencia a la compresión, parámetros de indentación y el tiempo de exposición de determinada roca a diferentes salmuera.

Zhang J. (2005), demostró a través de resultados experimentales, cómo la resistencia compresiva y las velocidades acústicas de diferentes tipos de formaciones arcillosas cambian cuando están expuestas a fluidos base agua. También, demostró que el transporte de agua, el tipo de ion y la cantidad de movimiento iónico tienen influencia en las propiedades mecánicas de la formación arcillosa. Los fluidos de perforación pueden tener un profundo efecto químico sobre las propiedades físicas de la roca. Particularmente, pueden actuar como un mecanismo primario para cambiar las propiedades de resistencia de la roca con el tiempo. Esto significa que la composición del fluido puede ser optimizada para cambiar la resistencia de la roca al colapso y al fracturamiento.

En los actuales modelos de estabilidad presentados en la literatura se considera el transporte no reactivo entre la formación y el lodo. Esto no sucede en la realidad como fue demostrado por Ballard. et al., (1992) y Fam y Dusseault (1998), quienes a través de estudios experimentales demostraron que las especies químicas disueltas en la fase líquida del lodo se transportan a través del medio poroso y reaccionan químicamente entre sí en la fase líquida o con otras especies en la fase sólida (reacciones de disolución/precipitación de minerales e intercambio de cationes). Las anteriores reacciones debilitan la estructura sólida de la roca.

6.1. CORRELACIÓN INTERACCIÓN ROCA FLUIDO (D EXPERIMENTAL 2)

Con el fin de evaluar el grado de afectación de la resistencia de la roca al ser expuesta al fluido de interacción, se planteó un segundo diseño experimental que tuviera en cuenta las variaciones en los parametros de resistencia de la roca en función del componente químico del fluido con el que interaccionan, específicamente tipo de salmuera, concentración salina y tiempo de exposición. Los fluidos de interacción que fueron utilizados son salmueras de NaCl y KCl. Se analizaron 2 tipos de concentraciones por cada sal que corresponden a una actividad de 0.85 y 0.93. La composición de los fluidos de interacción se presenta en la tabla 6-1.

Tabla 6-1. Composición de los fluidos de interacción

COMPOSICION DE LOS FLUIDOS DE INTERACCION			
Fluido	Sal	%w/w	Actividad
1	NaCl	18,30	0,85
2	KCl	25,40	0,85
3	NaCl	10,50	0,93
4	KCl	14,40	0,93

El método de exposición de las muestras de formaciones arcillosas garantizó que la superficie de la muestra estuviera sometida a contacto directo con el fluido de perforación y el efecto de la temperatura. En la tabla 6-2 se resumen los resultados de las pruebas UCS e Indentación para la totalidad de las muestras analizadas en la formación Mugrosa en la presente investigación y propuesta en el diseño experimental 2. También se resaltan en azul los valores más altos de las propiedades mecánicas que corresponden a los grupos de muestras no expuestas a interacción.

Tabla 6-2. Resultados de las pruebas UCS e Indentación para la formación
Mugrosa

RESUMEN DE RESULTADOS NÚCLEOS y DISCOS FORMACION MUGROSA				
# Núcleo, #Disco	Formacion	UCS (psi)	MI (N/mm)	FCT (N)
P9,D9	Mugrosa-Nutria 13	9168	2941	460
P10,D10	Mugrosa-Nutria 13	7717	3226	458
P11,D11	Mugrosa-Nutria 13	6923	3267	351
P12,D12	Mugrosa-Nutria 13	7596	2837	357
P13,D13	Mugrosa-Lisama 125	1879	2116	291
P14,D14	Mugrosa-Lisama 146	1866	637	68
P15,D15	Mugrosa-Lisama 146	665	2005	238
P16,D16	Mugrosa-Lisama 146	-	1099	91
P17,D17	Mugrosa-Lisama 146	1659	1600	161
P18,D18	Mugrosa-Nutria 13	1768	1393	175
P19,D19	Mugrosa-Nutria 13	2463	1725	249
P20,D20	Mugrosa-Nutria 13	1783	1930	254
P21,D21	Mugrosa-Nutria 13	2701	2083	326
P22,D22	Mugrosa-Nutria 13	3395	1896	265
P23,D23	Mugrosa-Lisama 125	3133	1865	220
P24,D24	Mugrosa-Tesoro 36R	785	1385	186
P25,D25	Mugrosa-Tesoro 36R	1445	1199	146
P26,D26	Mugrosa-Tesoro 36R	-	1813	250
P27,D27	Mugrosa-Tesoro 36R	1795	2192	374
P28,D28	Mugrosa-Tesoro 36R	1403	1149	140
P29,D29	Mugrosa-Tesoro 36R	453	1285	158
P30,D30	Mugrosa-Tesoro 36R	2184	1849	265
P31,D31	Mugrosa-Tesoro 36R	3243	1696	249
P32,D32	Mugrosa-Tesoro 36R	1682	1537	203
P33,D33	Mugrosa-Tesoro 36R	1857	1702	260
P34,D34	Mugrosa-Tesoro 36R	-	599	95
P35,D35	Mugrosa-Tesoro 36R	4452	1099	200
P36,D36	Mugrosa-Tesoro 32	660	1276	142
P37,D37	Mugrosa-Tesoro 32	2053	1734	278
P38,D38	Mugrosa-Tesoro 32	2109	1514	194
P39,D39	Mugrosa-Tesoro 32	3756	1993	323
P40,D40	Mugrosa-Tesoro 32	4152	2159	293
P41,D41	Mugrosa-Nutria 13	3471	2381	418
P42,D42	Mugrosa-Nutria 13	3939	2564	396
P43,D43	Mugrosa-Nutria 13	2724	2785	400
P44,D44	Mugrosa-Nutria 13	3370	2629	379

En las figuras 6-1 y 6-2 se graficaron los valores de UCS versus MI y FCT para las muestras que estuvieron sin interactuar con fluido (puntos rojos), en los cuales se evidencia una alta resistencia con relación a los demás puntos; y las que interactuaron con diferentes sales, concentraciones y tiempos. Es notable la afectación negativa de la resistencia.

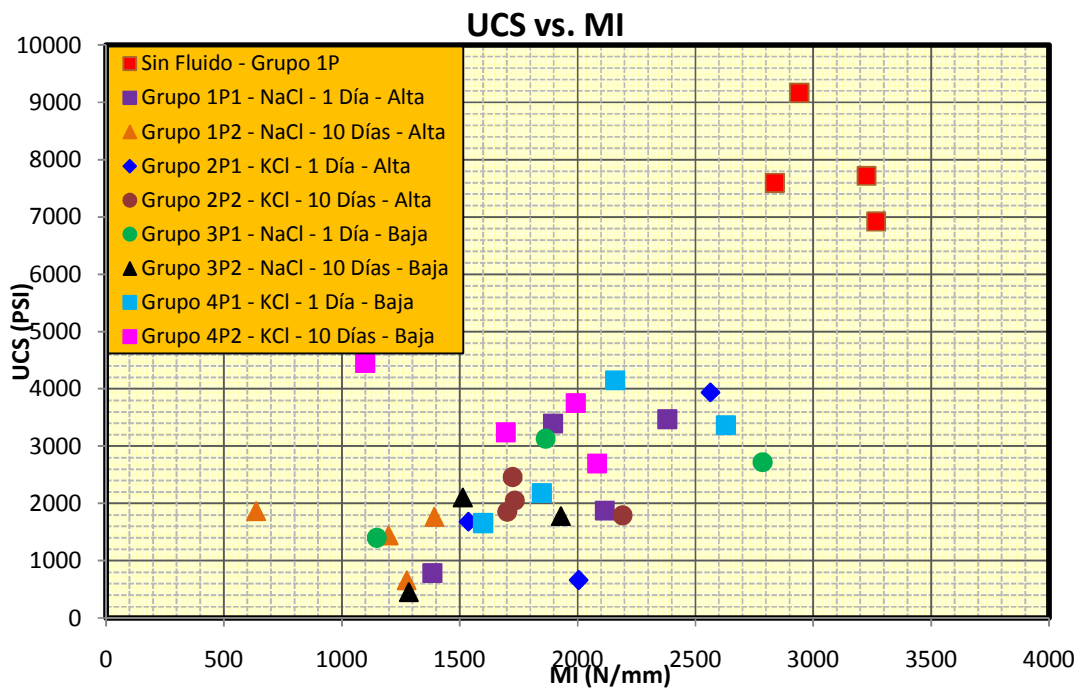


Figura 6-1. Datos UCS Vs MI. Los puntos rojos no interactuaron con fluido. Los demás puntos interactuaron dependiendo de la sal, concentración y tiempo de exposición.

En la tabla 6-3 se observan los resultados de parámetros de resistencia donde es posible apreciar que en promedio los valores más altos de UCS, MI y FCT se obtuvieron para las muestras no inmersas en fluido, que corresponden a las muestras de núcleos del Grupo 1P (P9, P10, P11 y P12) y los discos del Grupo 1D

(D9, D10, D11 y D12) lo cual demuestra que el efecto del fluido en todos los casos ha sido el de reducir los parámetros de resistencia.

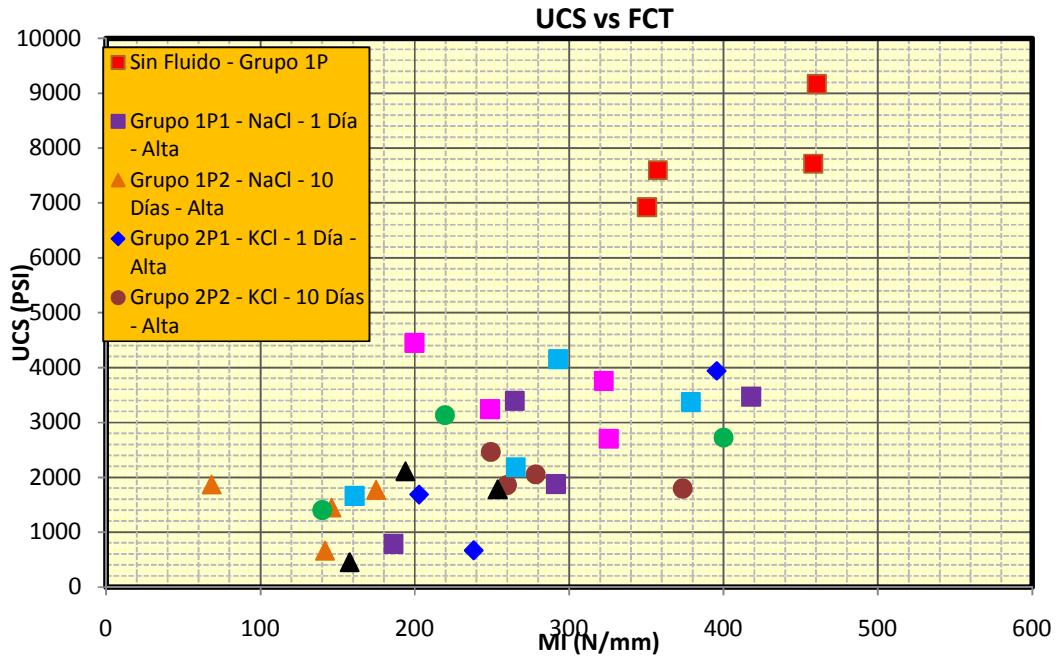


Figura 6-2. Datos UCS Vs FCT. Los puntos rojos son sin fluido y el resto con fluido

Tabla 6-3. Valores promedio de las propiedades mecánicas agrupadas según el esquema planteado en el diseño experimental.

RESUMEN RESULTADOS UCS E INDENTACION SOBRE LOS GRUPOS DE MUESTRAS				
Muestra	Muestras	UCS (PSI)	MI (N/mm)	FCT (N)
Grupo 1P (Mugrosa No Expuesta)	P9, P10, P11, P12	7851	3101	399
Grupo 1P1	P13 , P22 , P24, P41	2383	1980	268
Grupo 1P2	P14 , P18 , P25 , P36	1435	1141	140
Grupo 2P1	P15 , P26 , P32 , P42	2095	1878	250
Grupo 2P2	P19 , P27 , P33 , P37	2042	1822	290
Grupo 3P1	P16, P23, P28 , P43	2420	1783	217
Grupo 3P2	P20 , P29 , P34 , P38	1448	1434	188
Grupo 4P1	P17 , P30 , P40 , P44	2841	2030	279
Grupo 4P2	P21 , P31 , P35 , P39	3538	1800	280

En todos los casos los valores de las propiedades mecánicas (UCS, MI y FCT) son mayores cuando interactúan con el tipo de fluido KCl (resaltado en azul) figura 6-3. También, en todos los casos, a medida que aumenta el tiempo de exposición las propiedades disminuyen a excepción con el fluido KCl, y el efecto de la concentración no es tan significativo, pero se observa que hay una tendencia a que valores de baja concentración proporcionen valores levemente mas altos en las propiedades mecánicas.

Para cuantificar como los parámetros químicos de interacción, especialmente el tipo de sal, concentración salina y tiempo de exposición al fluido de interacción afectan los parámetros de resistencia se recurre al concepto de Índice de Sensibilidad al Fluido (ISF).

Índice de Sensibilidad al Fluido (ISF): Según Amanullah (1993), este índice se define como el grado de sensibilidad de una formación arcillosa a cierto tipo de lodo. Una forma de cuantificar la variación en los parámetros de resistencia MI, FCT y UCS es definir el ISF, comparando cada uno de los valores promedio de muestras expuestas con el valor obtenido de las muestras no expuestas.

Para conocer como la interacción con el fluido afecta la UCS, MI y FCT se grafican los valores del ISF (Índice de Sensibilidad al fluido) para la UCS, MI y la FCT en función de las variables que fueron controladas durante el diseño experimental como lo son el tipo de sal, tiempo de exposición y concentración salina. El ISF es calculado con la siguiente ecuación para cada parámetro mecánico:

$$ISF_{UCS} = \frac{UCS_f}{UCS_{nf}}$$

$$ISF_{MI} = \frac{MI_f}{MI_{nf}}$$

$$ISF_{FCT} = \frac{FCT_f}{FCT_{nf}}$$

Donde ISF_{UCS} es el índice de sensibilidad al fluido para la resistencia compresiva uniaxial, ISF_{MI} es el índice de sensibilidad al fluido para el Módulo de Indentación y ISF_{FCT} es el índice de sensibilidad al fluido para la Fuerza Crítica de Transición. El subíndice f significa que la propiedad evaluada ha sido obtenida teniendo en cuenta la interacción con el fluido y el subíndice nf significa que la propiedad ha sido evaluada sin considerar interacción con el fluido.

Si los valores de índice de sensibilidad al fluido están muy cercanos a 1, la afectación del fluido de interacción es casi nula. El análisis grupal de los índices de sensibilidad al fluido puede verse en la tabla 6-3 para los parámetros de Indentación y en la tabla 6-4 para los parámetros de UCS.

Tabla 6-4. Índice de Sensibilidad del Fluido calculado para los valores de MI y FCT para las muestras expuestas a los fluidos de interacción.

RESUMEN RESULTADOS INDENTACION SOBRE LOS GRUPOS DE DISCOS								
Muestra	Muestras	Tipo de Sal	Concent	Tiempo de Exposicion	MI (N/mm)	FCT (N)	ISFMI	ISFFCT
Grupo 1D (Mugrosa No Expuesta)	D9, D10, D11, D12	-	-	-	3101	399		
Grupo 1D1	D13 , D22 , D24, D41	NaCl	Alta	1 Dia	1980	268	0,64	0,67
Grupo 1D2	D14 , D18 , D25 , D36	NaCl	Alta	10 Dias	1141	140	0,37	0,35
Grupo 2D1	D15 , D26 , D32 , D42	KCl	Alta	1 Dia	1878	250	0,61	0,63
Grupo 2D2	D19 , D27 , D33 , D37	KCl	Alta	10 Dias	1822	290	0,59	0,73
Grupo 3D1	D16, D23, D28 , D43	NaCl	Baja	1 Dia	1783	217	0,57	0,54
Grupo 3D2	D20 , D29 , D34 , D38	NaCl	Baja	10 Dias	1434	188	0,46	0,47
Grupo 4D1	D17 , D30 , D40 , D44	KCl	Baja	1 Dia	2030	279	0,65	0,70
Grupo 4D2	D21 , D31 , D35 , D39	KCl	Baja	10 Dias	1800	280	0,58	0,70

Tabla 6-5. Índice de Sensibilidad del Fluido calculado para los valores de UCS para las muestras expuestas a los fluidos de interacción.

RESUMEN RESULTADOS PRUEBA UNIAXIAL SOBRE LOS GRUPOS DE NÚCLEOS						
Muestra	Muestras	Tipo de Sal	Concentración	Tiempo de Exposición	UCS (PSI)	ISFUCS
Grupo 1P (Mugrosa No Expuesta)	P9, P10, P11, P12	-	-	-	7851	
Grupo 1P1	P13 , P22 , P24, P41	NaCl	Alta	1 Día	2383	0,30
Grupo 1P2	P14 , P18 , P25 , P36	NaCl	Alta	10 Días	1435	0,18
Grupo 2P1	P15 , P26 , P32 , P42	KCl	Alta	1 Día	2095	0,27
Grupo 2P2	P19 , P27 , P33 , P37	KCl	Alta	10 Días	2042	0,26
Grupo 3P1	P16, P23, P28 , P43	NaCl	Baja	1 Día	2420	0,31
Grupo 3P2	P20 , P29 , P34 , P38	NaCl	Baja	10 Días	1448	0,18
Grupo 4P1	P17 , P30 , P40 , P44	KCl	Baja	1 Día	2841	0,36
Grupo 4P2	P21 , P31 , P35 , P39	KCl	Baja	10 Días	3538	0,45

A partir de la evaluación de los ISF es posible afirmar en general que los Módulos de Indentación más altos se obtuvieron para la sal KCl, para tiempos de 1 día y concentraciones altas, mientras que para la Fuerza Crítica de Transición los valores más altos de ISF se obtuvieron para la sal KCl, para tiempos de exposición de 10 días y concentraciones bajas. Para el caso de la UCS en general los valores más altos del ISF se obtuvieron para la sal KCl a bajas concentraciones y tiempo de exposición alto.

A continuación se realizará el análisis de las variables: tipo de sal, concentración y tiempo de exposición, en el orden en que más se afectan los parámetros mecánicos al interactuar con el fluido.

6.1.1. Efecto del Tipo de Sal

El análisis del efecto del tipo de sal en los parámetros de resistencia mecánica se hará en primer lugar para los parámetros de Indentación (MI y FCT) y luego para la UCS.

Amunallah mostró que a través del Índice de Sensibilidad al Fluido (ISF) también llamado índice de inhibición, es posible determinar el grado de inhibición que se puede obtener en los parámetros de resistencia. En la figura 6-3 se puede ver como es afectado el Módulo de Indentación por el tipo de sal bajo unas condiciones constantes de tiempo de exposición de la muestra al fluido y concentración salina en el fluido de interacción.

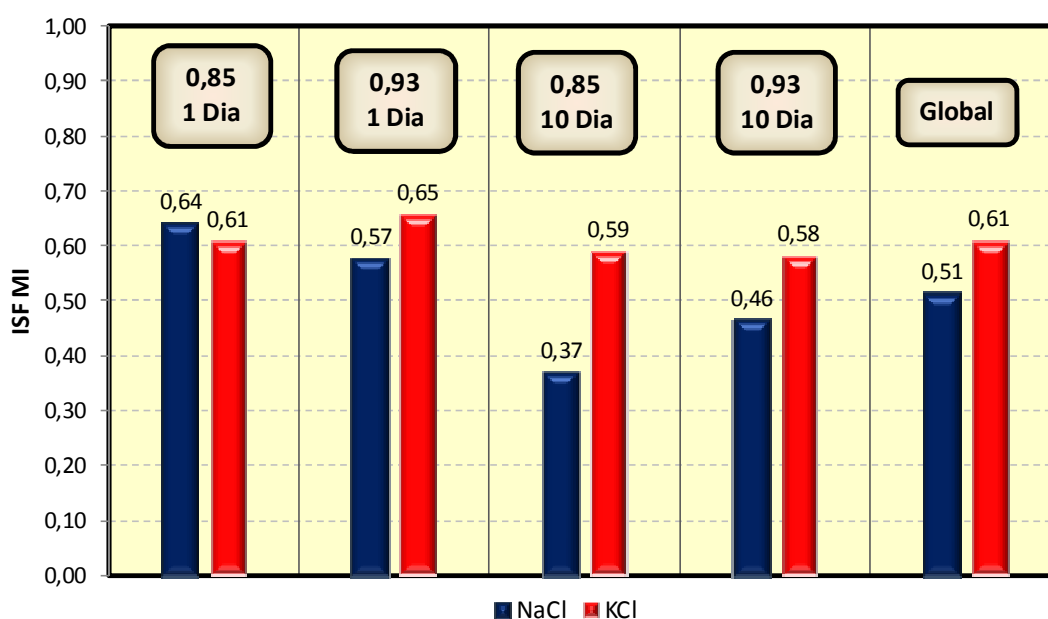


Figura 6-3. Índice de inhibición calculado a partir de los valores promedio del MI para las muestras expuestas a fluidos de interacción NaCl y KCl durante 1 y 10 días a alta y baja concentración.

A partir de los resultados anteriores se puede ver que el MI se ve afectado de forma negativa con valores de ISFMI de 0,51 para el NaCl y de 0,61 para el KCl como se muestra en las dos últimas barras (comportamiento global) de la figura 6-3, donde se consideran todas las 32 pruebas hechas a partir de interacción con fluidos.

La afectación de la Fuerza Crítica de Transición en las pruebas de interacción es mostrada en la figura 6-4.

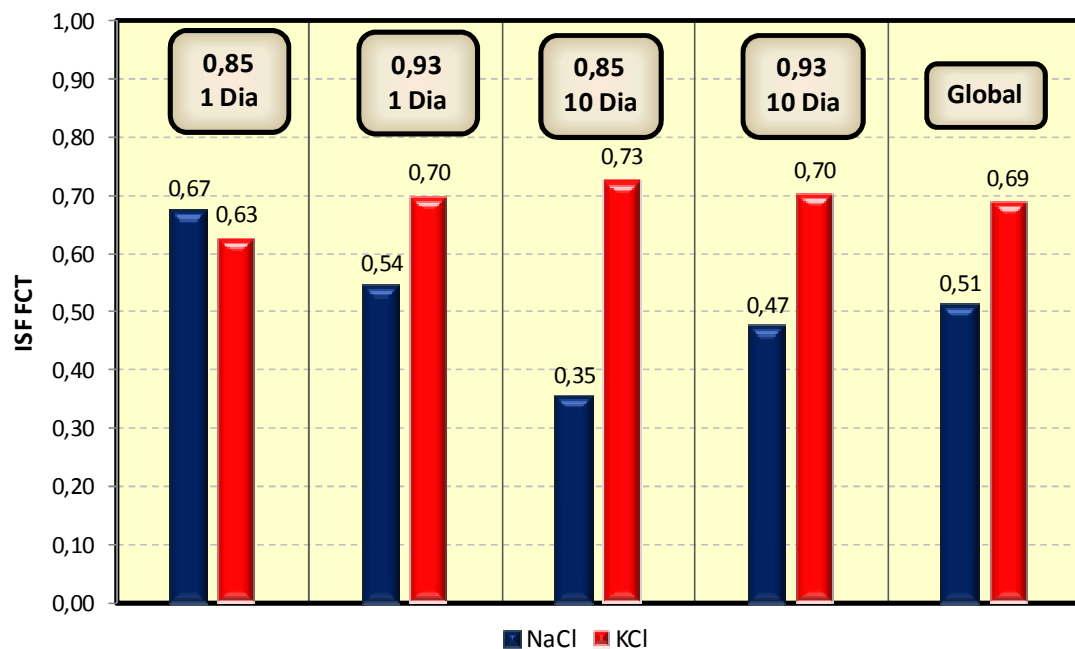


Figura 6-4. Índice de inhibición calculado a partir de los valores promedio de la FCT para las muestras expuestas a fluidos de interacción NaCl y KCl durante 1 y 10 días a alta y baja concentración.

En resumen la afectación de la FCT en función del tipo de sal esta en el orden de 0,51 para el NaCl y 0,69 para el KCl como se muestra en las dos últimas barras (comportamiento global) de la figura 6-4.

Para evaluar el comportamiento de la UCS en función del tipo de sal se definieron los ISF para la UCS graficados en la figura 6-5.

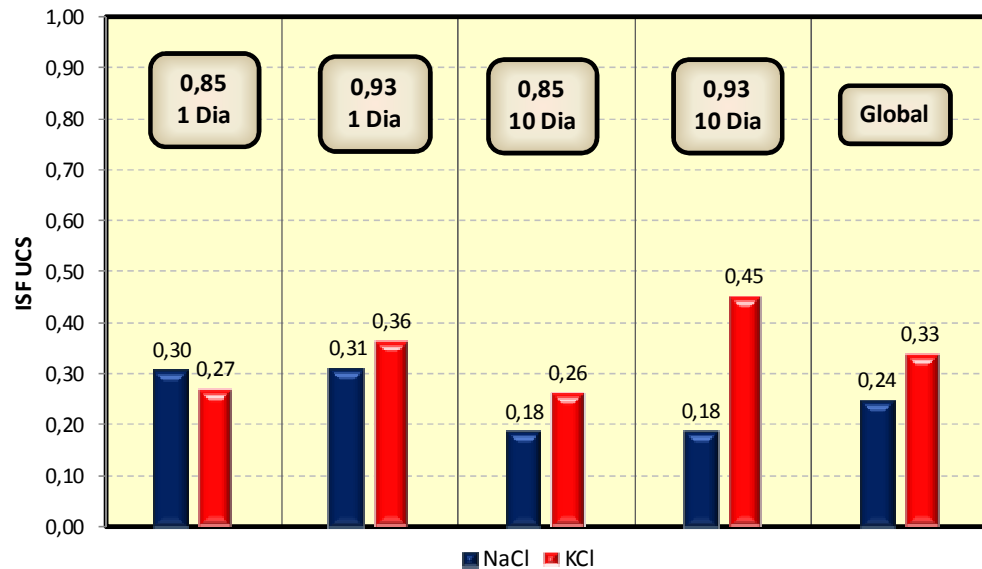


Figura 6-5. Índice de inhibición calculado a partir de los valores promedio de la UCS para las muestras expuestas a fluidos de interacción NaCl y KCl durante 1 y 10 días a alta y baja concentración.

Las dos últimas barras (comportamiento global) de la figura 6-5 resume el valor promedio del ISF para la UCS con valores de 0,24 para el NaCl y 0,33 para el KCl. Se observa que los valores de ISF UCS son más bajos que los observados en los parámetros de Indentación debido a que los núcleos están expuestos totalmente al contacto con el fluido, contrario a los discos, donde una sola de sus caras está influenciada por la interacción con el fluido. Además los núcleos tienen presencia de microgrietas por donde puede penetrar más fácilmente el fluido.

A partir de los resultados de las pruebas se define que la afectación de los parámetros de Indentación es menor para la sal KCl tanto para la UCS, MI y FCT. Esto esta respaldado por el hecho de que 3 de los 4 valores más altos para la FCT

están asociados a la sal KCl. Así mismo 3 de los 4 valores más cercanos a los de las muestras no expuestas para el MI están asociados a la sal KCl. Para el caso de la UCS los dos valores más altos de UCS fueron obtenidos con fluido KCl.

6.1.2. Efecto del Tiempo de Exposición

Para analizar el efecto del tiempo de exposición se tomaron grupos que compartieran las mismas variables en cuanto a tipo de sal y concentración salina para analizar el efecto del tiempo en los parámetros de UCS, MI y FCT. De esta forma fue posible elaborar la figura 6-6 donde se aprecia el efecto del tiempo de exposición en los grupos de muestras a través del ISF para MI.

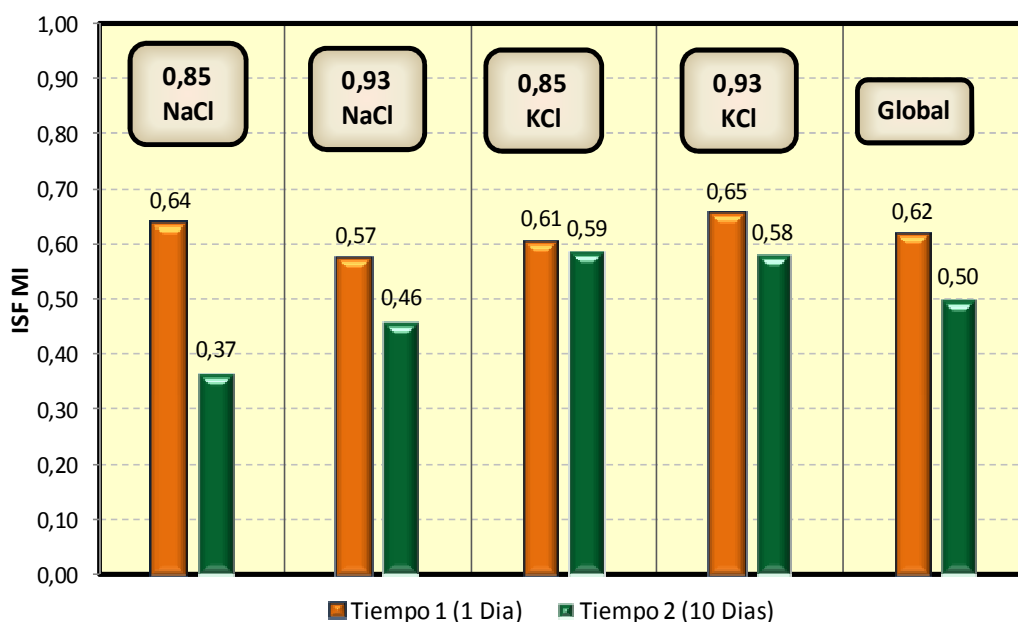


Figura 6-6. Índice de inhibición calculado a partir de los valores promedio del MI para las muestras expuestas a tiempos de interacción de 1 día y 10 días con NaCl y KCl de alta y baja concentración

A partir de los resultados mostrados en la figura 6-6, se observa en las dos últimas barras (comportamiento global) que el MI se afecta a medida que aumenta el tiempo de exposición en todos los fluidos de interacción, siendo el efecto más severo a 10 días donde el promedio de valores ISFMI es de 0,5.

El mismo análisis de índice de sensibilidad al fluido fue hecho para la FCT obteniéndose la figura 6-7

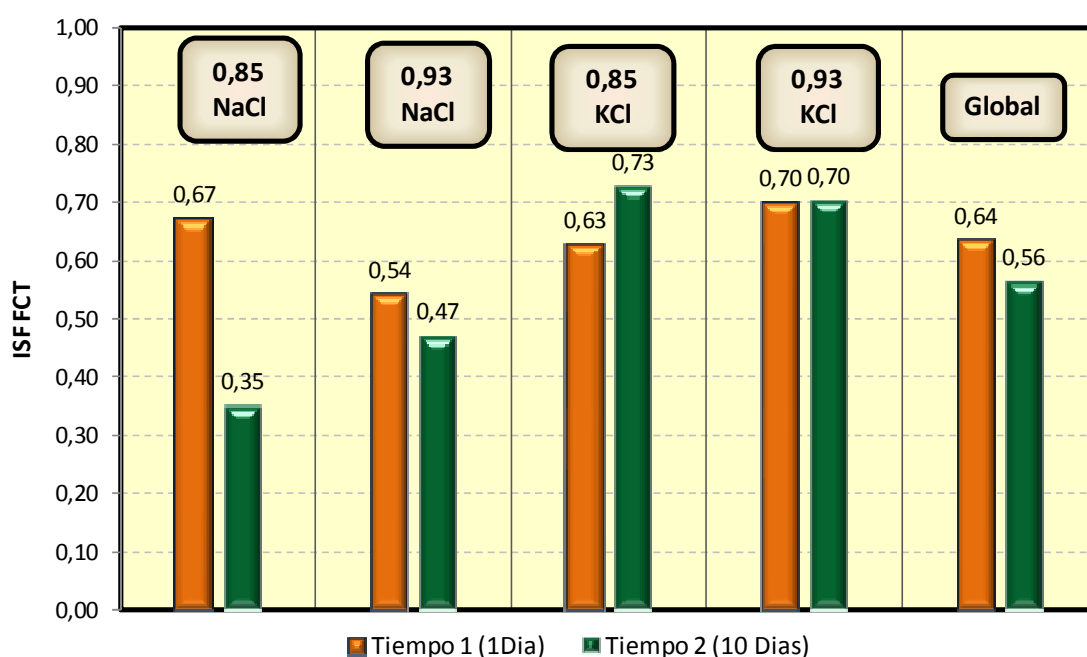


Figura 6-7. Índice de inhibición calculado a partir de los valores promedio de la FCT para las muestras expuestas a tiempos de interacción de 1 día y 10 días con NaCl y KCl de alta y baja concentración

A partir de la figura 6-7, fue posible definir que el tiempo de exposición tiene un efecto en la FCT dependiendo del tipo de sal con la que interactúe, para la interacción con sales de NaCl la FCT disminuye a medida que aumenta el tiempo

de exposición. Las dos últimas barras muestran el comportamiento global de las muestras al interactuar por 1 y 10 días.

El efecto del tiempo en las mediciones de UCS es posible observarlo en la figura 6-8.

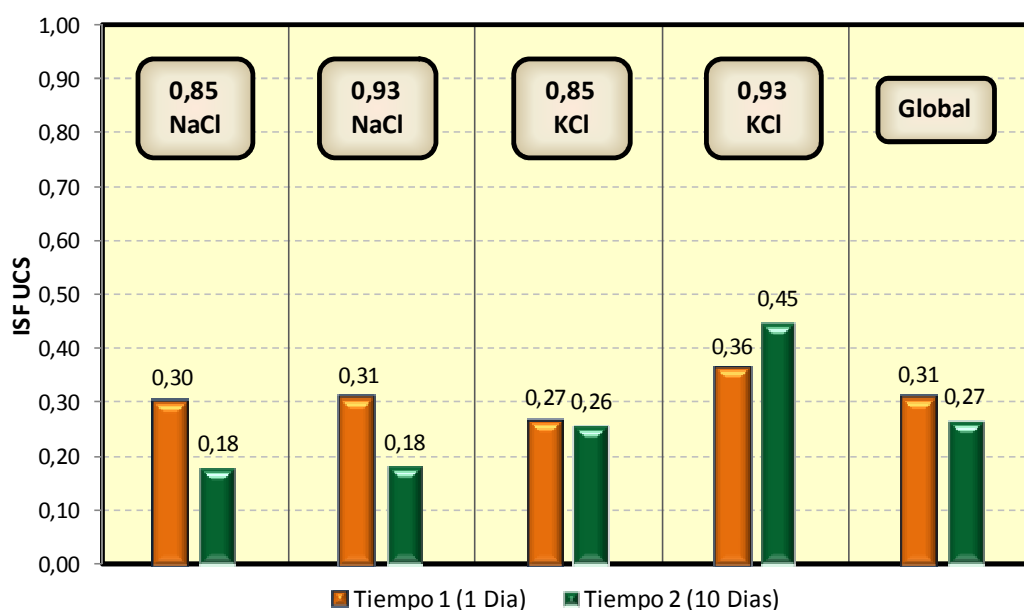


Figura 6-8. Índice de inhibición calculado a partir de los valores promedio de la UCS para las muestras expuestas a tiempos de interacción de 1 día y 10 días con NaCl y KCl de alta y baja concentración

Un promedio de los datos anteriores para analizar el efecto del tiempo de exposición en la USC puede verse en las dos últimas barras del comportamiento global observado en la figura 6-8.

A partir de los resultados anteriores es posible definir que el tiempo de exposición de la muestra afecta de forma negativa los parámetros UCS y de Indentación MI y

FCT. Para el MI en todos los casos analizados a medida que el tiempo transcurría este módulo disminuía, observándose un cambio promedio en el ISF_{MI} de -0,12 a medida que aumentaba el tiempo de exposición de 1 día a 10 días.

Para el caso de la FCT se observó que para la sal KCl el efecto del tiempo no es notable, se puede pensar que la afectación del KCl a nivel profundo en la roca es menor que la afectación que hace el NaCl a nivel profundo en la roca, ya que la medición de la FCT esta basada en el comportamiento puntual de resistencia del indentador al penetrar en la roca (omite en cierto modo los efectos skin o superficiales de la roca) mientras que el módulo de Indentación esta influenciado por el comportamiento plástico que puede generarse en la superficie de la roca por efecto de la química de interacción.

Si la FCT se afecta se supone que el fluido de interacción penetró a través de flujo ionico/osmótico afectando la resistencia de la muestra. Por lo tanto, se observó que esta interacción es menor con la sal KCl si consideramos el tiempo de exposición. También fue visible en las gráficas un ISF_{FCT} de -0,2 para interacción con NaCl mientras que el cambio fue de 0,1 para la interacción con KCl, observándose una mejora en el valor de FCT con respecto a la muestra expuesta durante 1 día.

En el comportamiento de la UCS se puede definir que el efecto del tiempo es negativo para la sal NaCl ya que disminuye los valores de ISF en promedio -0,12 y que para la sal KCl el efecto del tiempo es constante en el comportamiento del ISF ya que éste no se vio afectado negativamente al aumentar el tiempo de exposición de la muestra.

Se puede concluir también que a medida que pasa en tiempo sólo no se ve una disminución (y por el contrario se observa un aumento) en los parámetros de UCS y FCT para la sal KCl, es decir el tiempo favorece la interacción cuando se trabaja con la sal KCl.

6.1.3. Efecto de la Concentración Salina

Para analizar el efecto de la concentración salina en los valores de UCS y parámetros de Indentación se agruparon las muestras para el caso del Modulo de Indentación en la figura 6-9.

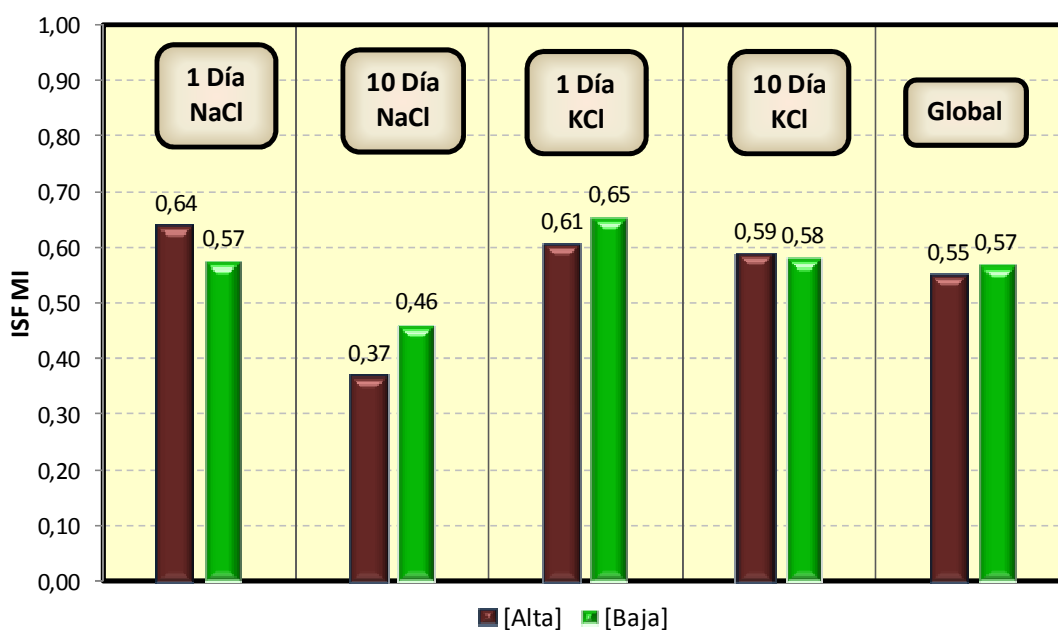


Figura 6-9. Índice de inhibición calculado a partir de los valores promedio del MI para las muestras expuestas a concentraciones altas y bajas con NaCl y KCl durante 1 y 10 días.

Como se puede observar en la figura 6-9, una vez la roca haya interactuado con el fluido, su MI queda establecido y éste no varía drásticamente con respecto a las muestras sometidas a interacción con otra concentración salina. Para el grado de concentración salina, los valores promedios de ISF_{MI} están en 0,55 y 0,57 como se puede ver en las dos últimas barras del comportamiento global de la figura 6-9.

Para el análisis de la variación de la FCT con respecto al grado de concentración salina se expone la figura 6-10.

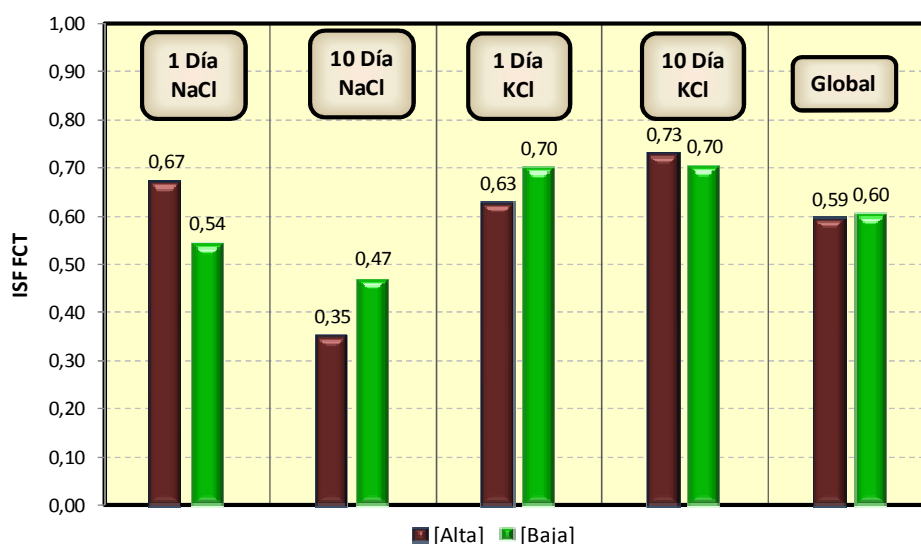


Figura 6-10. Índice de inhibición calculado a partir de los valores promedio de la FCT para muestras expuestas a concentraciones altas y bajas con NaCl y KCl durante 1 y 10 días.

La variación de la concentración salina del fluido de interacción no afecta de forma drástica los valores de ISF para las muestras analizadas. En la figura 6-11 es posible observar el comportamiento del ISF_{UCS} cuando varía la concentración salina del fluido de interacción.

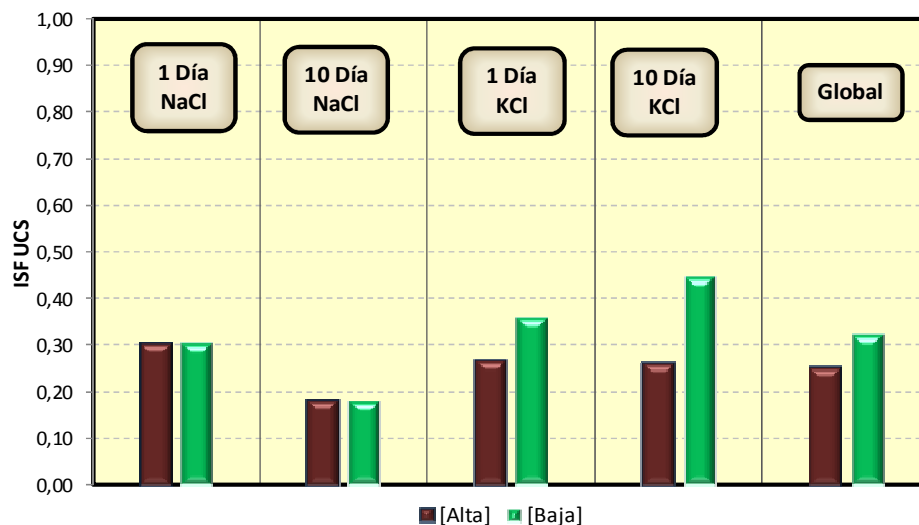


Figura 6-11. Índice de inhibición calculado a partir de los valores promedio de UCS para muestras expuestas a concentraciones altas y bajas con NaCl y KCl durante 1 y 10 días.

En términos de concentración salina la afectación en el ISF se aprecia notablemente con la sal KCl donde al pasar de una concentración alta a baja el factor ISFUCS cambia en promedio +0,14, mientras que el efecto del cambio en la concentración salina para la sal NaCl es insignificante en los valores de ISF UCS.

6.1.4. Discusión de Resultados de Interacción Química en los Parámetros de Resistencia:

De acuerdo con lo observado anteriormente en los análisis de índice de sensibilidad al fluido, se puede decir que la interacción química afecta considerablemente los parámetros de Indentación como son el MI y la FCT con valores de ISF promedios de 0,56 para el MI y de 0,60 para la FCT en la formación Mugrosa. Para el caso de la UCS el factor ISF promedia el valor de 0,29.

En general, es posible observar que el grado de afectación de los parámetros de Indentación es más drástico, en primer lugar por el tipo de sal del fluido de interacción, en segundo lugar por el tiempo de exposición de la roca al fluido y en último lugar por la concentración salina en el fluido de interacción. Esta afirmación está basada en el análisis de las variaciones del ISF observadas por los grupos de muestras. Ver tabla 6-5.

Tabla 6-6. Sensibilidad de el cambio de las variables químicas en el ISF para el MI, FCT y UCS.

<i>Cambio de la Variable Química</i>	<i>Cambio en el Indice de Sensibilidad al Fluido</i>		
<i>Tipo de Sal</i>	Δ ISFMI	Δ ISFFCT	Δ ISFUCS
<i>NaCl→KCl</i>	0,10	0,18	0,09
<i>Tiempo de Exposición</i>			
<i>10Dias→1Dia</i>	0,12	0,07	0,04
<i>Concentración Salina</i>			
<i>[Alta]→[Baja]</i>	0,02	0,01	0,07

En la tabla 6-5 los valores positivos indican un aumento en el índice de sensibilidad al fluido, es decir una mejora en la respuesta mecánica de la formación a la interacción con el fluido. En la sensibilidad expuesta en la tabla 6-5 sobre los parámetros químicos (tipo de sal, tiempo de exposición y concentración salina) es posible definir como afecta el cambio de las variables químicas los valores de ISF. De tal forma que una mejora en los parámetros de resistencia es posible en las magnitudes señaladas para la formación Mugrosa si se toman medidas con respecto a la formulación química del fluido de perforación y el tiempo de exposición de la formación al fluido de perforación. Para el caso de la

UCS se observa que la sensibilidad a la concentración salina es mayor que el efecto del tiempo de exposición de la muestra al fluido de interacción.

¿Se puede decir que para los parámetros de indentación a mayor tiempo de exposición mayor alteración-disminución de los valores de las propiedades MI y FCT? La respuesta es No. En este trabajo se observó un mantenimiento en el valor de la FCT para la interacción con la sal KCl durante los 10 días lo que hace suponer que la afectación por intercambio catiónico de la sal (el cual es menor que para el NaCl) ayudó a mantener la configuración mecánica de la roca más allá de la superficie que es donde llega finalmente el indentador al evaluarse la FCT.

¿Cuál de las variables afecta más los valores de MI y FCT? El análisis de los datos, y específicamente de la tabla 6-5, se demuestra que para el MI debe darse prioridad a la selección del tipo de sal, luego al tiempo de exposición de la muestra y por último a la concentración salina. Ya que como se puede ver en la tabla 6-5, el efecto del tipo de sal crea la diferencia más alta en los valores de ΔISF tanto para el MI como para la FCT, de la misma forma la selección de la concentración salina no afecta considerablemente el cambio del ISF.

¿Son las variables anteriores las que en la misma magnitud afectan los valores de UCS? La respuesta es No, se observó en la tabla que para el valor medido de UCS en la prueba uniaxial la selección óptima de la concentración salina es más importante que el tiempo de exposición que pueda tener la muestra al fluido de interacción.

6.1.5 Analisis del efecto químico en los valores de UCS:

La dispersión de los datos de UCS se muestra en la figura 6-12.

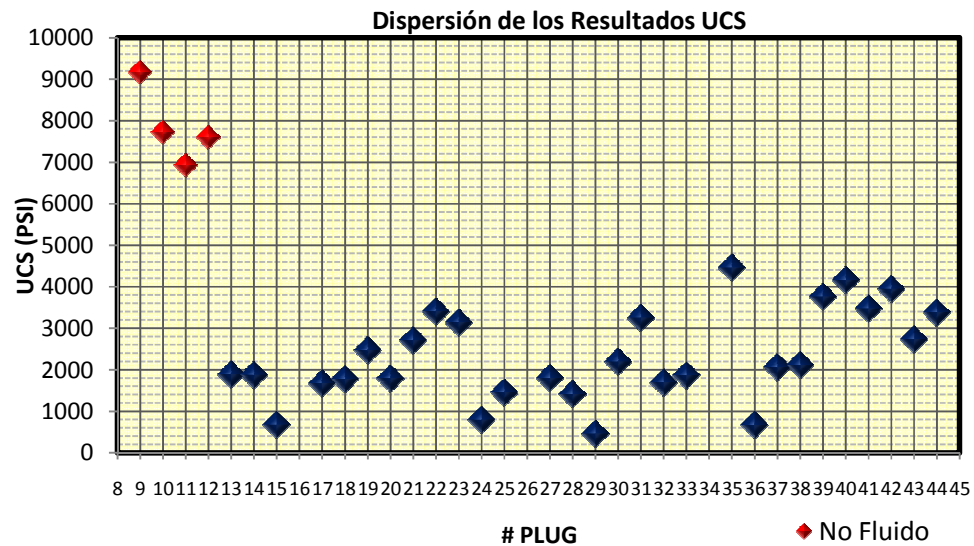


Figura 6-12. Dispersión de los datos de UCS para los núcleos de Mugrosa.

La figura 6-13 muestra el comportamiento de los valores UCS medidos en los núcleos tanto para muestras expuestas como no expuestas a fluido. En esta figura los núcleos fueron ordenados según el diseño experimental planteado, viéndose una tendencia general de las muestras a presentar menor resistencia a medida que cambia el tipo de sal a NaCl, cambia el tiempo de exposición a 10 días y la concentración aumenta.

Esta figura 6-13 concuerda más con la definición de tendencia del UCS con respecto al análisis que se hizo de los factores químicos (tipo de sal, tiempo de exposición y concentración salina); en la cual se definió que para el caso de la UCS en general los valores mas altos del ISF_{UCS} se obtuvieron para la sal KCl a bajas concentraciones y tiempo de exposición alto. En la figura 6-14 se muestra la dispersión de los datos para el módulo de indentación.

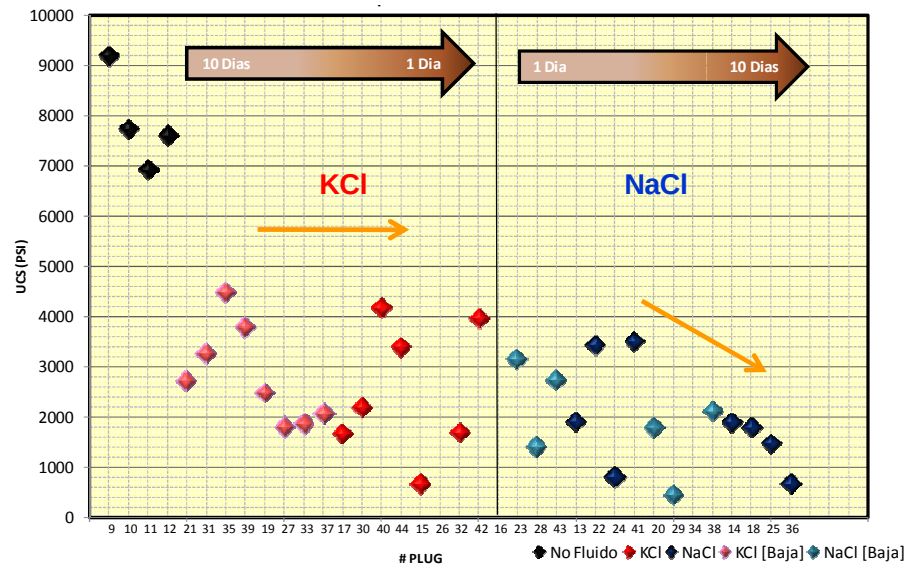


Figura 6-13. Efectos de la química del fluido de interacción en los valores de UCS.
Los datos encerrados corresponden a muestras no inmersas en fluido.

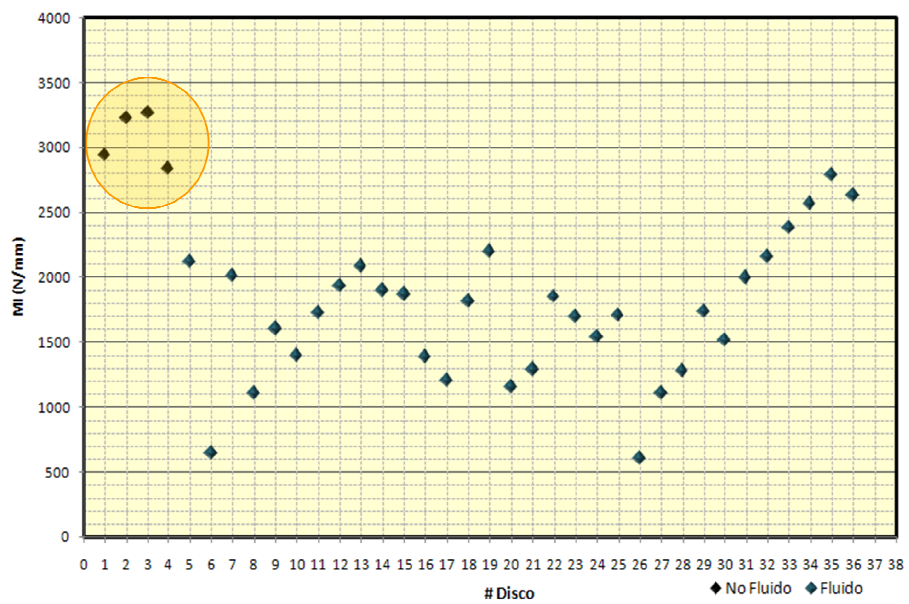


Figura 6-14. Dispersión de los datos de los Módulos de Indentación para los núcleos de la formación Mugrosa. Los puntos encerrados corresponden a datos que no tienen interacción con fluido.

La figura 6-15 muestra el comportamiento de los valores de MI medidos en los discos una vez que se consideraron los efectos químicos sobre el fluido. Para el caso del MI en general los valores más altos de ISF se obtuvieron para la sal KCl a altas concentraciones y tiempo de exposición de 1 día. En esta figura los discos fueron ordenados según el diseño experimental planteado, viéndose una tendencia general de las muestras a presentar menor resistencia a medida que cambia el tipo de sal a NaCl, cambia el tiempo de exposición a 10 días y la concentración aumenta.

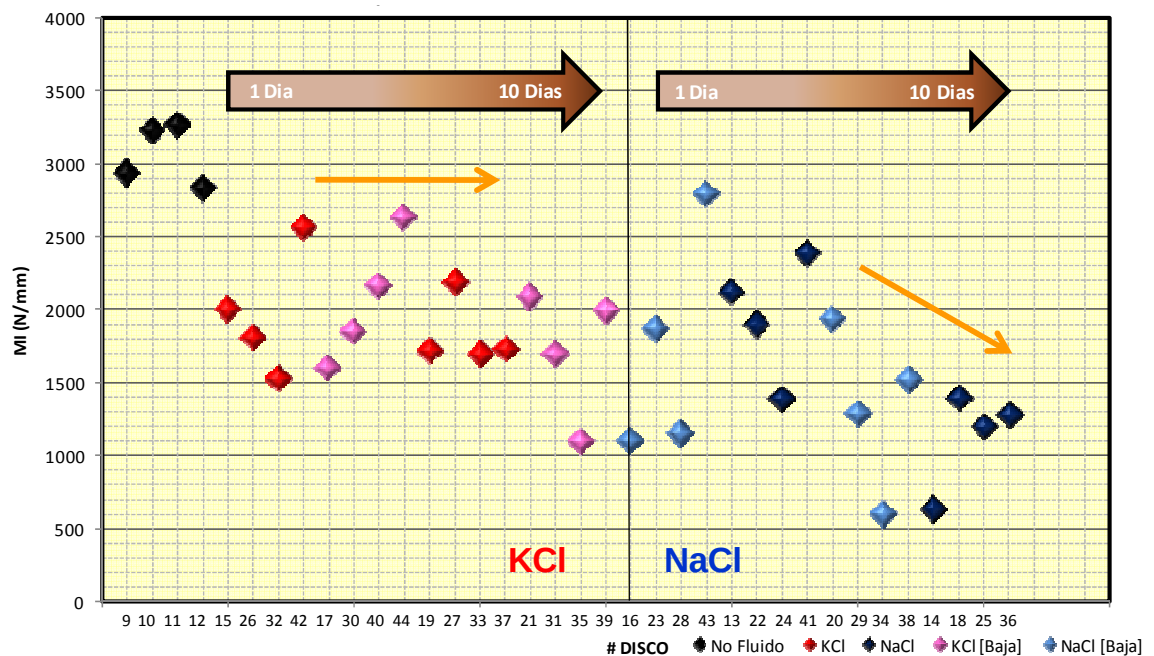


Figura 6-15. Efectos de la química del fluido de interacción en los valores de MI.
Los datos encerrados corresponden a muestras no inmersas en fluido.

En la figura 6-16 se muestra la dispersión de los datos para la fuerza crítica de transición.

La figura 6-17 muestra el comportamiento de los valores de FCT medidos en los discos. En esta figura los discos fueron ordenados según el diseño experimental planteado, Es posible observar que los valores más altos de FCT se obtuvieron con la sal KCl, para tiempo de exposición de 10 días y concentraciones bajas.

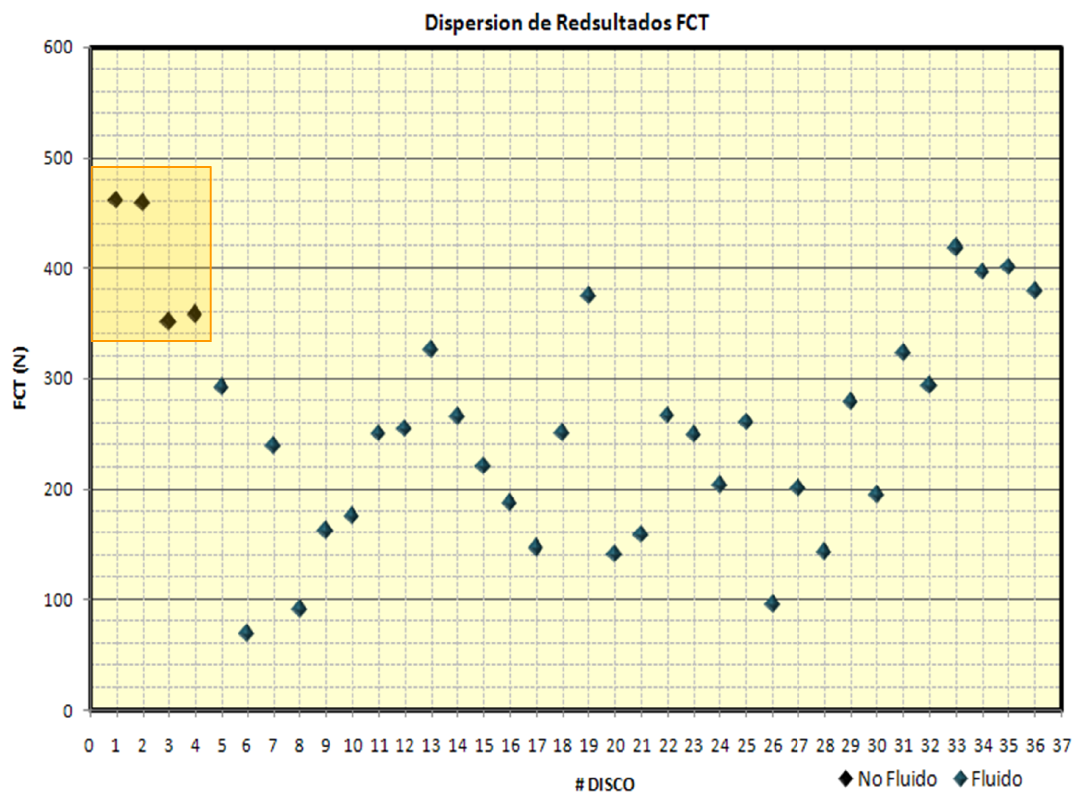


Figura 6-16. Dispersión de los datos de Fuerza Crítica de Transición para los discos de la formación Mugrosa.

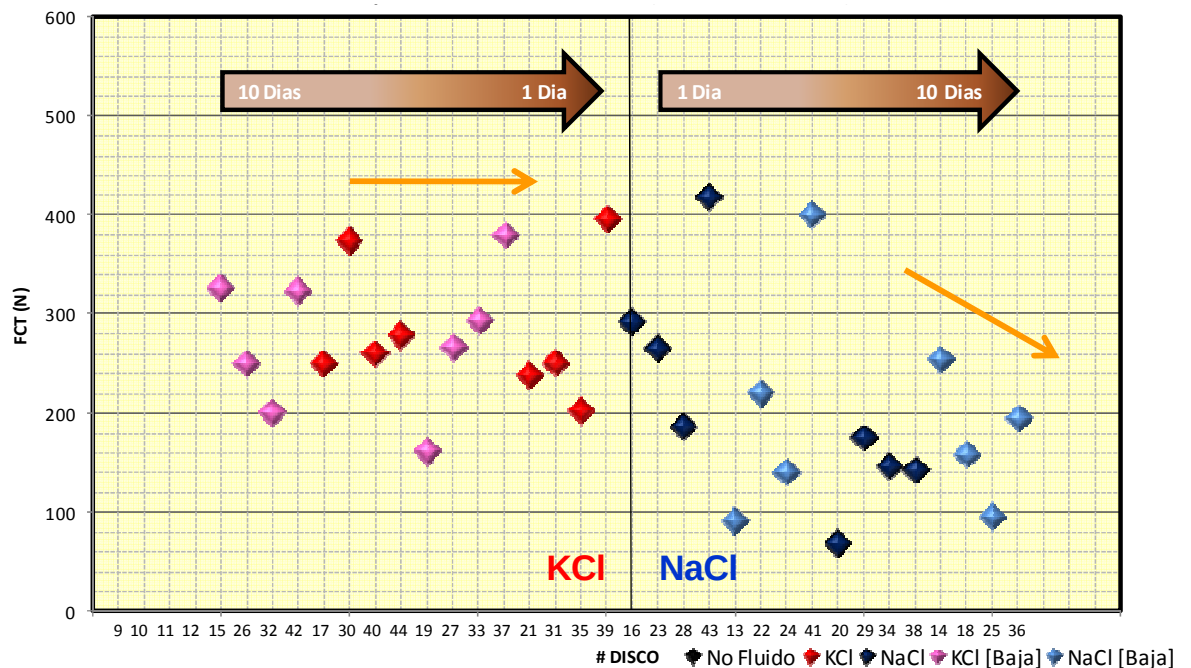


Figura 6-17. Efectos de la química del fluido de interacción en los valores de FCT.

Los datos encerrados corresponden a muestras no inmersas en fluido.

6.1.6 Analisis del agua adsorbida durante las pruebas de interacción en los parámetros UCS, MI y FCT.

Un efecto combinado de la concentración, el tipo de sal y el tiempo de exposición es la cantidad de agua e iones adsorbidos durante la inmersión/interacción de las muestras rocosas con el fluido. Para analizar el efecto de esta adsorción se estimó el porcentaje de peso ganado en las muestras luego de la interacción con el fluido y se relacionó con el cambio en los parámetros de resistencia (UCS, MI, FCT). Para hacerlo se midió el peso de la muestra antes y después de la interacción con el fluido para lo cual se completó la tabla 6-6 para los núcleos y la tabla 6-7 para los discos de indentación.

Tabla 6-7. Cambio en el contenido de agua de los núcleos expuestos a interacción.

RESUMEN DE RESULTADOS NÚCLEOS								
# Núcleo	Formacion	Tipo Sal	Concent	Tiempo Exposic	Peso Inicial	Peso Final	%w/w	UCS (psi)
P13	Mugrosa-Lisama 125	NaCl	Alta	1 Día	70,54	71,19	0,92	1879
P14	Mugrosa-Lisama 146	NaCl	Alta	10 Dias	68,68	67,19	-2,17	1866
P15	Mugrosa-Lisama 146	KCl	Alta	1 Día	68,35	69,91	2,28	665
Muestra Destruida								
P17	Mugrosa-Lisama 146	KCl	Baja	1 Día	69,59	70,13	0,78	1659
P18	Mugrosa-Nutria 13	NaCl	Alta	10 Dias	71,79	71,99	0,28	1768
P19	Mugrosa-Nutria 13	KCl	Alta	10 Dias	70,24	71,13	1,27	2463
P20	Mugrosa-Nutria 13	NaCl	Baja	10 Dias	70,58	70,84	0,37	1783
P21	Mugrosa-Nutria 13	KCl	Baja	10 Dias	72,91	73,27	0,49	2701
P22	Mugrosa-Nutria 13	NaCl	Alta	1 Día	72,02	72,43	0,57	3395
P23	Mugrosa-Lisama 125	NaCl	Baja	1 Día	70,28	70,89	0,87	3133
P24	Mugrosa-Tesoro 36R	NaCl	Alta	1 Día	69,76	70,01	0,36	785
P25	Mugrosa-Tesoro 36R	NaCl	Alta	10 Dias	70,68	71,48	1,13	1445
Muestra Destruida								
P27	Mugrosa-Tesoro 36R	KCl	Alta	10 Dias	78,09	79,61	1,95	1795
P28	Mugrosa-Tesoro 36R	NaCl	Baja	1 Día	71,54	71,98	0,62	1403
P29	Mugrosa-Tesoro 36R	NaCl	Baja	10 Dias	69,33	69,41	0,12	453
P30	Mugrosa-Tesoro 36R	KCl	Baja	1 Día	70,56	71,52	1,36	2184
P31	Mugrosa-Tesoro 36R	KCl	Baja	10 Dias	68,22	68,82	0,88	3243
P32	Mugrosa-Tesoro 36R	KCl	Alta	1 Día	74,82	75,82	1,34	1682
P33	Mugrosa-Tesoro 36R	KCl	Alta	10 Dias	67,85	68,58	1,08	1857
Muestra Destruida								
P35	Mugrosa-Tesoro 36R	KCl	Baja	10 Dias	67,22	67,91	1,03	4452
P36	Mugrosa-Tesoro 32	NaCl	Alta	10 Dias	72,27	71,66	-0,84	660
P37	Mugrosa-Tesoro 32	KCl	Alta	10 Dias	70,9	72,04	1,61	2053
P38	Mugrosa-Tesoro 32	NaCl	Baja	10 Dias	67,68	68,55	1,29	2109
P39	Mugrosa-Tesoro 32	KCl	Baja	10 Dias	72,66	73,09	0,59	3756
P40	Mugrosa-Tesoro 32	KCl	Baja	1 Día	69,22	70	1,13	4152
P41	Mugrosa-Nutria 13	NaCl	Alta	1 Día	76,36	76,95	0,77	3471
P42	Mugrosa-Nutria 13	KCl	Alta	1 Día	74,6	75,22	0,83	3939
P43	Mugrosa-Nutria 13	NaCl	Baja	1 Día	71,27	-		2724
P44	Mugrosa-Nutria 13	KCl	Baja	1 Día	74,05	74,58	0,72	3370

Tabla 6-8. Cambio en el contenido de agua de los discos expuestos a interacción.

RESUMEN DE RESULTADOS DISCOS								
# Núcleo	Tipo Sal	Concent	Tiempo Exposicion	Peso Inicial	Peso Final	%w/w	MI (N/mm)	FCT (N)
D13	NaCl	Alta	1 Dia	37,96	38,54	1,53	2116	291
D14	NaCl	Alta	10 Dias	30,34	30,86	1,71	637	68
D15	KCl	Alta	1 Dia	32,75	33	0,76	2005	238
D16	NaCl	Baja	1 Dia	28,42	28,75	1,16	1099	91
D17	KCl	Baja	1 Dia	36,52	36,9	1,04	1600	161
D18	NaCl	Alta	10 Dias	No Reportada			1393	175
D19	KCl	Alta	10 Dias	26,2	26,35	0,57	1725	249
D20	NaCl	Baja	10 Dias	No Reportada			1930	254
D21	KCl	Baja	10 Dias	29,37	29,54	0,58	2083	326
D22	NaCl	Alta	1 Dia	36,78	37,84	2,88	1896	265
D23	NaCl	Baja	1 Dia	30,26	30,43	0,56	1865	220
D24	NaCl	Alta	1 Dia	45,82	45,96	0,31	1385	186
D25	NaCl	Alta	10 Dias	27,54	27,77	0,84	1199	146
D26	KCl	Alta	1 Dia	37,43	37,95	1,39	1813	250
D27	KCl	Alta	10 Dias	No Reportada			2192	374
D28	NaCl	Baja	1 Dia	32,73	33	0,82	1149	140
D29	NaCl	Baja	10 Dias	29,64	31,01	4,62	1285	158
D30	KCl	Baja	1 Dia	28,6	28,75	0,52	1849	265
D31	KCl	Baja	10 Dias	26,06	26,28	0,84	1696	249
D32	KCl	Alta	1 Dia	39,24	39,43	0,48	1537	203
D33	KCl	Alta	10 Dias	36,35	36,64	0,80	1702	260
D34	NaCl	Baja	10 Dias	28,13	28,34	0,75	599	95
D35	KCl	Baja	10 Dias	19,72	19,86	0,71	1099	200
D36	NaCl	Alta	10 Dias	30,07	30,35	0,93	1276	142
D37	KCl	Alta	10 Dias	26,26	26,5	0,91	1734	278
D38	NaCl	Baja	10 Dias	30,79	29,87	-2,99	1514	194
D39	KCl	Baja	10 Dias	31,77	31,98	0,66	1993	323
D40	KCl	Baja	1 Dia	29,88	30,11	0,77	2159	293
D41	NaCl	Alta	1 Dia	35,51	35,79	0,79	2381	418
D42	KCl	Alta	1 Dia	29,72	29,87	0,50	2564	396
D43	NaCl	Baja	1 Dia	32	32,14	0,44	2785	400
D44	KCl	Baja	1 Dia	No Reportada			2629	379

Luego de que fueron medidas las resistencias compresivas se obtuvieron los efectos de la interacción fluido – roca para la formación Mugrosa la cual se muestra en la figura 6-18.

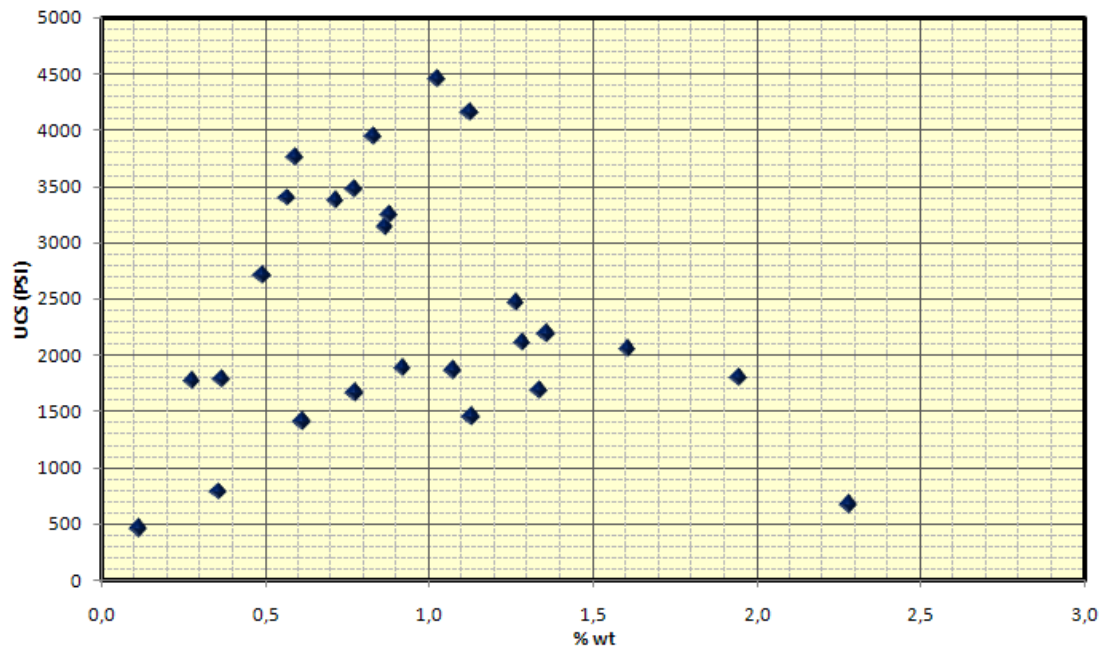


Figura 6-18. Relación entre el agua adsorbida por los núcleos y la UCS.

Así mismo a través del análisis de los parámetros de Indentación es posible evaluar el efecto de la extracción/adsorción de agua en los discos con respecto a los parámetros MI/FCT. Ver figuras 6-19 y 6-20.

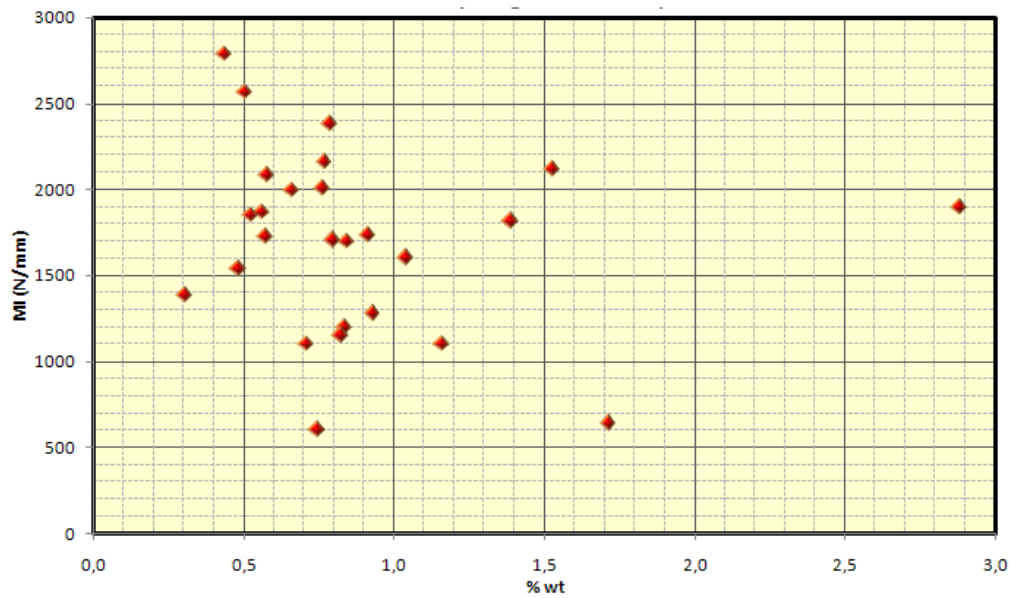


Figura 6-19. Relación entre el agua adsorbida por los discos y el MI.

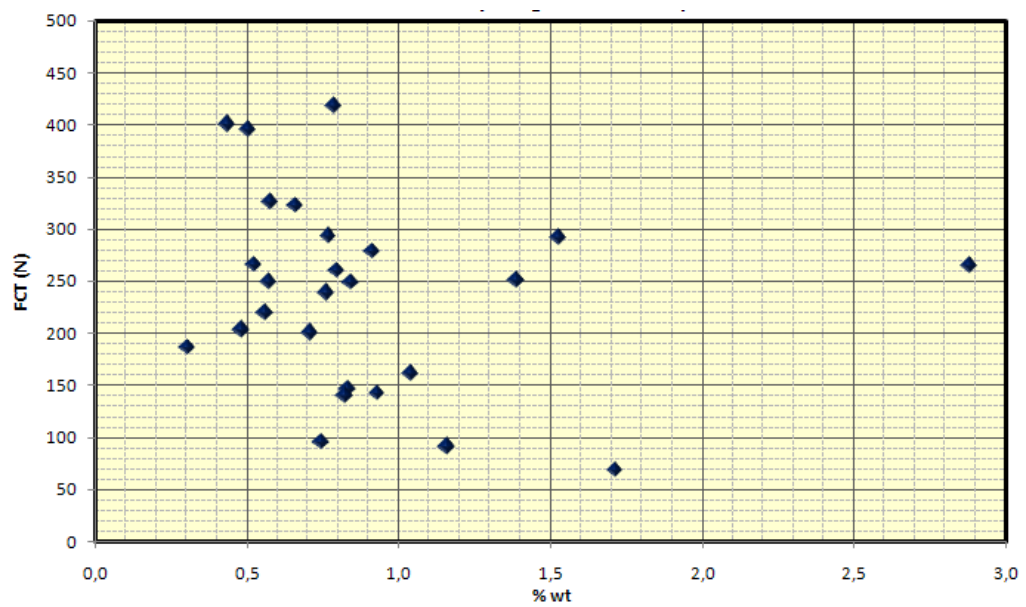


Figura 6-20. Relación entre el agua adsorbida por los discos y la FCT

Los anteriores análisis nos muestran el efecto del movimiento iónico y acuoso en los parámetros de resistencia.

6.1.7 Correlación con parámetros químicos:

La incorporación de los parámetros químicos en la correlación base se intentó a través de la identificación en gráficas de una tendencia de las variables afectadas químicamente con respecto a la correlación base como se muestra en las figuras 6-21 a 6-24. Pero esta relación no fue posible verla claramente y mucho menos cuantificarla, ya que son necesarios muchos más datos experimentales (4 muestras por grupo no fue suficiente) para definir las relaciones claras entre las variables químicas y los parámetros de resistencia.

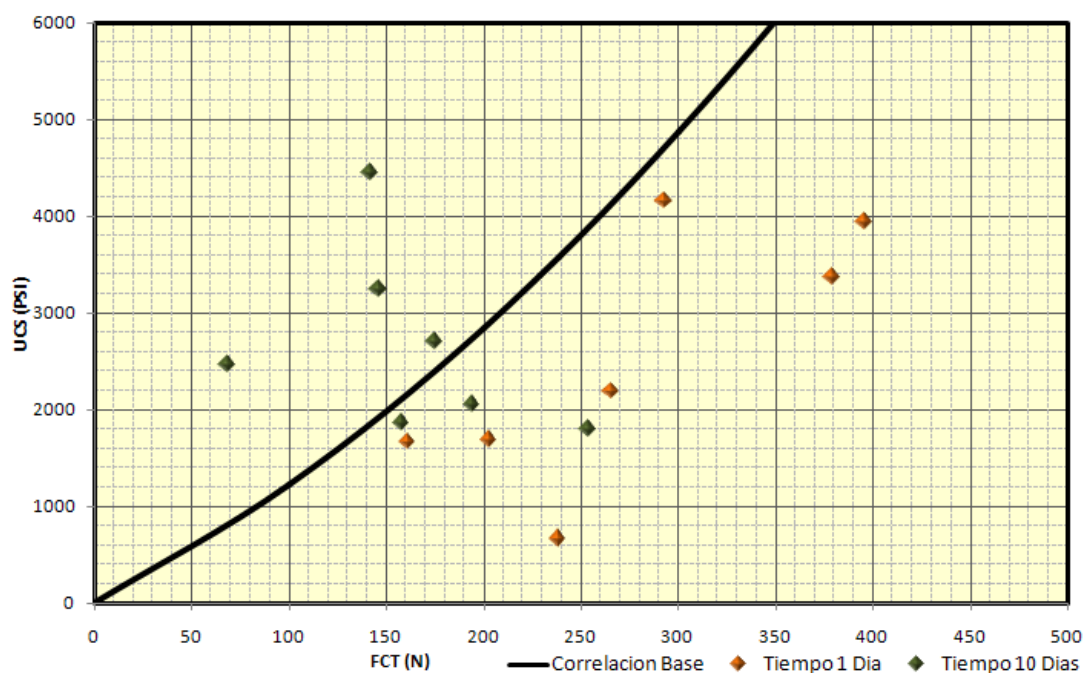


Figura 6-21. Relación entre UCS Vs FCT para la sal KCl a 1 día y 10 días.

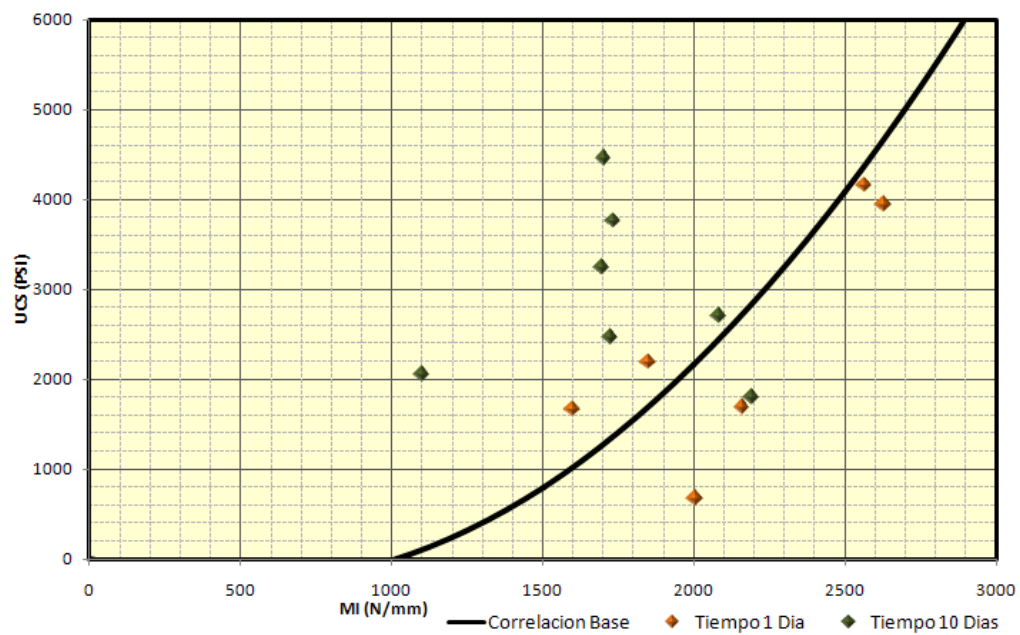


Figura 6-22. Relación entre UCS Vs MI para la sal KCl a 1 día y 10 días.

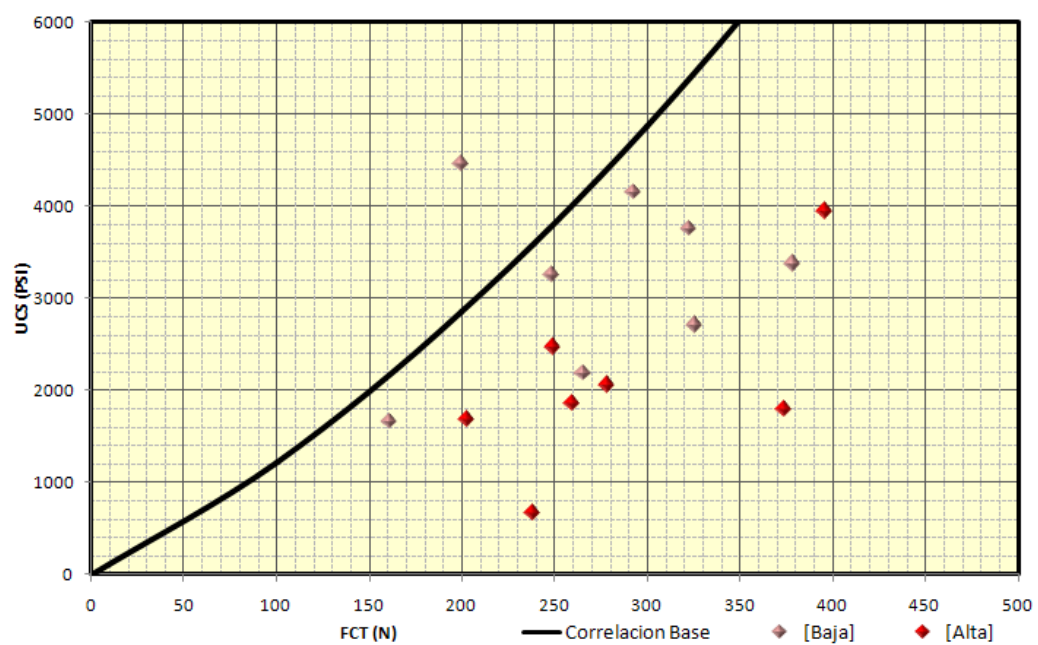


Figura 6-23. Relación entre UCS Vs FCT para la sal KCl a concentración baja y alta.

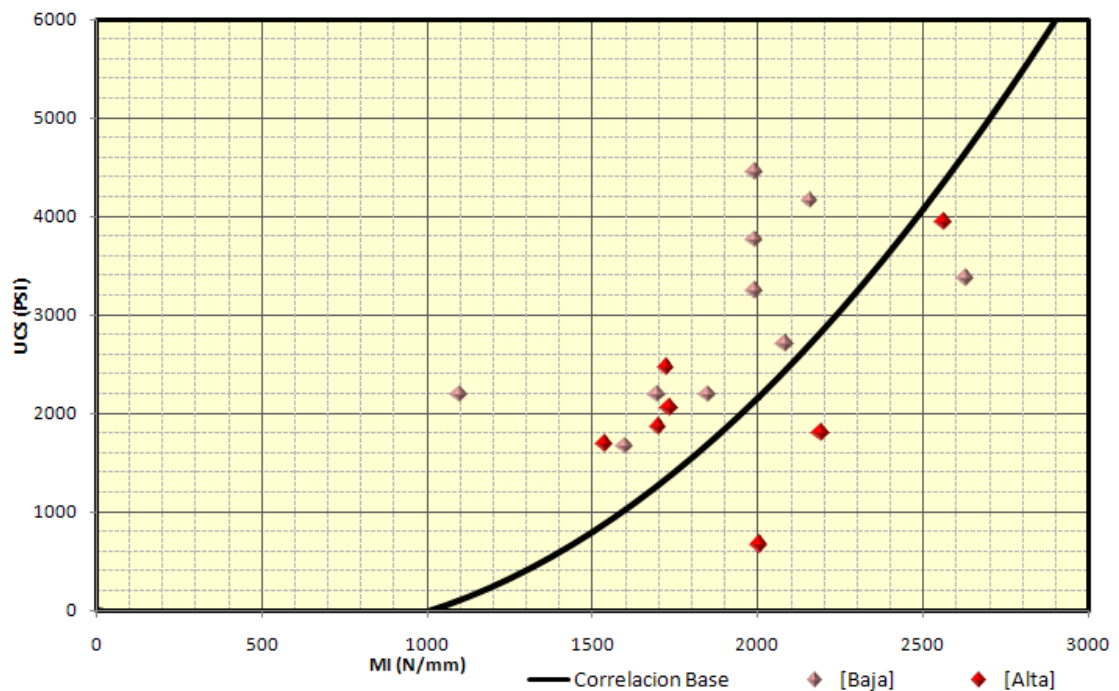


Figura 6-24. Relación entre UCS Vs MI para la sal KCl a concentración baja y alta.

En las anteriores figuras no es posible establecer una nueva relación cuantitativa entre los valores medidos de UCS con efecto de interacción y los parámetros de Indentación. Por tal razón se decidió incorporar en la correlación base el ISF_{UCS} para cuantificar la afectación de la UCS al interaccionar con el fluido. Una vez determinado el diagrama de flujo de la figura 6-25 es posible analizar como se afecta la UCS en términos de el Índice de Sensibilidad al Fluido.

A través del diseño experimental (2) fue posible definir los efectos de la química del fluido de interacción en función del tipo de sal, tiempo de exposición y concentración salina. A partir de la resistencia compresiva uniaxial con afectación química y la UCS no afectada químicamente fue posible definir los índices de Sensibilidad al Fluido mostrados en las figuras 6-25 a 6-27.

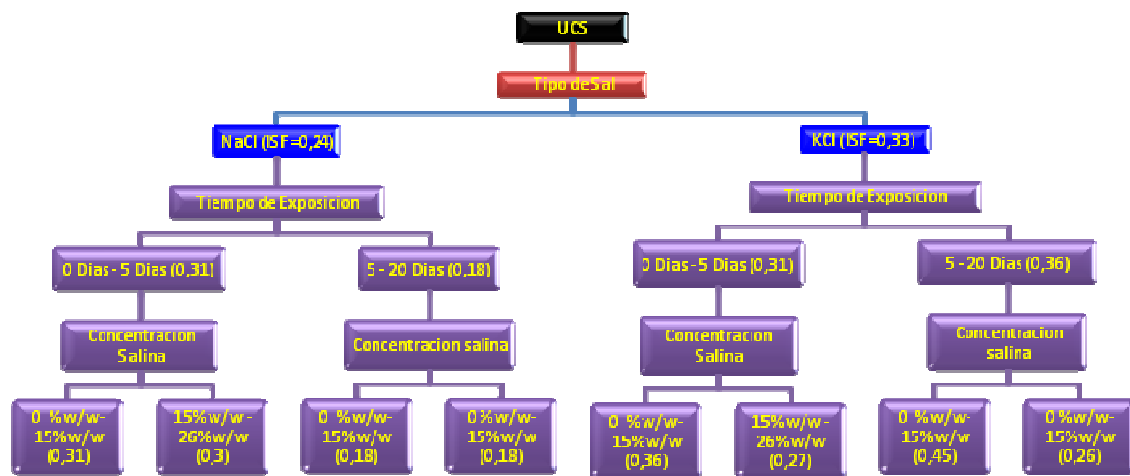


Figura 6-25. Determinación del ISFUCS a partir de los parámetros químicos. Afectación de Resistencia Compresiva Uniaxial en función de los parámetros químicos (Tipo de sal, Tiempo y Concentración).

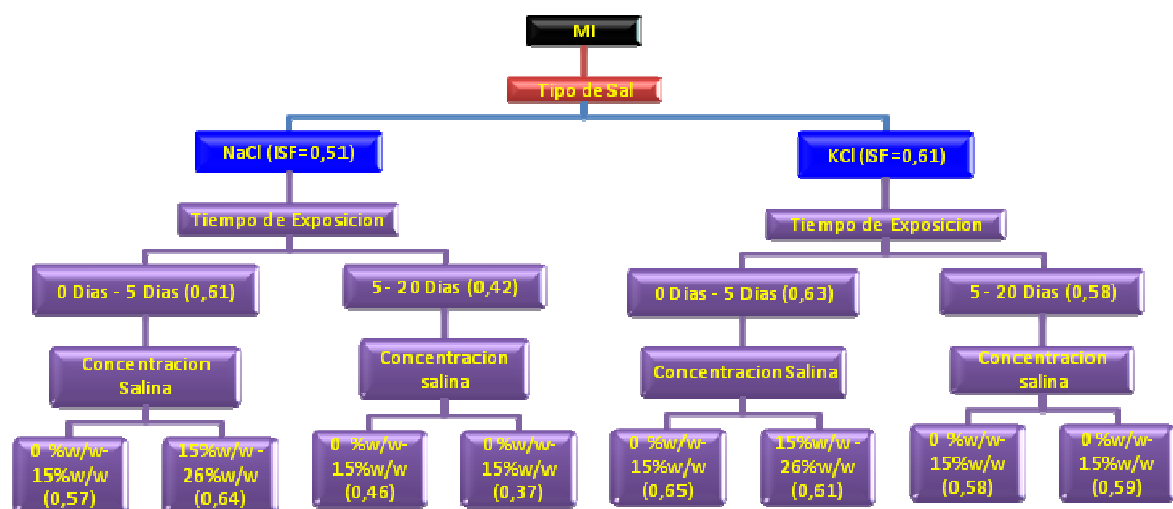


Figura 6-26. Determinación del ISFMI a partir de los parámetros químicos. Afectación de Modulo de Indentación en función de los parámetros químicos (Tipo de sal, Tiempo y Concentración).

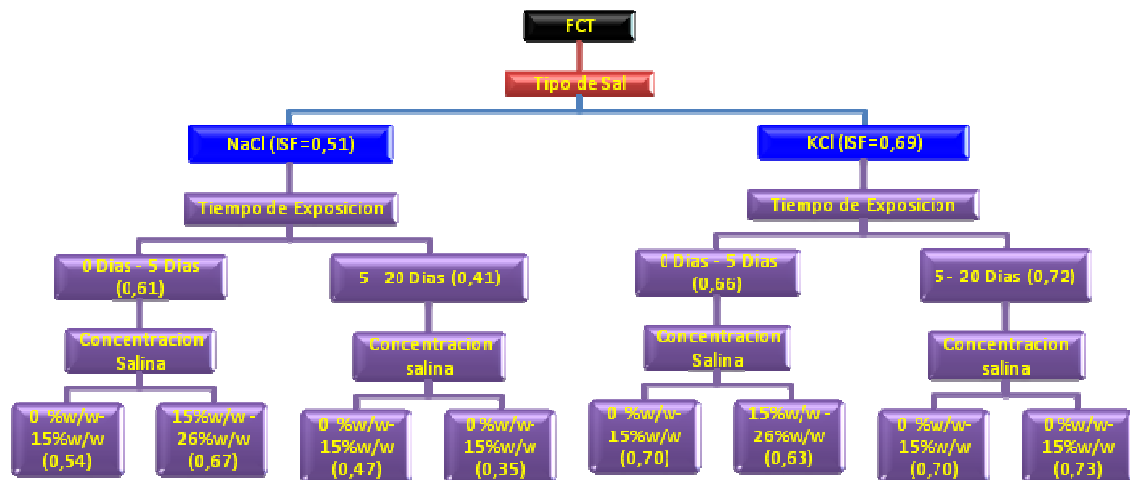


Figura 6-27. Determinación del ISFFCT a partir de los parámetros químicos.
Afectación de la FCT en función de los parámetros químicos

De tal forma que las correlaciones con parámetros químicos quedarían:

Para el Módulo de Indentación:

$$UCS_f(MI) = ISF_{UCS} * (0,0011 * MI^2 - 1,1167 * MI) \quad (1)$$

Para la Fuerza Crítica de Transición:

$$UCS_f(FCT) = ISF_{UCS}(0,0201 * FCT^2 + 10,22 * FCT) \quad (2)$$

Es posible utilizar las anteriores ecuaciones si se disponen de datos de Indentación sobre muestras no expuestas a fluido, de tal forma que sea posible calcular la UCS_{nf} de la muestra.

Si se usan las correlaciones anteriores en todos los 32 núcleos sometidos a interacción utilizando los valores de parámetros de Indentación (MI y FCT) de las muestras sin interactuar en fluido es posible definir que los valores generados con

las ecuaciones anteriores producen errores en promedio del 25%. Es de esperarse que este error sea tan alto ya que en él esta inmerso el error propio que se obtiene al utilizar la correlación base para arcillas que fue definido en promedio de 19% para mediciones de UCS a partir del MI y del 12% a partir de mediciones con la FCT. Otro error que se induce en estos cálculos es que los valores de ISF_{UCS} obtenidos de la figura 6-25 son generalizados para grupos de muestras.

En realidad los valores introducidos en las 2 ecuaciones anteriores no corresponden a muestras sometidas a interacción sino que corresponden a cortes de perforación que no están en estado nativo. Para corregir esta condición sobre los cortes de perforación se planteó el uso de las figuras 6-28 y 6-29, para definir el grado de afectación de los parámetros de Indentación en los cortes sometidos a interacción sobre un periodo de tiempo de 1 día.

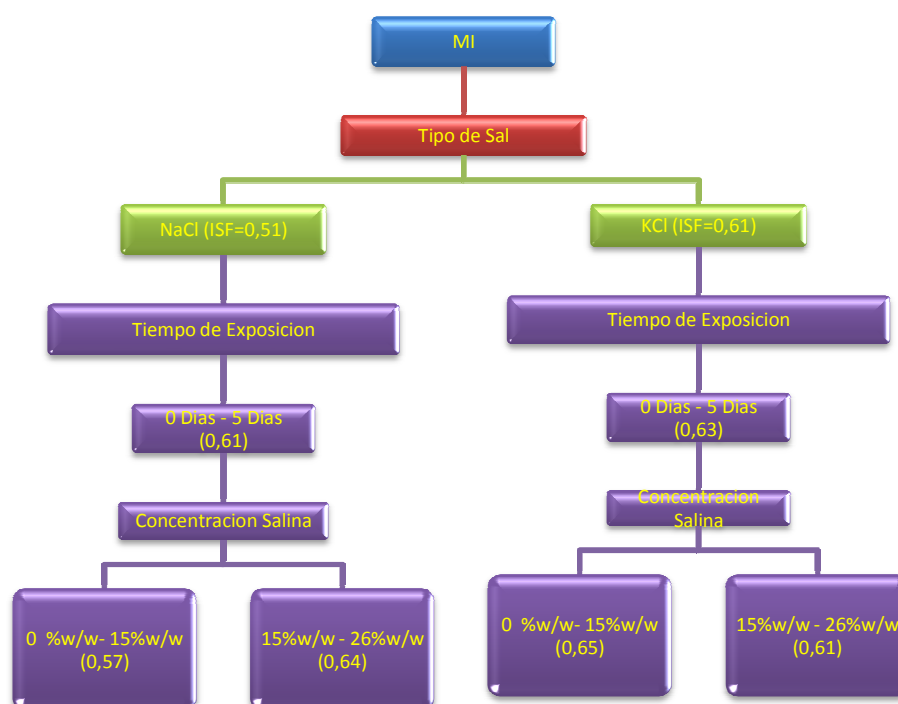


Figura 6-28. ISF de los parámetros de indentación MI sometidos a interacción.

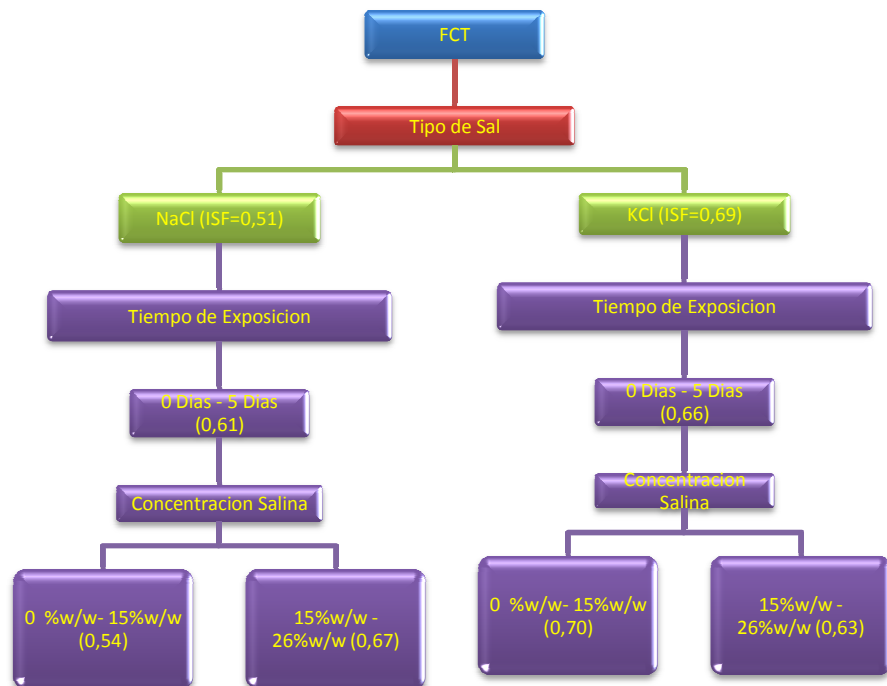


Figura 6-29. ISF de los parámetros de indentación FCT sometidos a interacción química.

De esta forma el valor real del MI y FCT estará en función de la interacción con el fluido de perforación, y es posible definir nuevos valores de MI y FCT corregidos por interacción de la siguiente forma:

$$MI_{\text{corr}} = \frac{MI_{\text{Medido}}}{ISF_{MI}}$$

$$MI_{\text{corr}} = \frac{FCT_{\text{Medido}}}{ISF_{FCT}}$$

Y las ecuaciones (1) y (2) se redefinen en función de estos nuevos valores:

$$UCS_f(MI_{corr}) = ISF_{UCS} * (0,0011 * MI_{corr}^2 - 1,1167 * MI_{corr}) \quad (3)$$

$$UCS_f(FCT_{corr}) = ISF_{UCS}(0,0201 * FCT_{corr}^2 + 10,22 * FCT_{corr}) \quad (4)$$

Los ISF para los parámetros de Indentación se obtienen de las figuras 6-28 y 6-29. Si se utilizan las anteriores correlaciones para obtener el valor de UCS a partir de los parámetros de Indentación medidos y los comparamos con los resultados de pruebas de compresión uniaxial el porcentaje de error será en promedio del 29 % si se utiliza el parámetro de Indentación FCT (ecuación 4) y del 36% si se utiliza el parámetro de Indentación MI.

Si en general se usan valores de $ISF_{MI}=0,62$ y $ISF_{FCT}=0,64$ para las interacciones químicas a 1 día como lo fue demostrado en las figuras 6-6 y 6-7 (figuras de la interacción química donde se resumen los valores de ISF en general para el efecto del tiempo) y de $ISF_{MI}=0,5$ y $ISF_{FCT}=0,56$ para las interacciones químicas de 10 días los errores obtenidos utilizando la ecuación (3) y (4) son de 46% y 41% respectivamente. Por lo tanto se recomienda el uso de las figuras 6-28 y 6-29 para definir los coeficientes ISF_{MI} y ISF_{FCT} .

7. DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA SOFTWARE - DRILLING CHEMICAL EVALUATION

En el presente capítulo se elaboró una herramienta software llamada Drilling Chemical Evaluation (DCE), que será utilizada para optimizar el fluido de perforación con el fin de disminuir la penetración de dicho fluido en la formación, mitigando el efecto negativo de la interacción en los parámetros de resistencia mecánica de la roca. Esta herramienta permite al ingeniero de perforación comprender la relación entre los esfuerzos in-situ, las propiedades de la roca y los efectos químicos del fluido de perforación que afectan la estabilidad de pozo. El objetivo de esta herramienta es la de permitir al usuario:

- Determinar una composición de fluido óptima en términos de la concentración y tipo de salinidad que usará la fase acuosa del fluido de perforación a través del análisis de la presión osmótica generada.
- Cuantificar el efecto de la química del lodo en la resistencia mecánica de la formación.

La teoría del esfuerzo efectivo no describe el estado de esfuerzos de una formación arcillosa bajo acción química. El principio clásico de la ley del esfuerzo efectivo de Terzaghi no establece una completa descripción del estado de esfuerzos que controla el cambio de volumen o la resistencia a la cizalla de una arcilla si hay un cambio en la química del fluido de poro. Para una roca arcillosa saturada, las fuerzas que actúan en el sistema son representadas en la figura 7-1.

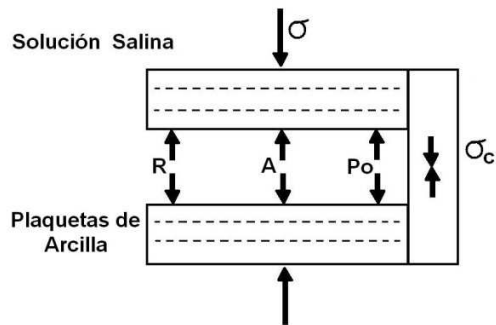


Figura 7-1. Fuerzas que actúan en una roca arcillosa. Tomado de Fonseca C. y Chenevert M. (1998).

En la figura 7-1 se observa que las fuerzas mecánicas son el esfuerzo total σ , los esfuerzos de contacto de granos (σ_c), la presión de poro hidráulica (P_o) y las fuerzas fisicoquímicas agrupadas en términos de repulsivas (R) y atractivas (A). Si se cuantifica el efecto químico en la roca en términos del cambio en la presión hidráulica en el sistema formación-lodo y se determina el cambio de los esfuerzos de contacto de los granos (su resistencia), se puede describir en gran medida el efecto químico del fluido en la perforación de formaciones arcillosas. Eso es lo que se pretende con el desarrollo de esta herramienta software.

7.1. HERRAMIENTA SOFTWARE

La herramienta software Drilling Chemical Evaluation (figura 7-2) incorpora el trabajo realizado en la presente investigación para la optimización del fluido de perforación y cuantificación del efecto de la química del lodo en los parámetros de resistencia.

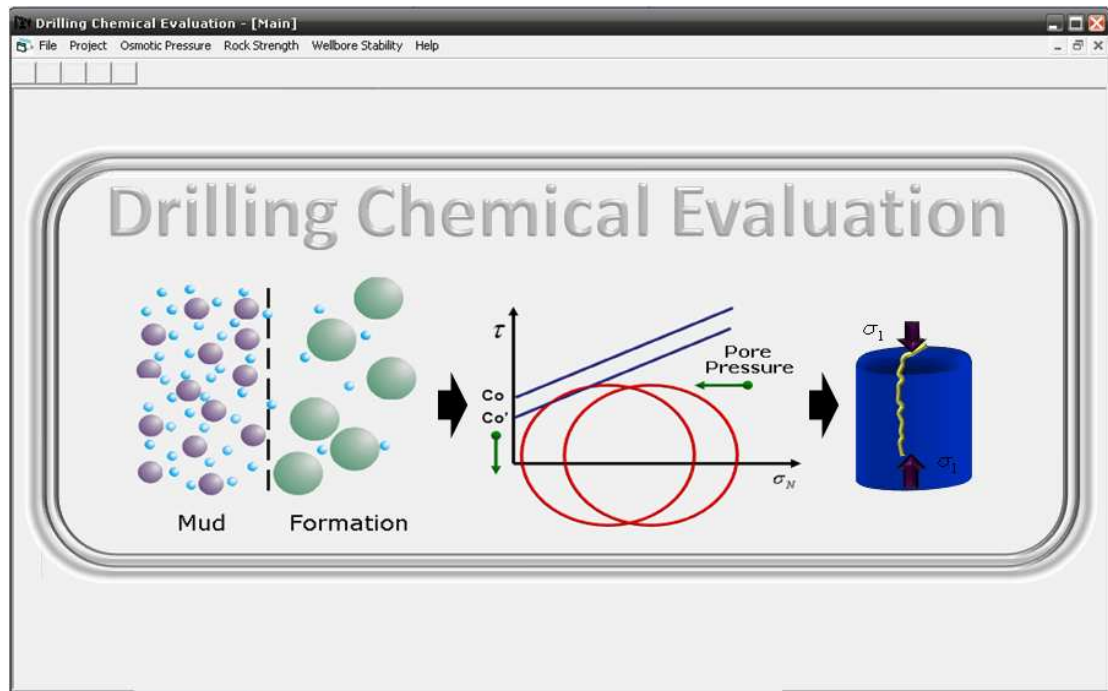


Figura 7-2. Software Drilling Chemical Evaluation.

Los anteriores objetivos se lograrán al ejecutar una corrida en el software y obtener como parámetros de salida dos registros importantes:

- Una cuantificación en profundidad de la presión de poro afectada químicamente alrededor del pozo por la interacción fluido/roca.
- Un registro con profundidad del valor de UCS para la formación evaluada, que tiene en cuenta el efecto químico de interacción.

El software propuesto está dividido principalmente en tres componentes o módulos (figura 7-3): módulo 1. Osmotic Pressure (Drilling Fluid Optimization), módulo 2. Rock Strength (UCS Correlations) y módulo 3. Wellbore Stability (Breakout Width Analysis) los cuales serán descritos en detalle a partir de la sección 7.2.

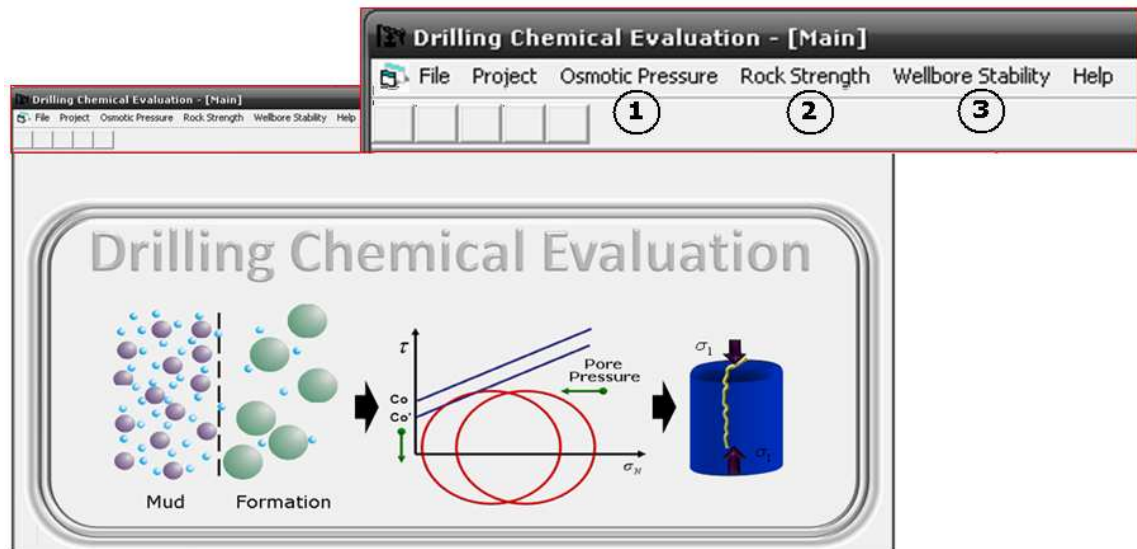


Figura 7-3. Componentes del software “Drilling Chemical Evaluation”.

Información requerida para iniciar un proyecto

Naturalmente, es necesario contar con la información requerida para poder utilizar una herramienta software. En la figura 7-4, se muestra una etiqueta con la información requerida antes de iniciar un proyecto “Load Geomechanics Data” y “Depth Evaluation”.

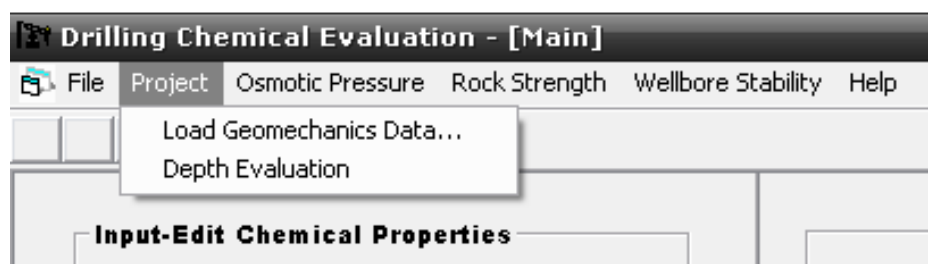


Figura 7-4. Módulo “Project” para la carga de datos y evaluación de intervalos.

A continuación se detalla cada una de las dos partes requeridas antes de iniciar un proyecto.

Load Geomechanics Data: Antes de iniciar un proyecto, es indispensable cargar los datos geomecánicos necesarios para que el software haga los análisis respectivos. La información se carga como un archivo llamado “geomecanica.txt”. El contenido de dicho archivo, básicamente consta de valores de: profundidad del pozo en TVD, esfuerzo mínimo horizontal, esfuerzo máximo horizontal, presión de poro, peso de lodo, velocidad de la onda P, tiempo de tránsito de la onda P, porosidad, densidad, módulo de Young y V_{shale} (cantidad de arcilla presente en una formación). Un ejemplo de archivo de carga se puede ver en la figura 7-5.

Archivo	Editar	Ver	Configuración																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
---------	--------	-----	---------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Figura 7-5. Estructura Mínima del archivo de carga Geomecanica.txt

Depth Evaluation: Otro dato importante para hacer la evaluación química durante la perforación, es definir los intervalos arcillosos a evaluar (Depth Evaluation) a partir de un valor de cutoff de V_{shale} como se muestra en la figura 7-6.

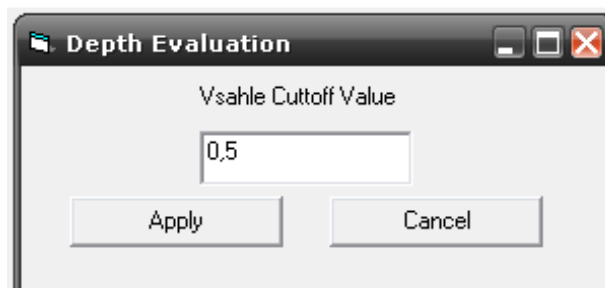


Figura 7-6. Introducción del valor de Vshale para la identificación de los intervalos arcillosos a evaluar.

7.2. OPTIMIZACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN A TRAVÉS DEL MÓDULO DE PRESIÓN OSMÓTICA.

El módulo “Osmotic Pressure” (figura 7-7), solicita al usuario parámetros de entrada definidos como propiedades químicas (Chemical Properties), las cuales son cargadas paso a paso, para luego proceder con la optimización de la salinidad del lodo (Optimize Mud Salinity).

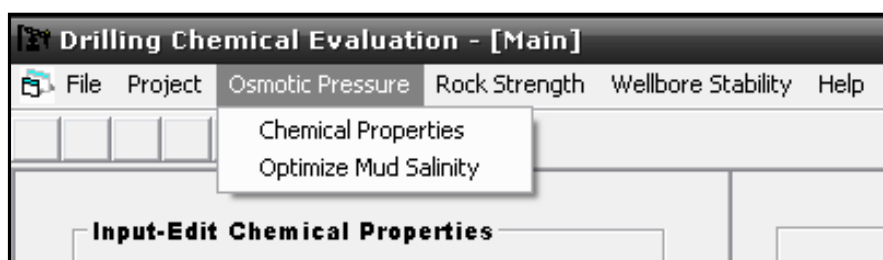


Figura 7-7. Módulo “Osmotic Pressure” para la optimización del fluido de perforación

En la figura 7-7 se mostró la partes que componen el módulo de presión osmótica: “*Chemical Properties*” y “*Optimize Mud Salinity*” El objetivo de este módulo es

determinar la presión osmótica generada en capas arcillosas que interactúan con el fluido de perforación. En este módulo es necesario especificar las propiedades químicas “*Chemical Properties*” que consisten en: la temperatura de la formación, la actividad química del fluido de perforación, la actividad química del fluido de poro de la formación y la eficiencia de membrana. A continuación se detalla cada una de estas propiedades.

7.2.1. Temperatura de la Formación

La variable temperatura se carga a través de la interfaz mostrada en la figura 7-8.

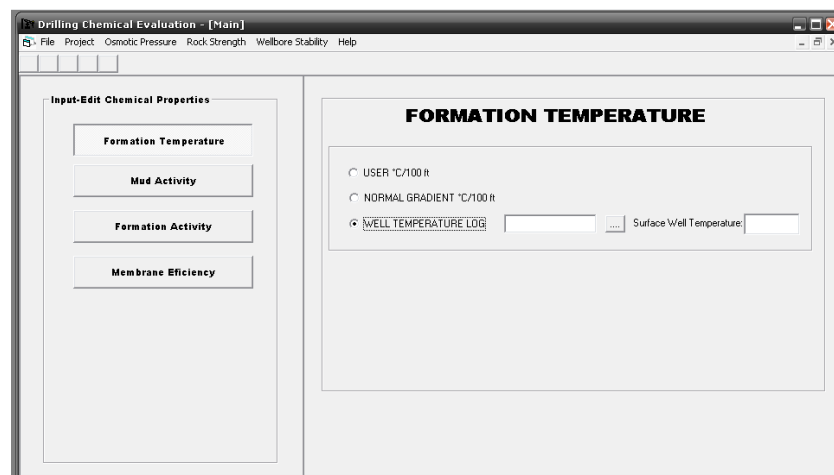


Figura 7-8. Interfaz para la entrada de datos de temperatura de la formación.

La asignación de la temperatura de la formación puede hacerse ya sea definiendo un gradiente térmico para el pozo o cargando un registro de temperatura del pozo, como el mostrado en la figura 7-9 y una temperatura de superficie.

DEPTH	TEMP
7024,9	151,01
7038,2	151,33
7324,9	151,22
7325,8	151,47
7511,6	152,31
7666,4	152,07
7820,4	152,14
7830,9	152,1
7896,8	150,51
8163,6	162,94
8182,2	163,19
8200,9	163,41
8222,9	163,92
8236,3	164,17
8314,9	164,54
8371,4	165,74
8536,6	165,94
8660,7	163,15
8670,7	161,89

Figura 7-9. Visualizados de la carga del registro de Temperatura.txt.

7.2.2. Actividad del Fluido de Perforación

La actividad es calculada con las correlaciones de Hale et al (2003) a partir del tipo de sal y concentración utilizada para la formulación del fluido de perforación. Ver figura 7-10.

Drilling Chemical Evaluation - [Main]

File Project Osmotic Pressure Rock Strength Wellbore Stability Help

Input-Edit Chemical Properties

Formation Temperature

Mud Activity

Formation Activity

Membrane Efficiency

MUD ACTIVITY

SALT TYPE

☒ NaCl ☐ KCl ☐ CaCl2

Salt Concentration Units

ppm

Mud Activity

MUD ACTIVITY

TEMP. EFFECT

Figura 7-10. Interfaz para la entrada de datos y cálculo de la actividad del fluido de perforación.

7.2.3. Actividad del fluido de poro de la formación

La actividad de las formaciones arcillosas es un excelente indicador del estado de hidratación y su potencial de adsorber agua. Es importante señalar que la determinación de la actividad del agua de una formación arcillosa es difícil de obtener en sus condiciones in-situ ya que estos valores dependen de la temperatura, presión y los constituyentes del fluido de poro. A partir del método propuesto por Rojas J. et al. (2006) donde utiliza el método del esfuerzo promedio efectivo modificado, fue posible obtener una correlación para la actividad de la formación perforada en función de los parámetros geomecánicos cargados en el archivo Geomechanics.txt. En la figura 7-11 se muestra la interfaz utilizada para la entrada de datos y determinación de la actividad del fluido de poro presente en la formación arcillosa.

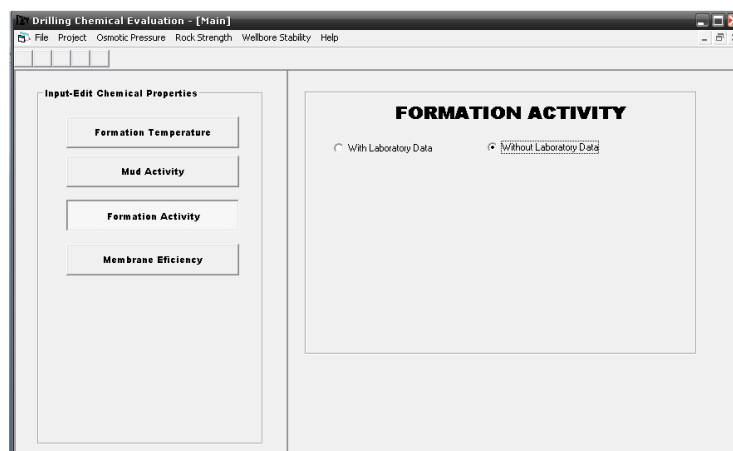


Figura 7-11. Interfaz para la entrada de datos y cálculo de la actividad de la formación.

7.2.4. Eficiencia de Membrana

La eficiencia de membrana es un dato muy difícil de determinar, por lo general para fluidos base agua esta eficiencia esta en el orden de 0 al 10%. La figura 7-12 muestra la interfaz utilizada para la entrada de esta propiedad química.

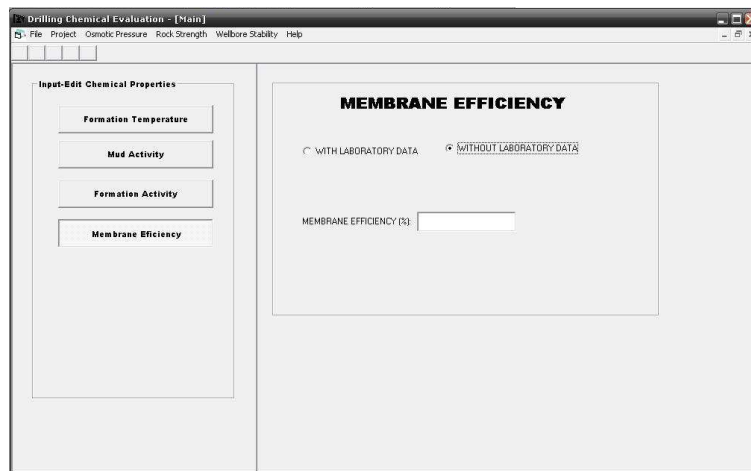


Figura 7-12. Interfaz para la entrada de la eficiencia de membrana.

Después de que se han determinado las propiedades químicas (variables de entrada para optimizar el fluido de perforación) se realiza el proceso de optimización de dicho fluido (*Optimize Mud Salinity*). Esta interfaz (figura 7-13) también hace parte módulo de “Presión Osmótica”

A continuación se detalla la manera como se realiza el proceso de optimización del fluido de perforación.

7.2.5. Optimización del Fluido de Perforación

La metodología para la optimización del fluido de perforación, es lograr que a través de la manipulación del tipo y concentración salina, se reduzca la tendencia que tiene la formación a hidratarse. Cualitativamente esa tendencia se ve reflejada por el valor de “Water Tendency”. Un valor negativo de “Water Tendency”, significa que la formación tenderá a deshidratarse que es lo que se busca cuando se atraviesan formaciones arcillosas, tal como se observa en el ejemplo de la figura 7-13 (cuadro en rojo).

Manipulando el tipo de sal y los valores de concentración salina en la interfaz de la figura 7-13, se van obteniendo diferentes valores de presión osmótica promedio para toda la profundidad evaluada (cuadro en verde) que define la mejor sal y concentración a utilizar. La otra variable que se observa en la interfaz es la presión hidráulica promedio, la cual no va a cambiar al realizar las sensibilidades con diferentes sales o concentraciones de sal, por el hecho de que es la presión que se tiene en el pozo durante la perforación.

En la figura 7-13 se visualizan dos tipos de gráficas. En la izquierda se tienen las curvas de la actividad del fluido de poro (curva naranja) y la actividad del lodo de perforación (curva verde). En la derecha se tienen las curvas de presión de poro (curva azul), el peso del lodo (curva fúcsia) y la presión osmótica (curva roja).

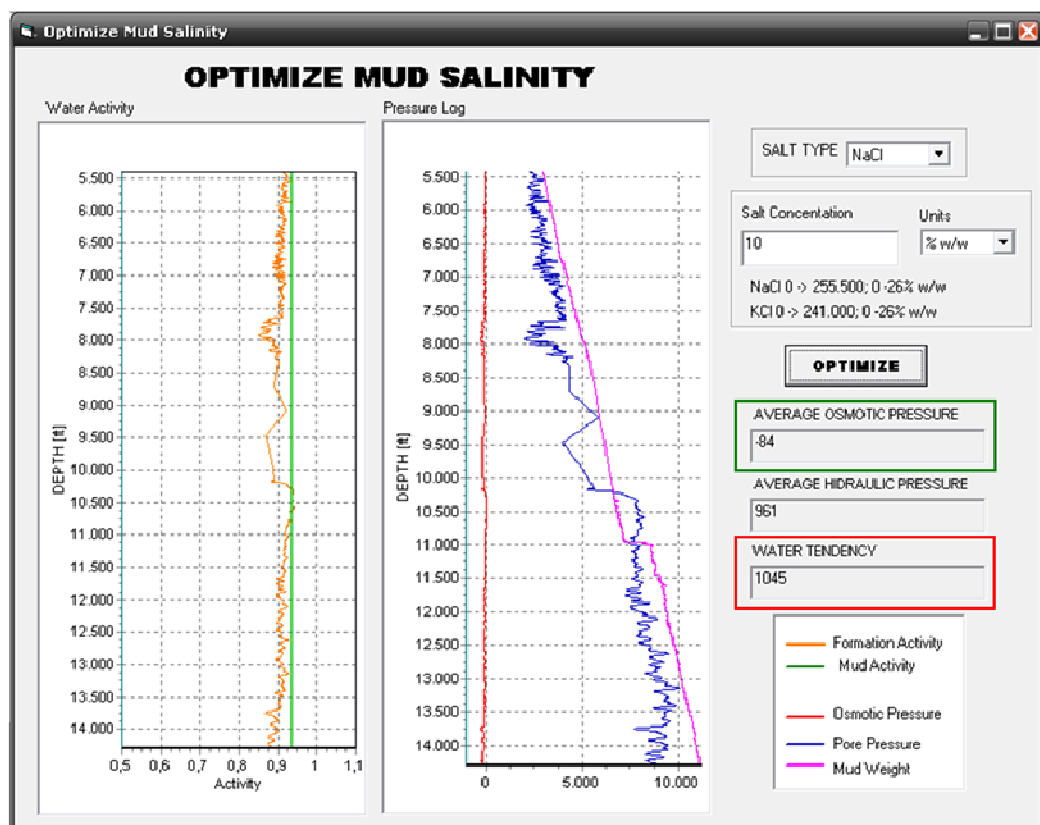


Figura 7-13. Módulo para la optimización del fluido de perforación.

7.3. DETERMINACIÓN DE LA RESISTENCIA COMPRESIVA UNIAXIAL A TRAVÉS DEL MODULO ROCK STRENGTH.

El módulo “Rock Strength” (figura 7-14), está compuesto por dos partes: por un lado la opción “On-Site Indentation Test”, que es una herramienta para el cálculo de valores puntuales de UCS en el pozo a partir de cortes de perforación, y la opción “UCS Correlations”, que ofrece una manera agradable de visualizar los valores de UCS obtenidos a partir de correlaciones empíricas donde es posible cargar los resultados de UCS obtenidos en laboratorio ya sea a partir de las pruebas de compresión uniaxial o de correlaciones a partir de parámetros de indentación.

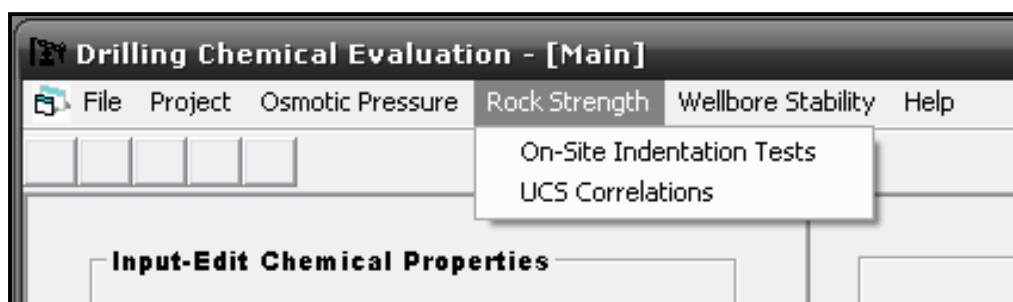


Figura 7-14. Módulo “Rock Strength” para la determinación de valores de UCS.

7.3.1. On site Indentation Test

El desarrollo de pruebas de compresión uniaxial para una formación implica una gran cantidad de tiempo y recursos empleados que van desde el corazonamiento de la zona de estudio hasta la interpretación de los resultados. Como esta información es importante en el desarrollo y calibración de los modelos geomecánicos se propuso el uso continuo de las pruebas de indentación on-site para la caracterización mecánica de las formaciones atravesadas. Cuando estas formaciones son arcillosas se usó la correlación propuesta en el presente trabajo.

La figura 7-15 muestra la información desplegada por la opción de prueba de indentación.

Esta opción del Módulo 'Rock Strength' ('On-Site Indentacion Test') esta diseñada para poder ser utilizada en tiempo real durante la perforación de un pozo. En la izquierda de la figura 7-15 se despliega información general del pozo y en la zona derecha se observa los días en los que se han realizado pruebas y un resumen de los resultados obtenidos (ver tabla del cuadro verde). En esta tabla se despliega para cada numero de día de perforación, la profundidad de la prueba, la formación, la mediana del Módulo de Indentación, la UCS con el efecto del fluido obtenida a partir del Módulo de Indentación, la mediana de la Fuerza Crítica de Transición y por ultimo la UCS con el efecto del fluido obtenida a partir de la Fuerza Crítica de Transición.

Depth	Formation	MI (N/mm)	UCSf (MI)	FCT (N)	UCSf (FCT)
7386	Mugrosa	2941	6231	460	8968
7968	Mugrosa	3226	7844	458	8902
8148	Mugrosa	3267	8090	351	6051
8356	Mugrosa	2837	5685	357	6220

Figura 7-15. Despliegue de los resultados de UCS a partir de las pruebas de indentación sobre formaciones arcillosas utilizando las correlaciones propuestas en este estudio.

Para cada día de perforación es posible introducir varias pruebas de indentación a determinada profundidad con el botón 'UCS Depth' mostrado en la figura 7-15 en un cuadro rojo. Al presionar este botón se despliega el cuadro mostrado en la figura 7-16.

En la parte izquierda de la figura 7-16, se debe introducir información en el cuadro de diálogo que corresponde a la profundidad de la prueba, el tamaño de la sección que se está perforando, la fecha, hora y formación atravesada. En la parte derecha de la figura 7-16 (cuadro azul), se introducen los parámetros de indentación determinados a través de la prueba; y en la parte inferior (cuadro negro), se ingresan los parámetros químicos del fluido de perforación. Otra opción mostrada en la figura 7-16 es la posibilidad de cargar un registro fotográfico de los discos antes y después de la prueba de indentación.

Una vez cargados estos datos el software internamente selecciona un valor de UCS a partir del Módulo de Indentación y otro a partir de la Fuerza Crítica de Transición incluyendo el efecto químico de la interacción con el fluido, este valor es el desplegado para cada profundidad, el cual se puede ver en la tabla de la figura 7-15.

Una vez introducidas las variables necesarias en la opción 'UCS Depth' es posible editarlas o eliminar una profundidad en un día determinado con la opción 'Edit' o 'Delete' mostradas en la figura 7-15

UCS Depth

Indentation Test

Depth (ft): 8353

Seccion: 10 5/8"

Date: 2008 August 22

Hour: 10

Min: 35

Formation: Mugrosa

Indentation Test Parameters

MI: 2837 N/mm MI Std. Dev.: 388

FCT: 357 (N) FCT Std. Dev.: 68

Test: 26

Chemical Interaction Parameters

Max Time Exposure Seccion: 24 Hr.

Mud Salt Type: NaCl

Mud Salt Concentration: 10 %w/w

Caption Test Image

7 cm
6 cm
5 cm
4 cm
3 cm
2 cm
1 cm

POZO N13 FORMACIÓN MUGROSA
BEFORE TEST

7 cm
6 cm
5 cm
4 cm
3 cm
2 cm
1 cm

POZO N13 FORMACIÓN MUGROSA
AFTER TEST

☒ Before Test ☐ After Test Search Image...

Insert Data

Figura 7-16. Información requerida para la obtención de un valor de UCS a partir de parámetros de indentación para el software Drilling Chemical Interaction.

. En conclusión, a través de este módulo es posible obtener valores de UCS correlacionados a partir de parámetros de indentación en tiempo real durante la perforación del pozo, valores que serán utilizados para calibrar la curva de UCS obtenida en el siguiente módulo 'UCS Correlations'.

7.3.2. UCS Correlations

En la industria petrolera la determinación de propiedades como la UCS normalmente se hace utilizando correlaciones empíricas las cuales están en función de variables como las velocidades acústicas (V_P), tiempo de transito (Dt), Porosidad, Densidad, y contenido de arcilla (V_{SHALE}). Cuando el usuario decide estimar valores de UCS para formaciones arcillosas tendrá a disposición un set de correlaciones empíricas las cuales son mostradas en la figura 7-17.

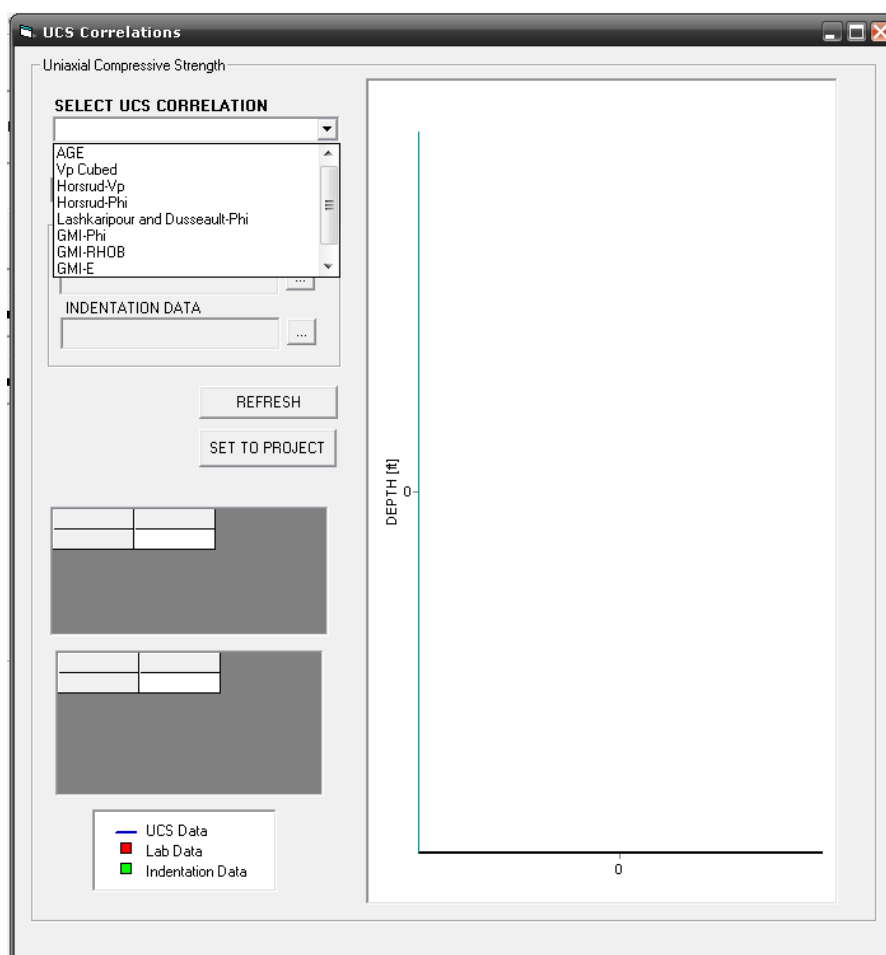


Figura 7-17. Conjunto de correlaciones empíricas para la estimación de la UCS mostradas en el módulo 'UCS Correlations'.

La mayoría de correlaciones utilizadas están basadas en los registros de velocidades sínicas, y demás datos como porosidad, densidad, módulo de Young y V_{SHALE} los cuales fueron previamente cargados a través del archivo Geomecánica.txt.

Las ecuaciones empíricas cargadas en la aplicación software se describen brevemente a continuación. Las unidades para el módulo elástico Young y para la UCS están en PSI. La porosidad (Phi) y el volumen de arcilla (V_{SHALE}) están en fracción volumétrica expresada en fracción, el tiempo de tránsito de la onda sínica (Dt) está en us/ft y la velocidad de la onda sínica en Km/s.

AGE: Correlación propia del software Análisis Geomecánico de Estabilidad (AGE) propiedad (confidencial) de Ecopetrol S.A. es una correlación basada en la velocidad sínica.

V_P Cubed:

$$UCS = 72,5 * Vp^3 \quad (7-1)$$

En esta ecuación, V_P es la velocidad sínica de la onda P expresada en unidades de Km/s. Es una ecuación derivada empíricamente usando pruebas de laboratorio sobre muestras del Golfo de México, las muestras fueron generalmente inconsolidadas a ligeramente consolidadas.

Horsrud- V_P :

$$UCS = 2.12E9 * (Dt)^{-2.93} \quad (7-2)$$

Esta ecuación empírica fue obtenida utilizando muestras de Shale del Mar del Norte de alta porosidad (30-55%).

Horsrud-Phi:

$$UCS=424.7*(\Phi)^{-0.96} \quad (7-3)$$

Esta ecuación fue obtenida utilizando muestras de laboratorio del Mar del Norte de alta porosidad. La incertidumbre se estima entre 10-20% para muestras resistentes ($UCS > 7000$ PSI).

Lashkaripour and Dusseault:

$$UCS=145.2*(\Phi)^{-0.96} \quad (7-4)$$

Esta ecuación fue obtenida utilizando mediciones de laboratorio de 13 muestras. La mayoría de muestras probadas tenían porosidades menores del 20%.

GMI-Phi:

$$UCS=41.5*(\Phi)^{-1.762} \quad (7-5)$$

El problema de este tipo de correlación es que la determinación de la porosidad en shales no es fácil de determinar.

GMI-RHOB:

$$UCS=0,0123*\exp(4.89*RHOB) \quad (7-6)$$

En esta ecuación la densidad (RHOB) esta expresada en g/cc.

GMI-E:

$$UCS=0.2215 \cdot E^{0.712} \quad (7-7)$$

Donde E es el Modulo Estático de Young en PSI.

GOM-shale:

$$UCS=2.05 \cdot E9 \cdot (Dt)^{-3} \quad (7-8)$$

En esta ecuación Dt es el tiempo de tránsito de la onda sónica en us/ft. Esta correlación ha sido calibrada a partir de datos de muestras del Golfo de México. La fórmula es generalmente aplicable a rocas débiles y ligeramente consolidadas.

De esta forma es posible obtener un registro en función de la profundidad como el mostrado en la figura 7-18 utilizando cualquiera de las correlaciones expuestas.

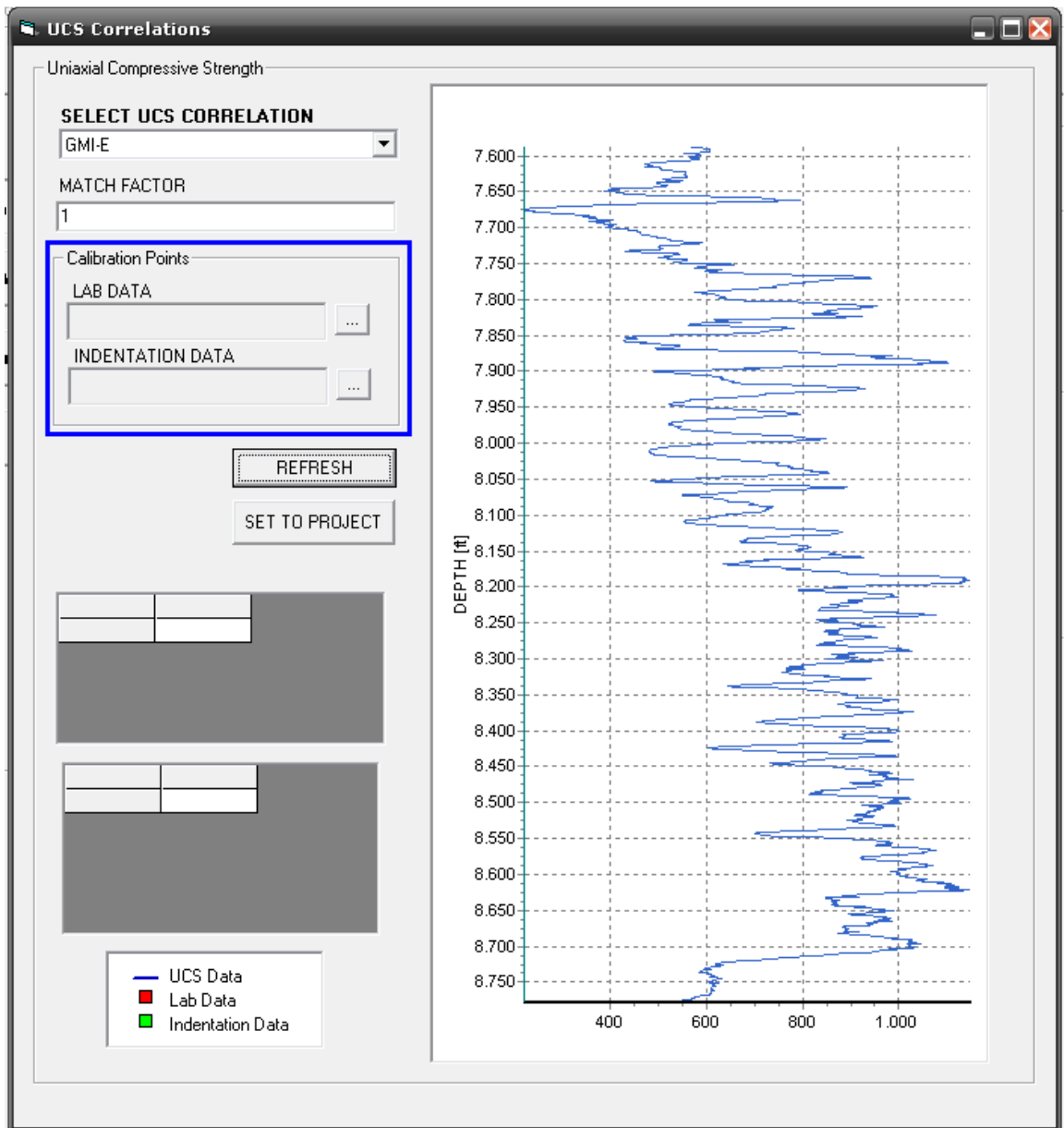


Figura 7-18. Uso de la correlación AGE en el módulo UCS Correlations.

Una vez generado el registro UCS es posible cargar los datos obtenidos a través de pruebas de laboratorio de compresión uniaxial o de indentación a través de las opciones mostradas en la figura 7-18 (cuadro azul); generando una gráfica como la mostrada en la figura 7-19.

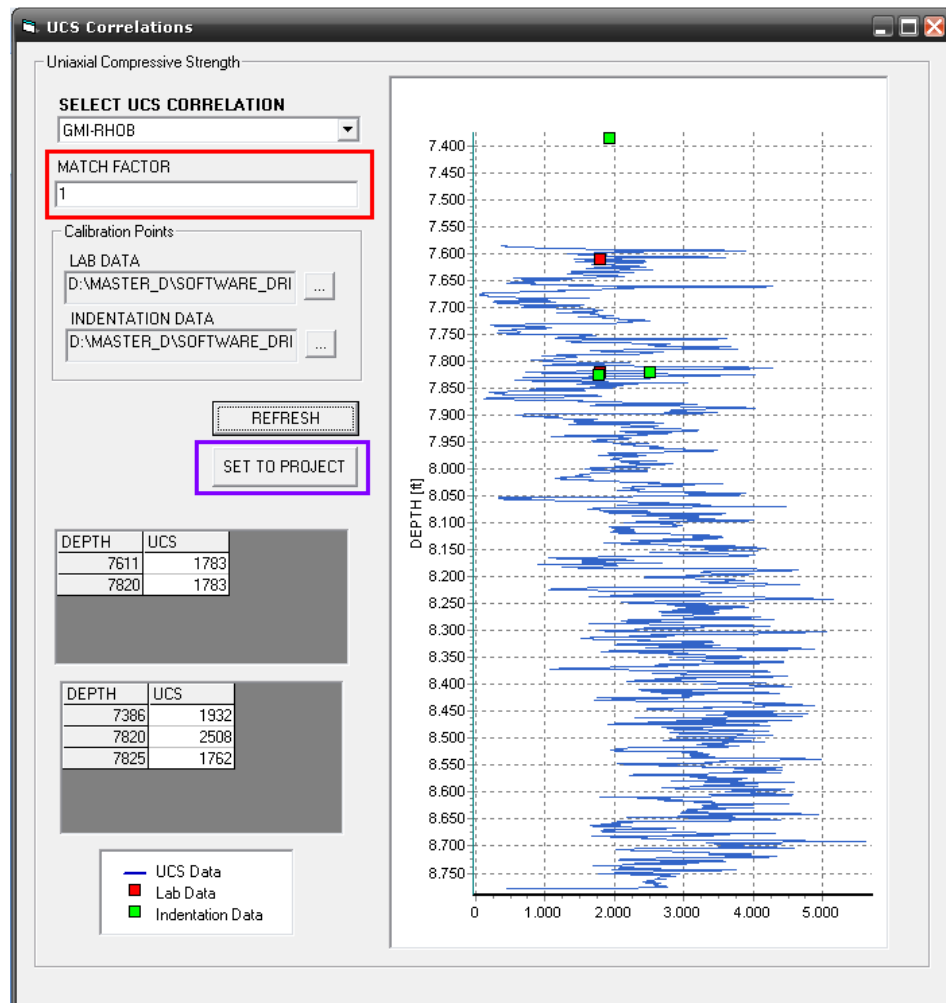


Figura 7-19. Datos de Indentación y Compresión Uniaxial cargados sobre el registro sísmico.

A través de la visualización mostrada en la figura 7-19, se puede definir si los valores de UCS determinados a partir de la correlación propuesta son acertados con el comportamiento real de la formación. Con la opción “Match Factor” (cuadro rojo), es posible multiplicar por un factor el registro sísmico generado para que ajuste con las mediciones de laboratorio (pruebas Uniaxiales) o pruebas de indentación. Una vez logrado el ajuste se carga los nuevos datos de UCS corregidos.

7.4. ANÁLISIS DEL ANCHO DE BREAKOUT A TRAVÉS DEL MÓDULO WELLBORE STABILITY

Los esfuerzos inducidos en la pared del pozo luego de la perforación pueden inducir fallas por corte o cizalla (Breakouts) que se definen como ensanchamiento y elongaciones de un hueco en una dirección preferencial formados por derrumbes de fragmentos del pozo en una dirección paralela al menor esfuerzo horizontal, dirección que es independiente de la edad geológica y de la magnitud del buzamiento de los estratos. En resumen los Breakouts están relacionados con fuerzas compresivas de diferentes esfuerzos horizontales cerca de la pared del pozo.

En la figura 7-20, se observa la geometría de un Breakout, donde $2\theta_b$ es el ancho del breakout.

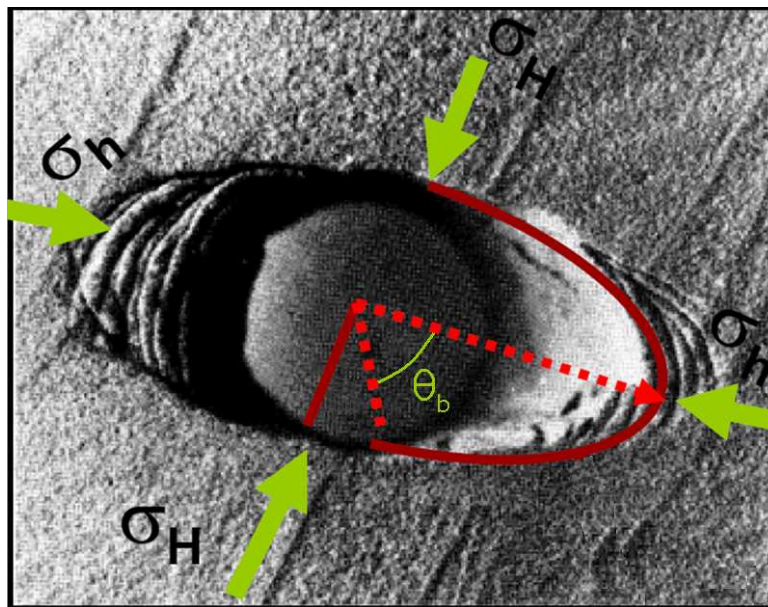


Figura 7-20. Características de una falla por Breakout.

Este módulo evalúa el efecto del peso de lodo, el ancho de breakout y la UCS, a partir de los efectos químicos generados.

Bajo condiciones elásticas la concentración de máximo esfuerzo ocurre en la pared del pozo donde $r=R$. Este ancho de breakout a una determinada profundidad esta determinado por el peso de lodo, la presión de poro, la resistencia compresiva uniaxial (UCS) y la magnitud del esfuerzo mínimo. Como se muestra en la ecuación 7-9 en el punto de máximo ancho de Breakout, donde $\theta = \theta_b$ (ángulo del breakout medido desde la dirección del esfuerzo mínimo), donde la concentración de esfuerzos alrededor del pozo esta en equilibrio con la resistencia de la roca, la ecuación de Kirsch define el esfuerzo tangencial como:

$$\sigma_{\theta} = UCS = S_h + S_H + 2(S_h - S_H) \cos 2\theta_b - 2P_p - (P_m - P_p) \quad (7-9)$$

La anterior descripción de esfuerzos funciona bien para un pozo vertical o desviado de la vertical $\pm 10^\circ$.

El módulo "Breakout With Analysis" evalúa el ancho del breakout que se origina si el breakout se generará bajo las condiciones particulares del pozo a una determinada profundidad, en función del peso de lodo y de la actividad del fluido de perforación. La forma para acceder al módulo se muestra en la figura 7-21.

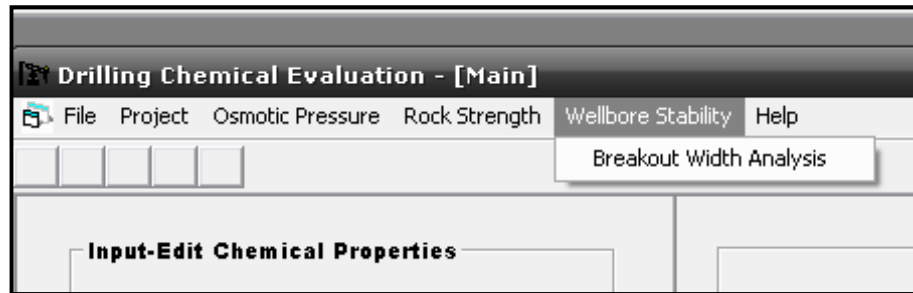


Figura 7-21. Módulo “Wellbore Stability” para el análisis del ancho de breakout generado en la cara del pozo.

La figura 7-22, muestra como dos parámetros básicos controlables por el ingeniero perforador (peso de lodo y actividad del lodo) puede afectar la severidad del ancho de Breakout.



Figura 7-22. Ancho de Breakout como función del peso de lodo y de la actividad del lodo.

7.5. DATA DE SALIDA DEL SOFTWARE DRILLING CHEMICAL EVALUATION

El software arroja como resultado una nueva configuración de la presión de poro y los valores de UCS para la formación arcillosa evaluada. A través de un archivo OUTPUT.txt es posible exportar los resultados como se muestra en la figura 7-23. En la figura 7-24, es posible observar las columnas en el archivo output.txt que corresponden a los nuevos valores de presión de poro y de resistencia de la roca alrededor del pozo.

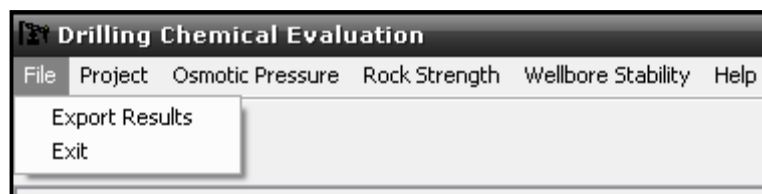
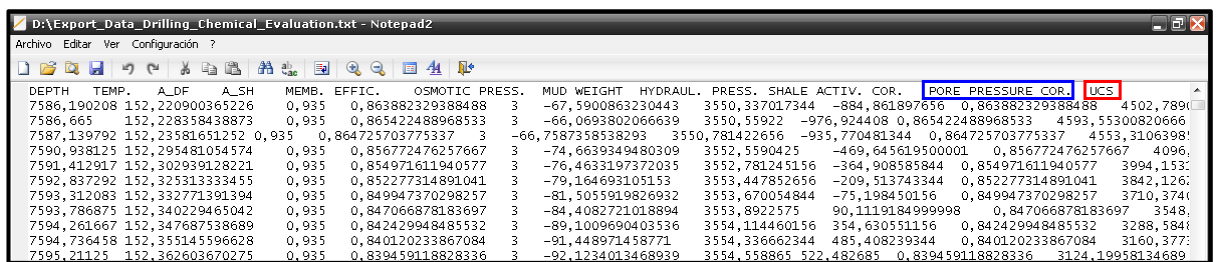


Figura 7-23. Opción para exportar los resultados a través de un archivo *.txt.



DEPTH	TEMP.	A_DF	A_SH	MEMB. EFFIC.	OSMOTIC PRESS.	MUD WEIGHT	HYDRAUL. PRESS.	SHALE ACTIV. COR.	PORE PRESSURE COR.	UCS
7586,190208	152	220900365226	0,935	0,863882329388488	3	-67,5900863230443	3550,337017344	-884,861897656	0,863882329388488	4502,7890
7586,665	152	228358438873	0,935	0,865422488968533	3	-66,0693802066639	3550,55922	-976,924408	0,865422488968533	4593,55300820666
7587,139792	152	23581651252	0,935	0,864725703775337	3	-66,7587358538293	3550,781422656	-935,770481344	0,864725703775337	4553,3106398
7590,938125	152	295481054574	0,935	0,856772476257667	3	-74,6639349480309	3552,5590425	-469,645619500001	0,856772476257667	4096,153
7591,412917	152	302939128221	0,935	0,854971611940577	3	-76,4633197372035	3552,781245156	-364,908585844	0,854971611940577	3994,153
7592,837292	152	325313333455	0,935	0,852277314891041	3	-79,164693105153	3553,447852656	-209,513743344	0,852277314891041	3842,126
7593,312083	152	332771391394	0,935	0,849947370298257	3	-81,5055919826932	3553,670054844	-75,198450156	0,849947370298257	3710,374
7593,786875	152	340229465042	0,935	0,847066878183697	3	-84,4082721018894	3553,8922575	90,1119184999998	0,847066878183697	3548,153
7594,261667	152	347687538689	0,935	0,842429948485532	3	-89,1009690403536	3554,114460156	354,630551156	0,842429948485532	3288,584
7594,738458	152	355145596628	0,935	0,840120233867084	3	-91,448971458771	3554,336662344	485,408239344	0,840120233867084	3160,377
7595,21125	152	362603670275	0,935	0,839459118828336	3	-92,1234013468939	3554,558865	522,482685	0,839459118828336	3124,19958134689

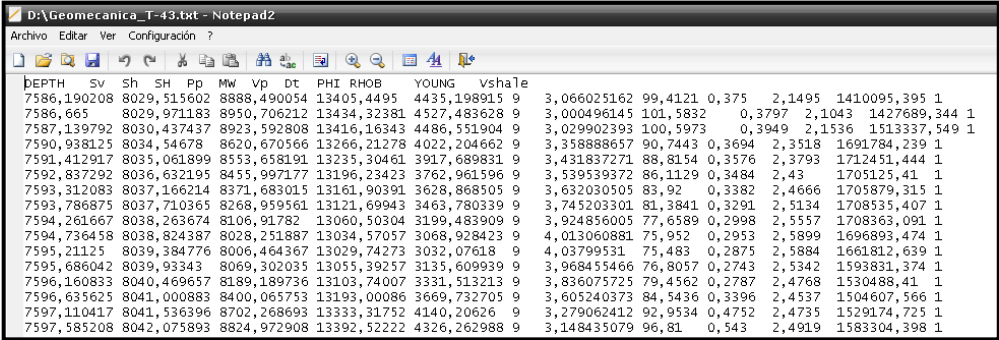
Figura 7-24. Salida del datos del software DCE, resaltando la nueva presión de poro y los valores de UCS.

8. APLICACIÓN

8.1. POZO APLICACIÓN

Para la aplicación y análisis de la herramienta software y de las correlaciones implementadas en la presente investigación se utilizó un pozo del Valle Medio del Magdalena denominado T-43. La formación de análisis es la formación Mugrosa que va desde 7580 ft a 8778 ft.

Se utilizó la herramienta software en la cual se incorporó el archivo Geomecanica_T-43 para el análisis químico de la resistencia.



DEPTH	SV	Sh	SH	Pp	Mw	Vp	Dt	PHI	RHO	YOUNG	Vshale		
7586,190208	8029,515602	8888,490054	13405,4495	4435,198915	9	3,066025162	99,4121	0,375	2,1495	1410095,395	1		
7586,665	8029,971183	8950,706212	13434,32381	4527,483628	9	3,000496145	101,5832	0,3797	2,1043	1427689,344	1		
7587,139792	8030,437437	8923,592808	13416,16343	4486,551904	9	3,029902393	100,5973	0,3949	2,1536	1513337,549	1		
7590,938125	8034,54678	8620,670566	13266,21278	4022,204662	9	3,358888657	90,7443	0,3694	2,3518	1691784,239	1		
7591,412917	8035,061899	8553,658191	13235,30461	3917,689831	9	3,431837271	88,8154	0,3576	2,3793	1712451,444	1		
7592,837292	8036,632195	8455,997177	13196,23423	3762,961596	9	3,539539372	86,1129	0,3484	2,43	1705125,41	1		
7593,312083	8037,166214	8371,683015	13161,90391	3628,868505	9	3,632030505	83,92	0,3382	2,4666	1705879,315	1		
7593,786875	8037,710365	8268,959561	13121,69943	3463,780339	9	3,745203301	81,3841	0,3291	2,5134	1708535,407	1		
7594,261667	8038,263674	8106,91782	13060,50304	3199,483909	9	3,924856005	77,6589	0,2998	2,5557	1708363,091	1		
7594,736458	8038,824387	8028,251887	13034,57057	3068,828423	9	4,013060881	75,952	0,2953	2,5899	1696893,474	1		
7595,21125	8039,384776	8006,464367	13029,74273	3032,07618	9	4,03799531	75,483	0,2875	2,5884	1661812,639	1		
7595,686042	8039,93343	8069,302035	13055,39257	3135,609939	9	3,968454466	76,8057	0,2743	2,5342	1593831,374	1		
7596,160833	8040,469657	8189,189736	13103,74007	3331,513213	9	3,836075725	79,4562	0,2787	2,4768	1530488,41	1		
7596,635625	8041,000883	8400,065753	13193,00086	3669,732705	9	3,605240373	84,5436	0,3396	2,4537	1504607,566	1		
7597,110417	8041,536396	8702,268693	13333,31752	4140,20626	9	3,279062412	92,9534	0,4752	2,4735	1529174,725	1		
7597,585208	8042,075893	8824,972908	13392,52222	4326,262988	9	3,148435079	96,81	0,543	2,4919	1583304,398	1		

Figura 8-1. Archivo de entrada con los parámetros geomecánicos para el análisis de la resistencia mecánica.

8.2. OPTIMIZACIÓN DEL TIPO Y CONCENTRACIÓN SALINA DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

El fluido utilizado para perforar la formación es un fluido con una actividad de 0,9; esta actividad es lograda al adicionar 13%w/w de sal NaCl al fluido de perforación generando una presión osmótica promedio para la zona de análisis de -233 PSI, lo

que quiere decir, que la formación con esta formulación estará hidratándose. Ver figura 8-2.

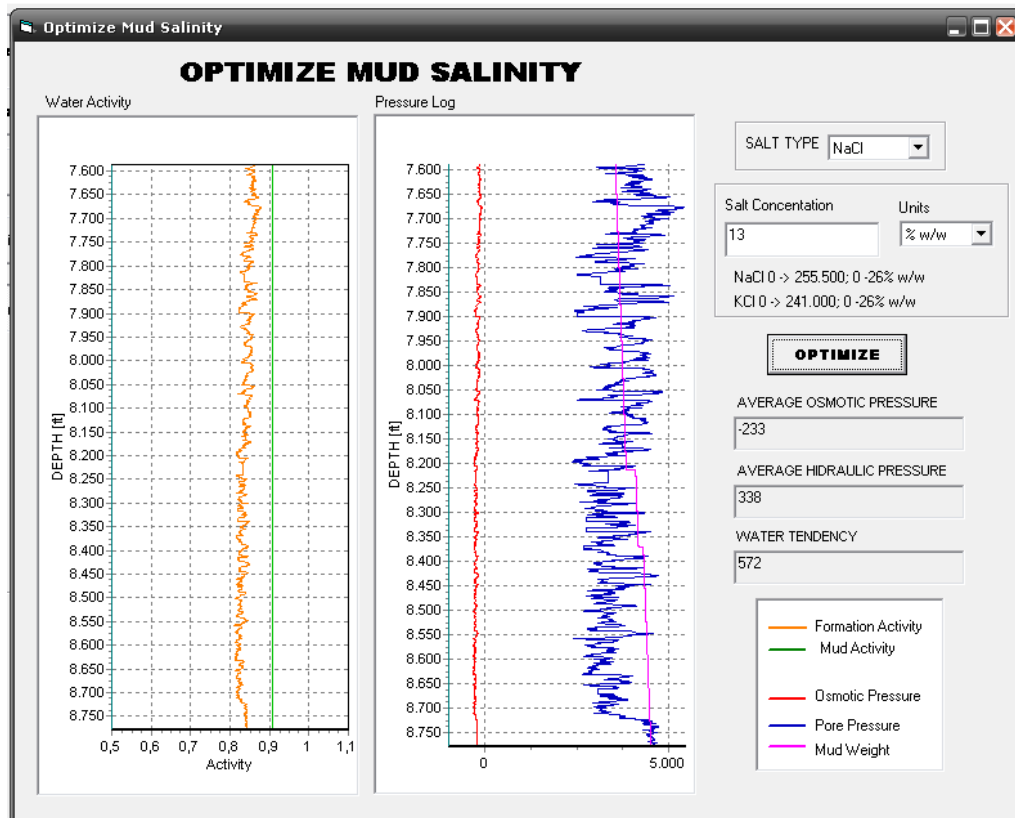


Figura 8-2. Presion Osmótica generada para la zona de estudio.

La razón por la cual la formación analizada del pozo T-43 de la figura 8-2 se está hidratando, es debido a que la actividad del lodo (curva verde) es mayor que la actividad de la formación (curva naranja). Es por esta razón que este módulo de “Optimize Mud Salinity” es de gran utilidad al permitir al Ingeniero Perforador variar las concentraciones y el tipo de sal de tal manera que se tenga el mejor ajuste entre la actividad de la formación y la actividad del lodo para que el valor de “Water Tendency” tienda a cero.

Bajo esta formulación salina utilizada en el pozo T-43, la presión de poro aumenta levemente como se observa en la Figura 8-3.

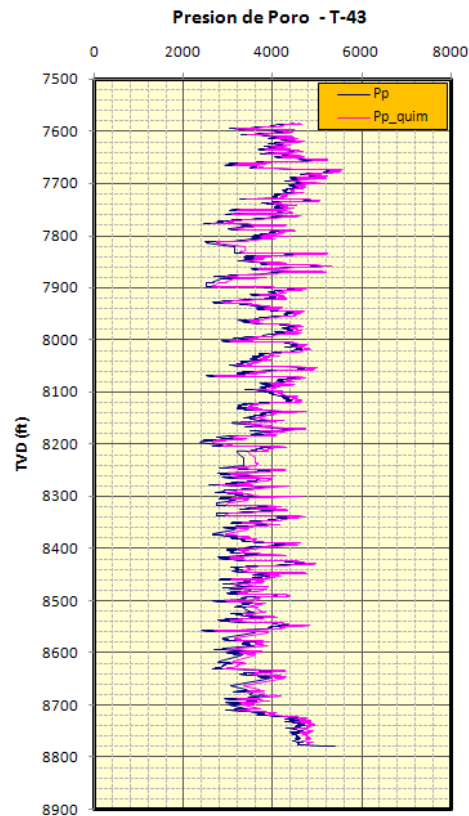


Figura 8-3. Aumento de la presión de poro por el efecto químico en los alrededores del pozo.

8.3. DETERMINACIÓN DE UCS A PARTIR DE CORRELACIONES EN EL MÓDULO DE RESISTENCIA DE LA ROCA

La parte fundamental (Aporte) de este trabajo es la incorporación de correlaciones de UCS a partir de mediciones de Indentación considerando los efectos químicos sobre los cortes de perforación en los cuales se hace las mediciones.

Adicionalmente, se tuvieron en cuenta otras correlaciones existentes en la literatura para comparar los comportamientos de resistencia, las cuales fueron incorporadas en el modulo 'UCS Correlations'.

De las correlaciones incorporadas las correlaciones establecidas por Lashkaripour y Dusseault (1993) y Horsrud (2001) demostraron que las mediciones de la velocidad de la onda P muestra una buena correlacion con la resistencia de la formación arcillosa, de esta forma es valioso relacionar la resistencia mecánica de la roca con las mediciones sónicas.

Correlaciones Propuestas en la investigación: con respecto a las correlaciones empiricas se puede definir lo siguiente:

- ✚ Las correlaciones están normalmente basadas para un tipo de roca o litología, es decir, que las correlaciones encontradas en la literatura no son universalmente aplicables. De tal forma que fue necesario establecer una correlacion específica para las formaciones atravesadas en la zona de estudio.
- ✚ La carencia de mediciones de resistencia para formaciones arcillosas ha motivado el uso de formaciones de afloramientos, mediciones que intentan dar un acercamiento para rocas a profundidades.
- ✚ Si la correlación propuesta esta basada en datos de cores reales de una area específica, esta correlación no puede ser aplicada a otra area geográfica. (Tomado de Fjaer, 2008).

En la figura 8-4 se muestra el módulo "UCS Correlations" donde se pueden graficar diferentes correlaciones existentes en literatura junto con las determinadas

en la fase experimental, con el fin de comprender el efecto que tienen los fluidos en la resistencia.

En la figura 8-5 se puede observar como son incorporados los datos de indentación a través de pruebas on-site y los parámetros químicos que son considerados al evaluar la interacción química del fluido de perforación sobre los valores de los parámetros de Indentación (MI y FCT).

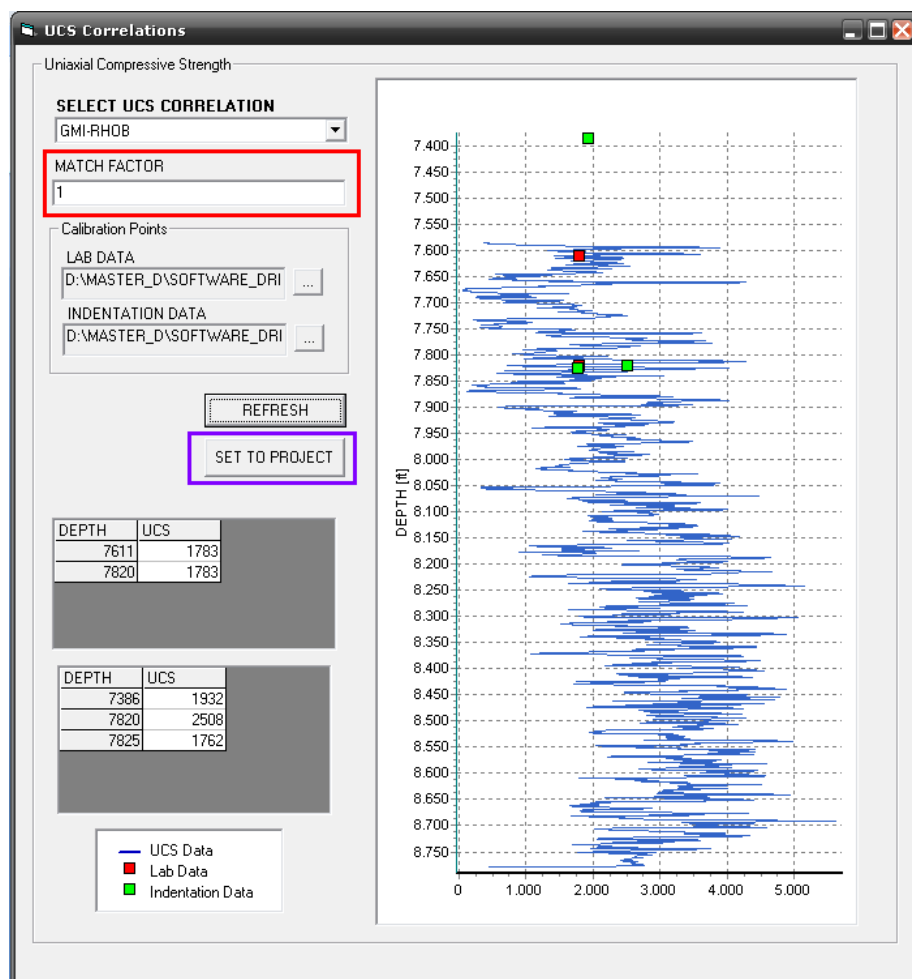


Figura 8-4. Visualización del registro UCS calibrado con UCS de laboratorio.

Indentation Analysis

Chemical Interaction Parameters

Max Time Exposure Section: 72 Hr.

Mud Salt Type: NaCl

Mud Salt Concentration (%w/w): 10

Input Data: D:\MI_FCT_T-43.txt

DEPTH	MI	FCT	UCS (MI)	UCS (FCT)	
7820	2941,176471	460,46095	1932	2780	
7822	3225,806452	458,1607	2432	2760	
7611	3266,666667	350,5028	2508	1876	
7549	2837,022133	357,4036	1762	1928	

Compute Close

Figura 8-5. Incorporación de los efectos químicos en las mediciones hechas a partir de parámetros de indentación.

El efecto de la resistencia (UCS) para la formación Mugrosa en el pozo T-33 puede analizarse en el módulo Rock strength teniendo en cuenta las correlaciones empíricas planteadas para la UCS en el capítulo 7. Con base en dichas correlaciones y los datos de laboratorio de UCS y de indentación (MI y FCT), se definió cual correlacion era la que mejor reflejaba el comportamiento real de resistencia de la formación Mugrosa.

En las figura 8-6 a 8-9 se analiza el grado de ajuste entre los valores de resistencia arrojados por las correlaciones con relación a las pruebas de laboratorio (UCS) y pruebas de indentación (FCT).

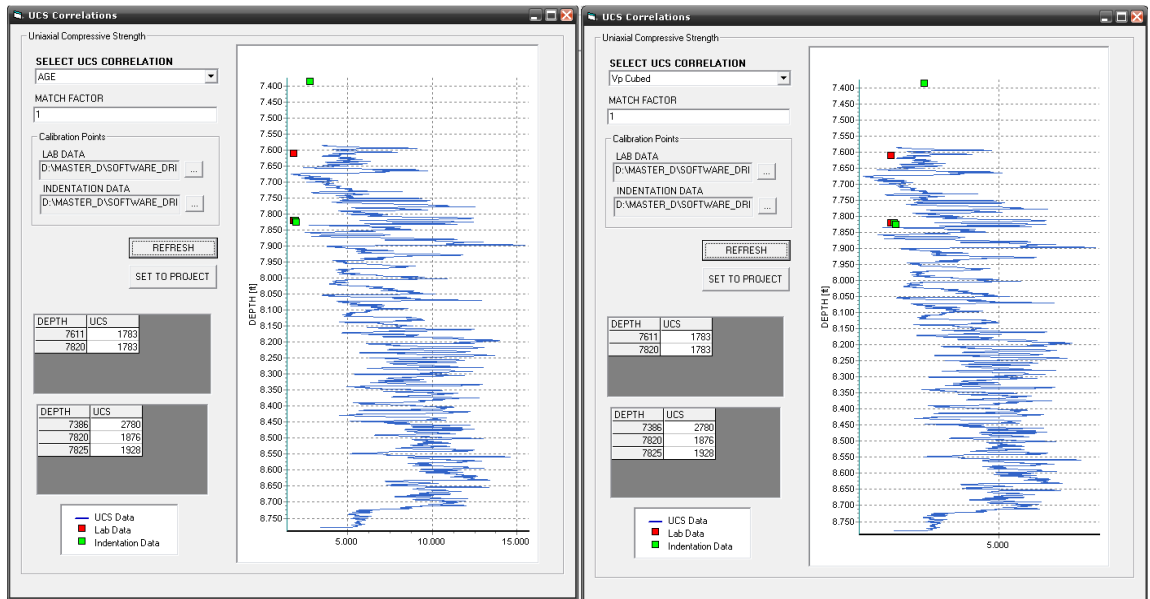


Figura 8-6. Grado de ajuste entre los valores de resistencia arrojados por las correlaciones AGE (izquierda) y Vp Cubec (derecha) con relación a las pruebas de laboratorio (puntos rojos) y pruebas de indentación (puntos verdes).

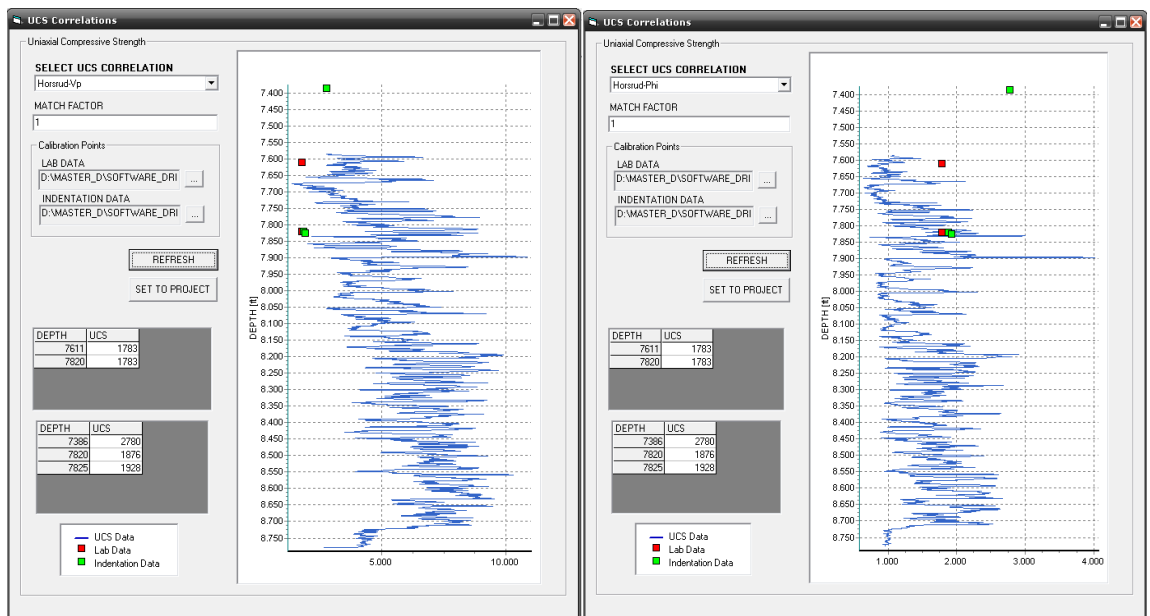


Figura 8-7. Grado de ajuste entre los valores de resistencia arrojados por las correlaciones Horsrud Vp (izquierda) y Horsrud PHI (derecha) con relación a las pruebas de laboratorio (puntos rojos) y pruebas de indentación (puntos verdes).

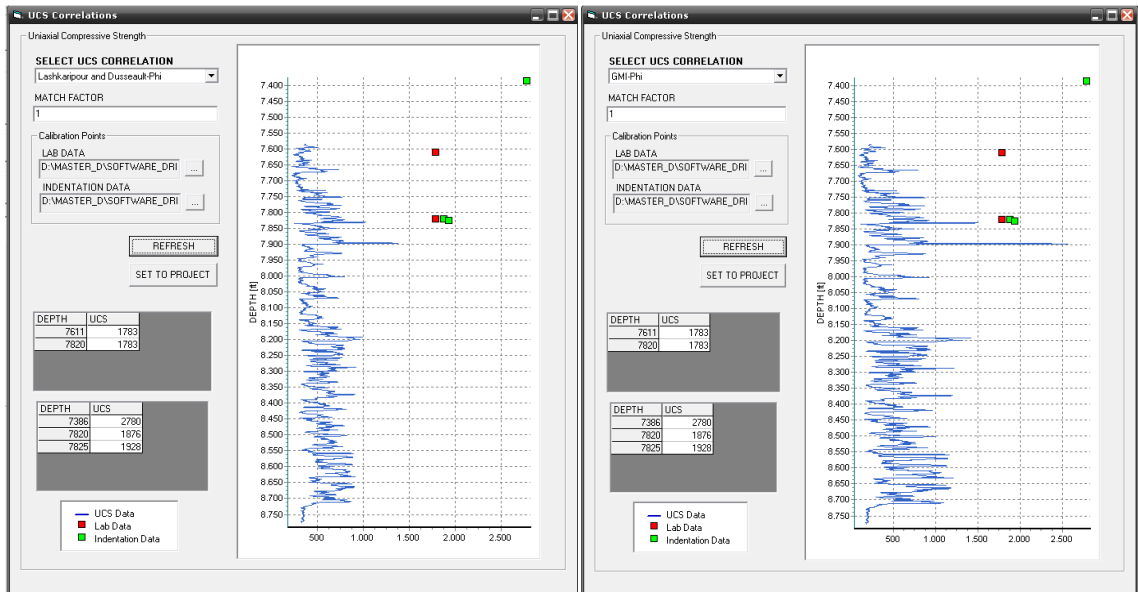


Figura 8-8. Grado de ajuste entre los valores de resistencia arrojados por las correlaciones Dusseault (izquierda) y GMI PHI (derecha) con relación a las pruebas de laboratorio (puntos rojos) y pruebas de indentación (puntos verdes).

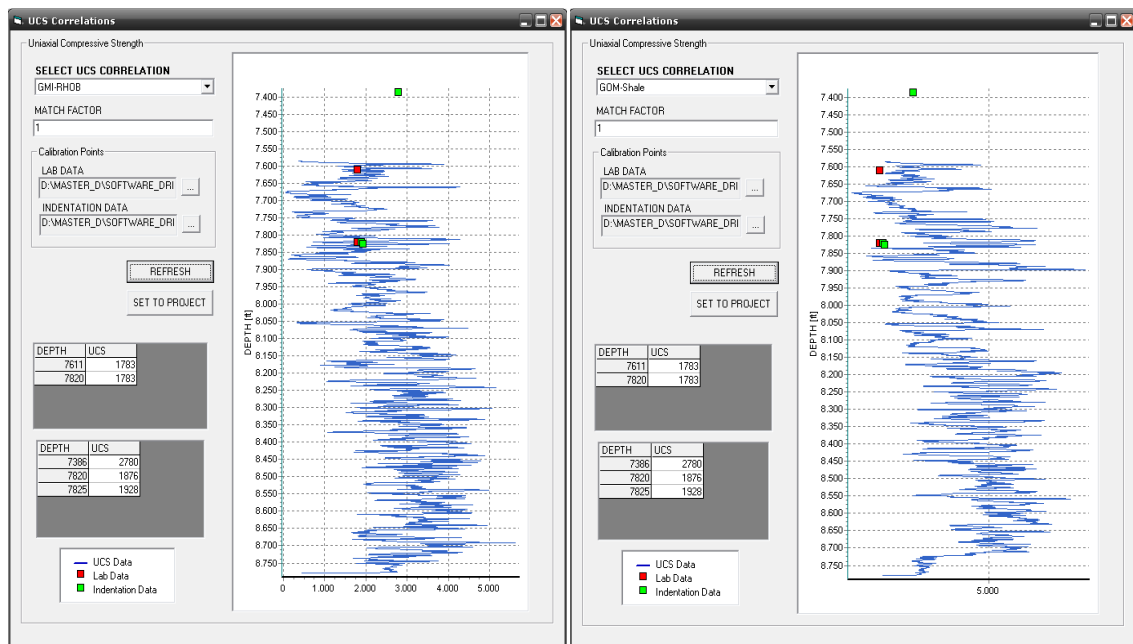


Figura 8-9. Grado de ajuste entre los valores de resistencia arrojados por las correlaciones GMI RHOB (izquierda) y GOM shale (derecha) con relación a las pruebas de laboratorio (puntos rojos) y pruebas de indentación (puntos verdes).

Analizando las figuras 8-6 a 8-9, es evidente que los mejores ajustes del registro UCS obtenido a partir de diferentes correlaciones comparado con las pruebas de laboratorio UCS y pruebas de indentación (FCT) se tiene con la correlación que está en función del RHOB

En las figura 8-10 a 8-13 se analiza el grado de ajuste entre los valores de resistencia arrojados por las correlaciones con relación a las pruebas de laboratorio (UCS) y pruebas de indentación (MI).

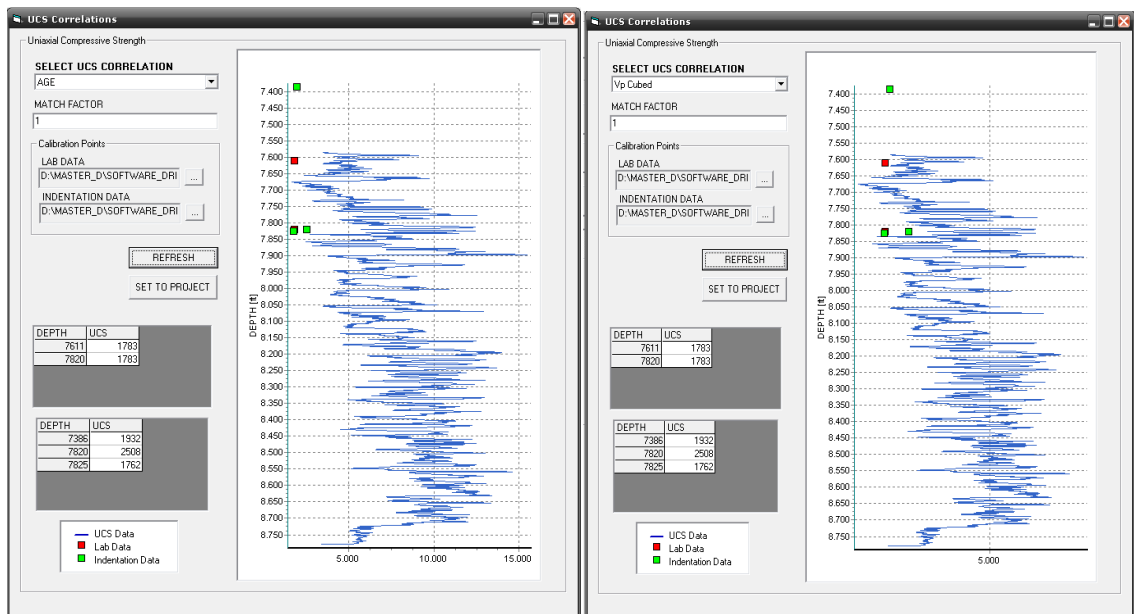


Figura 8-10. Grado de ajuste entre los valores de resistencia arrojados por las correlaciones AGE (izquierda) y Vp Cubec (derecha) con relación a las pruebas de laboratorio (puntos rojos) y pruebas de indentación (puntos verdes).

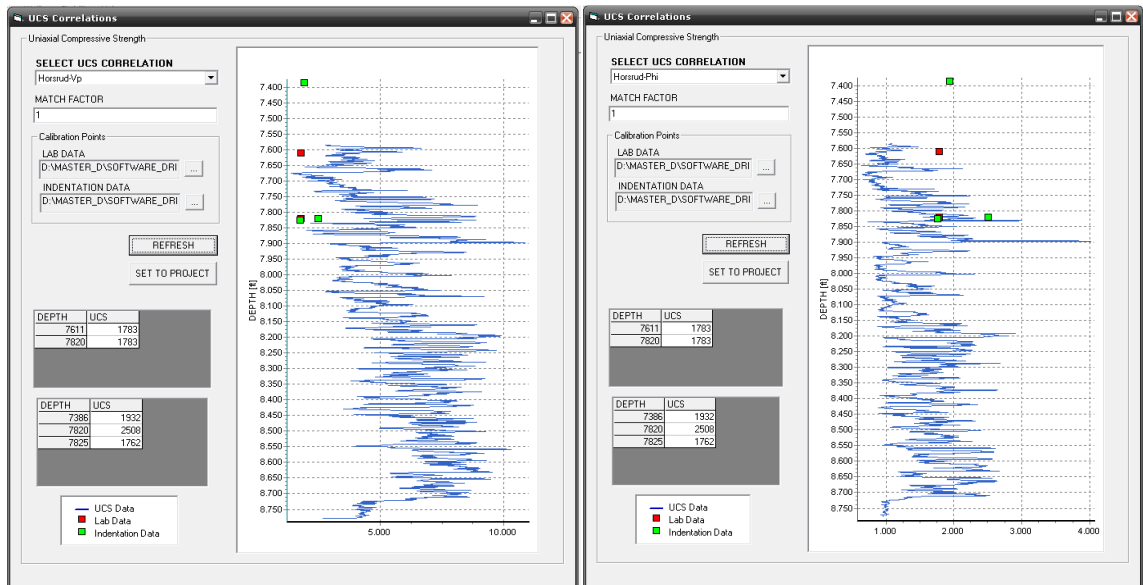


Figura 8-11. Grado de ajuste entre los valores de resistencia arrojados por las correlaciones Horsrud Vp (izquierda) y Horsrud PHI (derecha) con relación a las pruebas de laboratorio (puntos rojos) y pruebas de indentación (puntos verdes).

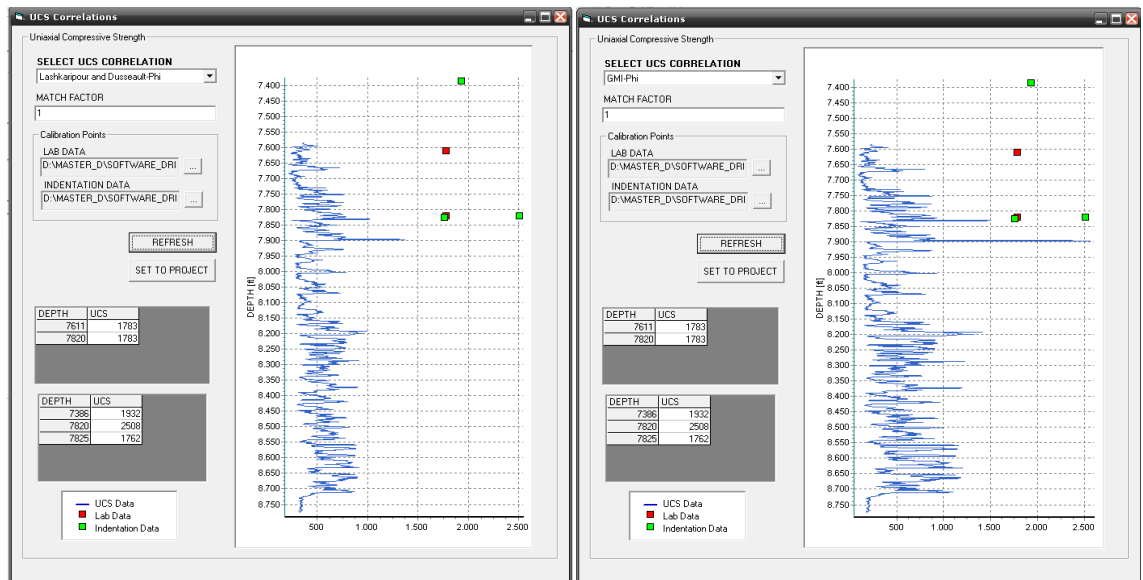


Figura 8-12. Grado de ajuste entre los valores de resistencia arrojados por las correlaciones Dusseault (izquierda) y GMI PHI (derecha) con relación a las pruebas de laboratorio (puntos rojos) y pruebas de indentación (puntos verdes).

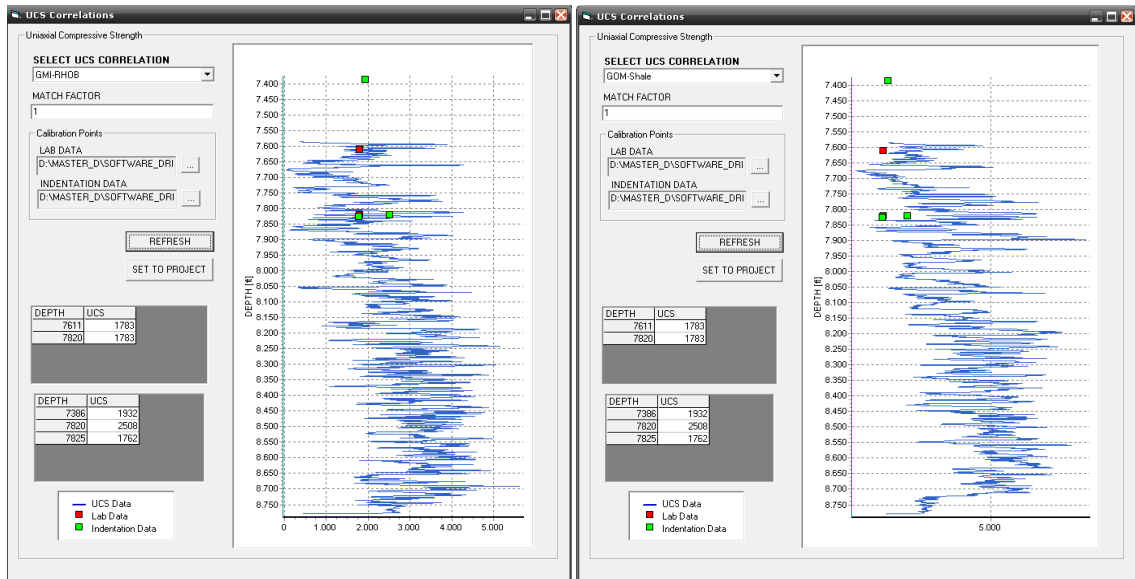


Figura 8-13. Grado de ajuste entre los valores de resistencia arrojados por las correlaciones GMI RHOB (izquierda) y GOM shale (derecha) con relación a las pruebas de laboratorio (puntos rojos) y pruebas de indentación (puntos verdes).

Analizando las figuras 8-10 a 8-13, nuevamente es evidente que los mejores ajustes del registro UCS obtenido a partir de diferentes correlaciones comparado con las pruebas de laboratorio UCS y pruebas de indentación (MI) se tiene con la correlación que está en función del RHOB. La razón, puede ser porque la lectura del registro de densidad está influenciado 100% por el grado de afectación de las paredes del hueco, es decir, por la interacción existente entre la formación y el fluido de perforación; mientras que la lectura del registro sónico (variable de entrada de la mayoría de las correlaciones) no está afectada por el estado del hueco, mide el valor real de la característica de la roca en la zona no invadida por el lodo.

8.4. ANÁLISIS DEL ANCHO DE BREAKOUT A TRAVÉS DEL MÓDULO WELLBORE STABILITY

Teniendo en cuenta la ecuación generalizada para determinar el ancho de Breakout a cada profundidad, en la figura 8-14 se muestra el comportamiento del pozo (ancho de Breakout) a 8000 ft del pozo aplicación T-43. Es evidente que el efecto de agregar o quitar sal no cambia mucho el peso de lodo necesario para generar un mismo ancho de Breakout debido a que la eficiencia de membrana que se tiene solo es de un 10%.

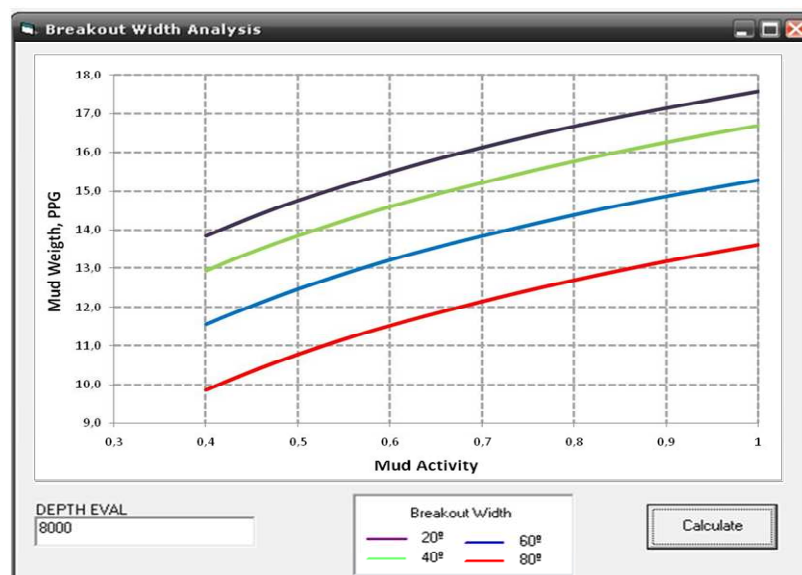


Figura 8-14. Ancho de Breakout como función del peso de lodo y de la actividad del lodo teniendo en cuenta la UCS afectada por el fluido de perforación.

9. CONCLUSIONES

- 1.** El comportamiento similar de las curvas de indentación para cada disco analizado permitió correlacionar los parámetros de indentación MI y FCT con los valores de UCS.
- 2.** En todos los casos, los parámetros FCT, MI y UCS; fueron afectados por la interacción con el fluido. De mayor a menor grado de afectación está: el tipo de sal, el tiempo de interacción y por ultimo la concentración salina.
- 3.** Se evidenció la alteración de la repuesta mecánica de la roca luego del contacto con los fluidos, debido al contenido de material arcilloso de la formación.
- 4.** Los ISFucs fueron mas bajos (0,29) que los ISF para el MI y FCT (0,58) porque los plugs tienen mayor contacto al fluido y están afectados por la presencia de microgrietas.
- 5.** El equipo diseñado de rolado y absorción isotérmica portátil, permitirá el seguimiento en campo de la verdadera resistencia optimizando los modelos geomecánicos en tiempo real.
- 6.** Las correlaciones generadas para UCS a partir de parámetros químicos permitirán un mejor acercamiento a los verdaderos valores de resistencia al perforar con una determinada concentración salina y tiempo de exposición.

7. El software Drilling Chemical Evaluation permitirá al perforador la cuantificación del cambio en la presión de poro y la UCS en las formaciones arcillosas para identificar zonas problema durante la perforación.
8. La correlación de densidad de GMI fue la que más se ajustó a las pruebas UCS medidas en laboratorio de todas las correlaciones utilizadas

10. RECOMENDACIONES

- 1.** No fue posible ver y cuantificar la relación entre la correlación base y las variables afectadas químicamente. Son necesarios muchos mas datos experimentales (4 muestras por grupo no fue suficiente) para definir las relaciones claras entre las variables químicas y los parámetros de resistencia.
- 2.** Realizar pruebas sobre otras formaciones.
- 3.** Incluir el efecto de más aditivos para buscar un efecto beneficioso de un aditivo.
- 4.** Realizar más ensayos de indentación para las muestras de los pozos Lisama 146 y Tesoro 136R de la formación Mugrosa para que el % error de las mediciones de MI y FCT sea menor que el 5%.

11. BIBLIOGRAFIA

1. "Análisis Mineralógico Valle Medio del Magdalena Pozos Lisama-125 y Lisama 146"
2. Ballard T. J., Beare S. P., Lawless T. A., 1992. Fundamentals of Shale Stabilization: Water Transport Through Shales. Artículo SPE 24974.
3. Benavides C. "Análisis Mineralógico Pozo Lisama 158" Unidad de Servicios Técnicos y Laboratorios. Laboratorio DRX. Junio de 2007.
4. Carminati S., Del Gaudio, Zausa F., Brignoli M., 1999. "How do Anions in Water Based Muds Affect Shale Stability?" Paper SPE 50712.
5. Carreño A. "Análisis Mineralógico Pozo Lisama Norte 1P" Unidad de Servicios Técnicos y Laboratorios. Laboratorio DRX. Diciembre de 2007.
6. Catane Sandra., Orense Rolando P., and Tsuda Nobuki. Effect Of Water Saturation On The Compressive Strength And Failure Modes Of The Diliman Tuff. National Institute of Geological Sciences, University of the Philippines.
7. Chatterji P. K. and Morgenstern N. R., 1990. "A Modified Shear Strength Formulation for Swelling Clays Solids". Physico-Chemical Aspects of Soil and Related Materials, ASTM STP 1095, American Society for Testing and Materials, Philadelphia, pp. 118-135.

- 8.** Chenevert, M. E., "Shale Control With Balanced Activity Oil Continuous Muds", Journal of Petroleum Technology, October 1970.
- 9.** Chenevert M.E. and Strassner J.E., 1975. "Temperature Effects on Water Activities of Argillaceous Shales and Oil Mud Systems" Fifteenth Oil and Gas Conference, Balatonfured, Hungary.
- 10.** Christopher M. SPATIAL TRENDS IN ROCK STRENGTH". Pittsburgh Research Laboratory, Pennsylvania USA. 2007.
- 11.** Da Fontoura S.A.B., Rabe C., Lomba R.F.T., 2002."Characterization of Shales for Drilling Purposes". Articulo SPE 78218.
- 12.** Dzialowski A., Hale, A., and Mahajan, S., "Lubricity and Wear of Shale: Effects of Drilling Fluids and Mechanical Parameters", SPE/IADC Paper 25730, Presented at the SPE/IADC Drilling Conference in Amsterdam, February 23-25,1993.
- 13.** Edwin A., Hackett R. and Hackett J., "A Laboratory Technique for Screening Shale Swelling Inhibitors" SPE 11117, Presented at the 57PthP Annual Fall technical Conference and exhibition of the Society of Petroleum engineers of AIME held in New Orleans, LA, September 26-29, 1982.
- 14.** Fam M. A., Dusseault M. B., 1998. Borehole Stability in Shales: A Phisico – Chemical Perspective. Articulo SPE/ISRM 47301.
- 15.** Fjaer E., Holth R.M., Horsrud P., Raaen A.M., Risnes R. Petroleum Related Rock Mechanics. Second Edition. Elsevie. 2008.

- 16.** Fonseca C. F. and Chenevert M. E., 1998. "The Effect of Total Stress and Temperature on the Water Activity of Shales". International Journal Rock Mechanics Mining Sciences. Paper 097.
- 17.** Frydman M., da Fontoura S. A. B., 2001. "Modeling Aspects of Wellbore Stability in Shales" Artículo SPE 69529.
- 18.** Ghassemi A., Diek A., Santos H. 2001. "Effects of Ion Diffusion and Thermal Osmosis on Shale Deterioration and Borehole Instability". Paper AADE National Drilling Technical Conference 2001.
- 19.** Horsrud, P. (2001). "Estimating mechanical properties of shale from empirical correlations". SPE Drilling & Completion 16, 68–73.
- 20.** http://books.google.com.co/books?id=gNGI_nE3qQ4C&printsec=frontcover#PRA1-PA127,M1
- 21.** Lashkaripour, G.R., Dusseault, M.D. (1993). "A statistical study of shale properties: Relationships among principal shale properties". In: Li, K.S., Lo, S.-C.R. (Eds.), Probabilistic Methods in Geotechnical Engineering. Balkema, pp. 195–200.
- 22.** Mateus J., Obtención De La Resistencia Compresiva Uniaxial (Ucs) De Las Rocas A Partir De Mediciones Sobre Ripios De Perforación. Universidad Industrial de Santander. Ingeniería Civil. Tesis Pregrado. 2005.

- 23.** Mody F. F., Tare U. A., Tan C. P., Drummond C. J. and Wu B., 2002. "Development of Novel Membrane Efficient Water-Based Drilling Fluids Through Fundamental Understanding of Osmotic Membrane Generation in Shales". Paper SPE 77447.
- 24.** Rojas J. C., Clark D. E. and Zhang J. 2006. "Stressed Shale Drilling Strategy – Water Design Improves Drilling Performance" SPE 102498.
- 25.** Rojas J. C., Clark D. E., Greene B., Zhang J. 2006 "Optimized Salinity Delivers Improved Drilling Performance" AADE.
- 26.** Santarelli, F. J., and Carminati, S., "Do Shales Swell? A Critical Review of Available Evidence", SPE/IADC Paper 29421, Presented at the SPE/IADC Drilling Conference in Amsterdam, The Netherlands, February 28 - March 2, 1995.
- 27.** Ubaldi V., Civolani L. and Zausa F. 1999. "Rock Strength Measurements on Cuttings as Input Data for Optimizing Drill Bit Selection" SPE 56441.
- 28.** Van Oort, E., "Physico-Chemical Stabilization of Shales", SPE Paper 37263, Presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry in Houston, Texas, February 18- 21, 1997.
- 29.** Van Oort, E., Hale, A. H., and Mody, F. K., "Transport in Shales and the Design of Improved Water-Based Shale Drilling Fluids", SPE Drilling & Completion, pp. 137-146, September, 1996.

- 30.** Zhang J., Al-Bazali T.M., Chenevert M. E., Sharma M. M., Clark D. E., Benaissa S. and Ong S. 2005. "Compressive Strength and Acoustic Properties Changes in Shales with Exposure to Water –Based Fluids". American Rock Mechanics Association.
- 31.** Zoback M., Reservoir Geomechanics: Earth Stress and Rock Mechanics Applied to Exploration, Production and Wellbore Stability. Department of Geophysics Stanford University. 2006.
- 32.** Zoback, M. D., D. Moos, L. Mastin, and R. N. Anderson, 1985. Wellbore breakouts and in situ stress, J. Geophys. Res., 90, pp. 5,523–5,530.

12. ANEXOS

ANEXO A: DATA DE PRUEBAS DE INDENTACIÓN PARA CADA UNO DE LOS DISCOS DE LAS MUESTRAS DEL PRIMER GRUPO NO EXPUESTAS AL CONTACTO CON FLUIDO DE INTERACCION.

Tabla A-1. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 1 de Esmeralda.

ESMERALDA D1		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	1833,33	187,26
2	1433	188
3	1694	220
4	1883	142
5	1664	204
6	1677	196
7	1758	149
8	1557	183
9	1386	197
10	1560	180
11	1336	125
12	1275	103
13	1980	221
14	1691	208
15	1549	231
16	1668	171
17	1549	122
18	1571	208
19	-	-
20	1739	161
21	1566	92
22	1660	175
23	1617	93
24	1766	203
25	1501	174
Coeficiente de Variacion	17	9
Varianza	28014	1664
Desviacion Estandar	167	41
Mediana	1638	181
Promedio	1621	172

Tabla A-2. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 2 de Esmeralda.

ESMERALDA D2		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	2274	206
2	2171	180
3	1841	155
4	2167	182
5	2167	165
6	2294	144
7	2422	234
8	2438	220
9	2407	157
10	2294	216
11	2786	187
12	2635	225
13	1814	150
14	2438	200
15	2600	227
16	2294	246
17	2786	225
18	2422	207
19	2000	185
20	2558	194
21	2512	134
22	1727	217
23	2034	192
24	2214	198
25	-	-
26	1920	187
27	2520	208
Coeficiente de Variacion	36	4
Varianza	82146	879
Desviacion Estandar	287	30
Mediana	2294	196
Promedio	2297	194

Tabla A-3. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 3 de Esmeralda.

ESMERALDA D3		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	2179	230
2	2259	230
3	2711	278
4	2259	263
5	2103	224
6	2179	208
7	2699	328
8	2564	290
9	2476	206
10	2441	220
11	2311	232
12	2778	292
13	2381	215
14	2525	223
15	2447	211
16	2548	244
17	2067	208
18	-	-
19	2694	240
20	2133	248
21	2597	236
22	2625	261
23	2550	263
24	2372	285
25	2795	274
26	2341	212
27	2667	247
Coeficiente de Variacion	19	4
Varianza	47346	1006
Desviacion Estandar	218	32
Mediana	2462	238
Promedio	2450	245

Tabla A-4. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 4 de Esmeralda.

ESMERALDA D4		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	-	-
2	1818	160
3	2286	206
4	2260	208
5	2222	202
6	2210	224
7	2381	184
8	2381	219
9	2614	228
10	2247	194
11	2353	215
12	2581	235
13	2353	204
14	2548	252
15	2500	229
16	2381	227
17	2454	233
18	2128	238
19	2516	196
20	2128	225
21	2581	253
22	2410	185
23	2424	252
24	2649	222
25	2312	230
26	2186	184
27	2051	188
28	2395	184
29	1794	197
30	2353	183
Coefficiente de Variacion	19	3
Varianza	44043	583
Desviación Estandar	210	24
Mediana	2353	215
Promedio	2328	212

Tabla A-5. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 5 de Esmeralda.

ESMERALDA D5		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	1429	200
2	2000	231
3	1509	204
4	2105	222
5	2210	174
6	2548	226
7	1556	189
8	2312	202
9	1667	167
10	2122	279
11	2336	203
12	2286	234
13		
14	2162	181
15	2128	153
16	2105	188
17	1739	240
18	2162	235
19	2424	257
20	2592	242
21	2649	252
22	2500	209
23	2222	208
24	2649	215
25	2614	270
26	2721	268
27	2367	241
28	2759	260
Coeficiente de Variacion	64	5
Varianza	141802	1104
Desviacion Estandar	377	33
Mediana	2222	222
Promedio	2218	220

Tabla A-6. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 6 de Esmeralda.

ESMERALDA D6		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	2500	257
2	1557	223
3	2254	242
4	1856	210
5	2268	226
6	2536	238
7	2504	199
8	2106	231
9	2680	196
10	2680	252
11	2948	267
12	1967	261
13	2519	244
14	2041	200
15	-	-
16	2421	286
17	2617	228
18	2848	245
19	-	-
20	2534	254
21	1895	233
22	2747	263
23	2166	129
24	2997	323
25	2997	311
26	2997	340
27	2909	306
28	3091	428
29	1885	246
Coeficiente de Variacion	71	13
Varianza	177644	3101
Desviacion Estandar	421	56
Mediana	2519	245
Promedio	2464	253

Tabla A-7. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 7 de Esmeralda.

ESMERALDA D7		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	-	-
2	1684	174
3	2022	186
4	2553	218
5	2194	203
6	2230	178
7	1899	161
8	2331	195
9	2564	224
10	2501	228
11	2408	221
12	1709	188
13	2501	217
14	2331	209
15	2230	226
16	2630	241
17	2630	239
18	2385	178
19	2564	210
20	2396	199
21	1972	204
22	2164	224
23	2442	227
24	1549	178
25	2469	214
26	2469	185
27	2078	191
28	1663	152
29	2410	178
Coeficiente de Variacion	42	3
Varianza	99347	556
Desviacion Estandar	315	24
Mediana	2358	203
Promedio	2249	202

Tabla A-8. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 8 de Esmeralda.

ESMERALDA D8		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	2667	230
2	2548	227
3	1970	217
4	2424	199
5	1778	168
6	-	-
7	1556	228
8	2703	225
9	1951	216
10	2174	164
11	1860	207
12	2532	207
13	2667	252
14	1455	102
15	-	-
16	2703	253
17	2581	233
18	1980	211
19	2198	183
20	2273	205
21	2083	179
22	2381	190
23	2395	203
24	2051	163
25	2198	207
Coeficiente de Variacion	60	5
Varianza	131542	1118
Desviacion Estandar	363	33
Mediana	2198	207
Promedio	2223	203

Tabla A-9. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 9 de Mugrosa.

MUGROSA D9		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	3226	482
2	3101	538
3	2759	469
4	3150	396
5	3053	444
6	2614	379
7	2353	350
8	2500	391
9	2667	452
10	2685	376
11	2484	401
12	3361	556
13	3333	507
14	2857	517
15	2797	397
16	3279	480
17	3478	577
18	2548	398
19	3042	519
20	2667	271
21	3448	559
22	3150	531
23	2941	397
24	2941	511
25	3200	480
26	2817	428
27	2614	516
28	2703	343
29	3810	601
30	3077	437
31	3252	571
32	3150	478
33	2273	373
34	3101	484
35	2685	446
36	2105	329
Coeficiente de Variacion	47	14
Varianza	139364	6226
Desviacion Estandar	373	79
Mediana	2941	460
Promedio	2923	455

Tabla A-10. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 10 de Mugrosa.

MUGROSA D10		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	3604	486
2	3540	511
3	3175	455
4	3333	499
5	3200	400
6	2920	385
7	2857	458
8	3333	501
9	3150	457
10	3390	549
11	3008	457
12	3226	430
13	3390	528
14	3053	447
15	3077	432
16	3077	391
17	3540	558
18	2920	444
19	3604	628
20	3226	469
21	2548	416
22	3478	496
23	3738	597
24	3478	531
25	3008	346
26	2649	432
27	3670	607
28	3175	449
29	3571	548
30	3571	609
31	2116	376
Coficiente de Variacion	40	12
Varianza	130290	5328
Desviacion Estandar	354	72
Mediana	3226	458
Promedio	3214	480

Tabla A-11. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 11 de Mugrosa.

MUGROSA D11		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	2767	336
2	2975	348
3	3388	373
4	3388	354
5	3564	478
6	3439	401
7	3267	382
8	3630	457
9	3469	334
10	2444	421
11	3322	392
12	3322	332
13	3532	338
14	3240	370
15	3161	354
16	2970	334
17	3161	302
18	3350	425
19	3267	252
20	3350	394
21	3500	360
22	3664	453
23	3187	351
24	3532	352
25	3267	371
26	3267	344
27	2820	283
28	3769	396
29	2970	305
30	3187	354
31	3322	337
32	3379	324
33	2925	321
34	2420	234
35	3294	312
36	3267	292
37	2861	282
38	3161	336
39	2925	309
40	3322	429
41	3015	403
Coficiente de Variacion	27	8

<i>Varianza</i>	87249	2853
<i>Desviación Estandar</i>	286	53
<i>Mediana</i>	3267	351
<i>Promedio</i>	3221	354

Tabla A-12. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 12 de Mugrosa.

MUGROSA D12		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	2817	379
2	3150	431
3	3125	513
4	2198	349
5	2128	325
6	2759	291
7	2516	306
8	2759	449
9	2899	290
10	2857	267
11	2105	337
12	2797	392
13	2920	365
14	3125	442
15	2857	312
16	2920	349
17	3077	423
18	2500	395
19	2210	405
20	3008	331
21	2941	325
22	2198	318
23	3200	516
24		
25	2186	410
26		
27	2985	366
28	1923	245
Coeficiente de Variación	53	13
Varianza	150902	4797
Desviación Estandar	388	68
Mediana	2837	357
Promedio	2698	367

ANEXO B: FAMILIA DE DATOS DE INDENTACIÓN PARA LOS DISCOS DEL SEGUNDO GRUPO EXPUESTOS AL CONTACTO CON EL FLUIDO DE INTERACCION.

GRUPO 1D1: Grupo de discos en NaCl 0,85 1 día (D13, D22, D24, D41).

Tabla B-1. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 13

MUGROSA D13		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	1754	236
2	1594	234
3	2030	307
4	2105	301
5	2222	336
6	2105	292
7	2247	318
8	2247	300
9	2198	293
10	2010	298
11	2151	316
12	2116	269
13	2235	334
14	1852	219
15	2073	289
16	1878	185
17	2151	294
18	2105	275
19	2353	309
20	2367	320
21	1990	250
22	1538	130
23	1778	230
24	2260	291
25	2339	301
26	1961	205
27	2312	256
28	1754	242
29	2286	263
30	2174	267
31	2410	323
32	1878	236
33	2186	297
Coefficiente de Variacion	24	7
Varianza	50154	2118
Desviacion Estandar	216	45

Tabla B-2. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 22 de Mugrosa.

MUGROSA D22		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	2096	233
2	2130	284
3	1922	304
4	1931	249
5	1782	295
6	1798	259
7	2000	290
8	1689	242
9	1673	282
10	1673	258
11	1933	267
12	1542	274
13	1938	268
14	1673	232
15	1980	263
16	2274	298
17	2033	277
18	1746	241
19	2200	290
20	1703	266
21	1775	235
22	1593	235
23	2353	260
24	2439	330
25	2273	286
26	1378	181
27	1761	267
28	1870	254
29	1534	152
30	2112	227
31	1245	181
32	2196	274
Coficiente de Variacion	42	5
Varianza	80494	1372
Desviacion Estandar	281	36
Mediana	1896	265
Promedio	1883	258

Tabla B-3. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 24 de Mugrosa.

MUGROSA D24		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	1512	196
2	1088	145
3	1067	134
4	1213	181
5	1591	219
6	1300	181
7	1119	159
8	1326	191
9	1494	221
10	1475	188
11	1446	203
12	1588	229
13	1186	167
14	1324	186
15	1525	219
16	1343	187
17	1304	188
18	1250	144
19	1406	181
20	1268	186
21	1429	195
22	1385	148
23	1288	163
24	1800	221
25	1417	156
26	1457	183
27	1457	170
28	1275	177
29		
30	1723	196
31	1452	155
32	1385	200
Coeficiente de Variacion	21	3
Varianza	28485	618
Desviacion Estandar	167	24
Mediana	1385	186
Promedio	1384	183

Tabla B-4. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 41 de Mugrosa.

MUGROSA D41		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	-	-
2	1583	306
3	3071	715
4	2895	573
5	2117	413
6	1708	290
7	2468	470
8	2274	417
9	2439	472
10	2174	376
11	2198	405
12	2312	387
13	3030	464
14	2105	331
15	2062	358
16	2500	433
17	2186	327
18	2581	457
19	2439	421
20	2381	471
21	2649	461
22	1961	311
23	2500	497
24	2632	462
25	2381	425
26	2273	379
27	2127	374
28	2632	446
29	2548	446
30	2326	389
31	2469	384
32	2469	418
Coficiente de Variacion	45	16
Varianza	106810	6795
Desviacion Estandar	322	81
Mediana	2381	418
Promedio	2371	422

GRUPO 1D2: Grupo de discos en NaCl 0,85 10 días (D14, D18, D25, D36).

Tabla B-5. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 14 de Mugrosa.

MUGROSA D14		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	-	-
2	586	80
3	580	49
4	-	-
5	-	-
6	387	33
7	436	43
8	1021	135
9	583	58
10	881	99
11	649	41
12	725	90
13	915	113
14	548	60
15	887	89
16	859	101
17	455	59
18	625	60
19	526	64
20	556	59
21	500	57
22	667	64
23	800	89
24	425	73
25	714	75
26	870	103
27	784	79
Coeficiente de Variacion	50	9
Varianza	31684	618
Desviacion Estandar	174	24
Mediana	637	68
Promedio	666	74

Tabla B-6. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 18 de
Mugrosa

MUGROSA D18		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	1395	141
2	952	129
3	1667	230
4	-	-
5	1667	188
6	-	-
7	1429	183
8	893	113
9	1412	176
10	1364	163
11	1622	231
12	938	137
13	1000	98
14	1923	272
15	1389	172
16	1553	202
17	870	153
18	-	-
19	1415	181
20	1143	145
21	1556	225
22	1111	137
23	1111	144
24	1684	185
25	1753	245
26	1778	263
27	1391	174
28	952	122
29	1587	184
30	1370	178
31	1105	155
Coeficiente de Variacion	66	11
Varianza	92001	1991
Desviacion Estandar	303	44
Mediana	1393	175
Promedio	1358	176

Tabla B-7. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 25 de Mugrosa.

MUGROSA D25		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	982	108
2	731	95
3	800	98
4	1203	132
5	1513	179
6	1092	132
7	899	109
8	852	106
9	1717	190
10	1373	155
11	1078	138
12	1073	126
13	1193	142
14	867	131
15	1199	146
16	1588	197
17	1069	133
18	1262	152
19	1035	139
20	1488	189
21	1259	150
22	926	144
23	1432	160
24	1580	204
25	1678	238
26	1346	151
27	998	123
28	1140	159
29	1438	187
30	1283	160
31	1452	187
32	-	-
Coeficiente de Variacion	60	8
Varianza	72175	1134
Desviacion Estandar	265	33
Mediana	1199	146
Promedio	1211	150

Tabla B-8. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 36 de Mugrosa.

MUGROSA D36		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	1141	115
2	1276	142
3	-	-
4	1142	143
5	1558	179
6	1334	158
7	1094	132
8	848	127
9	1237	120
10	971	120
11	1377	140
12	1652	141
13	1436	181
14	1239	134
15	1318	161
16	1195	158
17	1809	202
18	1009	130
19	1557	138
20	1138	166
21	1286	164
22	1355	163
23	1150	134
24	1110	132
25	897	133
26	1536	175
27	1588	193
28	1290	152
Coeficiente de Variacion	43	4
Varianza	54976	531
Desviacion Estandar	233	23
Mediana	1276	142
Promedio	1279	149

GRUPO 2D1: Grupo de discos en KCl 0,85 1 día (D15, D26, D32, D42).

Tabla B-9. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 15 de Mugrosa.

MUGROSA D15		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	1762	241
2	1674	223
3	1878	235
4	1290	201
5	2424	326
6	1860	264
7	1951	284
8	2469	333
9	2051	282
10	1575	176
11	2162	280
12	1818	221
13	1646	174
14	2339	285
15	1860	218
16	2326	296
17	1990	233
18	2312	255
19	1695	214
20	2073	264
21	2020	195
22	2286	315
23	2299	253
24	1619	169
25	2151	229
26	2222	233
Coeficiente de Variacion	46	9
Varianza	91755	2084
Desviacion Estandar	299	45
Mediana	2005	238
Promedio	1991	246

Tabla B-10. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 26 de Mugrosa.

MUGROSA D26		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	1429	188
2	1356	193
3	1357	205
4	1406	150
5	1404	188
6	1676	246
7	1725	250
8	2051	307
9	1892	270
10	2049	302
11	1813	249
12	2152	304
13	2051	297
14	2105	311
15	1518	236
16	1654	211
17	1916	262
18	1688	250
19	1993	267
20	1623	171
21	1994	305
22	2317	252
23	1650	206
24	1712	209
25	1498	184
26	1895	263
27	1973	280
28	2062	308
29	2229	312
30	2001	228
31	1434	149
Coeficiente de Variacion	43	10
Varianza	78838	2506
Desviacion Estandar	272	49
Mediana	1813	250
Promedio	1794	244

Tabla B-11. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 32 de Mugrosa.

MUGROSA D32		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	1236	160
2	1456	208
3	1244	169
4	1023	156
5	1487	126
6	1377	202
7	1620	231
8	1338	203
9	1259	163
10	1533	205
11	1445	190
12	1795	267
13	1422	192
14	1779	256
15	1567	197
16	1716	226
17	1539	206
18	1591	223
19	1748	221
20	1272	174
21	1729	264
22	1605	217
23	1175	153
24	1433	197
25	1611	231
26	1537	214
27	1738	246
28	1552	183
29	1771	233
30	1416	174
31	1682	211
32	1647	191
33	1754	249
34	1527	183
35	1169	151
Coefficiente de Variacion	26	6
Varianza	40638	1162
Desviacion Estandar	196	34
Mediana	1537	203
Promedio	1508	202

Tabla B-12. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 42 de Mugrosa.

MUGROSA D42		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	2381	372
2	2083	317
3	2083	372
4	2597	450
5	2597	420
6	2597	387
7	2564	469
8	2532	392
9	2632	423
10	2778	429
11	2410	394
12	2685	431
13	2235	368
14	2721	447
15	2740	485
16	2703	434
17	2597	368
18	2353	336
19	2339	461
20	2339	385
21	2532	429
22	2247	376
23	2857	425
24	2667	492
25	2198	374
26	2778	464
27	2353	402
28	2353	383
29	2857	396
30	2500	349
31	2703	379
Coefficiente de Variacion	19	5
Varianza	47486	1876
Desviacion Estandar	216	43
Mediana	2564	396
Promedio	2516	407

GRUPO 2D2: Grupo de discos en KCl 0,85 10 días (D19, D27, D33, D37).

Tabla B-13. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 19 de Mugrosa.

MUGROSA D19		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	1163	159
2	1563	226
3	1786	256
4	1163	142
5	1935	307
6	1250	168
7	1765	198
8	1667	229
9	2198	306
10	2083	333
11	1852	243
12	1587	202
13	2273	352
14	2439	367
15	1587	256
16	2474	394
17	1961	275
18	1923	275
19	1754	265
20	1695	215
21	1045	115
22	2164	343
23	1220	140
24	1923	257
25	1449	205
26	1587	243
27	1587	267
28	1650	242
Coeficiente de Variacion	83	20
Varianza	143402	4997
Desviacion Estandar	361	69
Mediana	1725	249
Promedio	1741	249

Tabla B-14. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 27 de Mugrosa.

MUGROSA D27		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	1916	291
2	1933	297
3	2343	396
4	2322	374
5	1985	331
6	2426	394
7	2402	394
8	2376	391
9	2204	383
10	2483	462
11	2201	384
12	2819	494
13	2226	343
14	2123	348
15	2046	331
16	2192	335
17	2191	351
18	2075	387
19	2118	363
20	2074	374
21	2056	353
22	1533	277
23	1781	303
24	1956	310
25	2407	405
26	2457	399
27	2335	415
Coeficiente de Variacion	30	7
Varianza	65718	2494
Desviacion Estandar	251	49
Mediana	2192	374
Promedio	2184	366

Tabla B-15. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 33 de Mugrosa.

MUGROSA D33		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	1754	224
2	1810	260
3	1702	251
4	1818	305
5	1858	262
6	1831	268
7	1380	227
8	1673	243
9	1857	313
10	1668	298
11	1209	203
12	1332	229
13	1698	300
Coeficiente de Variacion	27	5
Varianza	46366	1254
Desviacion Estandar	213	34
Mediana	1702	260
Promedio	1661	260

Tabla B-16. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 37 de Mugrosa.

MUGROSA D37		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	1569	266
2	1347	233
3	1697	274
4	1876	290
5	1736	282
6	1619	277
7	1956	317
8	1825	325
9	1731	264
10	1932	316
11	1742	278
12	1642	240
13	1795	302
14	1635	225
15	1632	252
16	1869	320
17	1802	292
18	1314	228
19	1634	296
20	1753	279
21	1538	228
22	1619	266
23	1943	336
24	1875	327
25	1881	304
26	1869	313
27	1463	242
28	1871	303
29	1613	265
30	1212	240
Coeficiente de Variacion	21	4
Varianza	36192	1096
Desviacion Estandar	189	33
Mediana	1734	278
Promedio	1700	279

GRUPO 3D1: Grupo de discos en NaCl 0,93 1 día (D16, D23, D28, D43).

Tabla B-17. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 16 de Mugrosa.

MUGROSA D16		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	667	77
2	1040	87
3	1130	100
4	457	41
5	410	48
6	1111	94
7	478	59
8	1171	105
9	1093	77
10	-	-
11	1367	119
12	516	46
13	1366	150
14	-	-
15	897	68
16	426	43
17	1200	107
18	1105	103
19	1500	149
20	764	74
21	1500	158
22	667	61
23	1111	115
24	1714	129
25	1154	108
26	737	84
27	811	83
28	1429	115
Coficiente de Variacion	127	12
Varianza	139584	1101
Desviacion Estandar	368	33
Mediana	1099	91
Promedio	993	92

Tabla B-18. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 23 de Mugrosa.

MUGROSA D23		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	1557	165
2	1701	179
3	1625	206
4	1986	243
5	1782	194
6	1870	169
7	1901	241
8	1783	197
9	2226	249
10	1944	254
11	1078	184
12	1973	278
13	1981	217
14	1877	227
15	1932	218
16	1980	258
17	1548	176
18	1416	162
19	1939	222
20	1925	245
21	1858	264
22	1599	165
23	1913	223
24	1690	229
25	1860	226
26	2143	281
27	1824	202
28	1792	253
29	1898	199
30	1542	182
Coefficiente de Variacion	28	6
Varianza	51894	1232
Desviacion Estandar	223	35
Mediana	1865	220
Promedio	1805	217

Tabla B-19. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 28 de Mugrosa.

MUGROSA D28		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	1045	150
2	1649	250
3	1410	195
4	486	94
5	1827	269
6	1245	137
7	977	107
8	1552	192
9	1050	131
10	1224	167
11	838	122
12	1201	130
13	1670	252
14	1079	133
15	1149	140
16	-	-
17	1801	247
18	956	111
19	1668	224
20	988	129
21	919	132
22	1055	139
23	883	125
24	1468	195
25	925	102
26	1244	155
27	1071	145
28	1687	180
Coeficiente de Variacion	101	18
Varianza	115843	2524
Desviacion Estandar	338	49
Mediana	1149	140
Promedio	1225	161

Tabla B-20. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 43

MUGROSA D43		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	2618	331
2	2666	361
3	2181	340
4	2851	436
5	2885	383
6	2767	422
7	2396	347
8	3004	419
9	2975	475
10	2839	468
11	3278	523
12	2975	555
13	2734	424
14	2819	463
15	3027	423
16	3000	569
17	2606	372
18	2804	435
19	3076	478
20	2390	365
21	2183	291
22	2812	403
23	2653	398
24	2750	389
25	2922	450
26	2025	306
27	2903	386
28	2859	414
29	2487	395
30	2280	316
31	2910	448
32	2566	328
33	2977	443
34	2968	410
35	1896	286
36	2663	373
37	2678	314
38	3079	404
39	2283	285
40	2589	395
Coefficiente de Variacion	35	12
Varianza	96446	4668
Desviacion Estandar	310	67

GRUPO 3D2: Grupo de discos en NaCl 0,93 10 días (D20, D29, D34, D38).

Tabla B21. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 20 de Mugrosa.

MUGROSA D20		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	2093	282
2	2577	300
3	2326	262
4	2128	283
5	2439	304
6	2247	262
7	2041	300
8	2326	267
9	2299	298
10	2381	290
11	2564	326
12	2410	349
13	2299	298
14	1900	218
15	2209	282
16	1524	216
17	1316	220
18	1395	197
19	1500	243
20	1538	208
21	1739	199
22	1818	211
23	1500	219
24	2000	237
25	1714	210
26	1463	192
27	1887	246
28	1613	240
29	1575	314
30	1389	209
31	1961	268
32	1250	222
Coficiente de Variacion	84	7
Varianza	161501	1853
Desviacion Estandar	401	42
Mediana	1930	254
Promedio	1919	255

Tabla B-22. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 29 de Mugrosa.

MUGROSA D29		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	1446	178
2	1269	156
3	1453	183
4	1497	190
5	1226	164
6	1209	152
7	1418	178
8	1587	189
9	1294	151
10	1285	168
11	1613	196
12	1614	210
13	1406	158
14	1329	164
15	1270	153
16	1763	251
17	1242	151
18	1455	179
19	1395	180
20	1165	135
21	1153	148
22	1210	153
23	1246	146
24	1089	148
25	945	122
26	951	110
27	928	103
Coeficiente de Variacion	34	6
Varianza	43530	930
Desviacion Estandar	207	30
Mediana	1285	158
Promedio	1313	164

Tabla B-23. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 34 de Mugrosa.

MUGROSA D34		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	-	-
2	386	59
3	366	67
4	462	81
5	-	-
6	713	110
7	544	87
8	618	105
9	559	79
10	555	90
11	561	80
12	513	101
13	718	97
14	573	71
15	749	98
16	580	90
17	812	102
18	896	122
19	904	120
20	688	95
21	495	86
22	382	72
23	517	77
24	762	106
25	755	99
26	634	95
27	803	111
28	668	120
Coefficiente de Variacion	38	3
Varianza	22655	284
Desviacion Estandar	148	17
Mediana	599	95
Promedio	624	93

Tabla B-24. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 38 de Mugrosa.

MUGROSA D38		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	1459	201
2	1290	188
3	1423	186
4	1453	187
5	1288	178
6	1610	194
7	1582	218
8	1410	194
9	1498	189
10	1651	214
11	1526	180
12	1551	219
13	1543	205
14	1517	196
15	1555	194
16	1740	216
17	1571	227
18	1447	197
19	1445	188
20	1609	218
21	1475	191
22	1158	160
23	1514	206
24	1958	278
25	1907	221
26	1361	166
27	1215	192
28		
Coefficiente de Variacion	21	3
Varianza	31898	517
Desviacion Estandar	178	22
Mediana	1514	194
Promedio	1510	200

GRUPO 4D1: Grupo de discos en KCl 0,93 1 día (D17, D44, D30, D40).

Tabla B-25. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 17 de Mugrosa.

MUGROSA D17		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	1404	141
2	1429	120
3	1429	155
4	1575	200
5	1538	204
6	1429	161
7	1778	199
8	1379	161
9	1600	168
10	833	107
11	1432	150
12	1568	194
13	1902	173
14	1627	155
15	1221	155
16	1694	162
17	1711	151
18	1644	157
19	1766	190
20	1729	161
21	1000	155
22	1660	191
23	1857	217
24	1839	234
25	1633	211
26	1633	158
27	1067	157
28	1702	232
29	1569	212
Coefficiente de Variacion	40	6
Varianza	64647	974
Desviacion Estandar	253	31
Mediana	1600	161
Promedio	1539	173

Tabla B-26. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 30 de Mugrosa.

MUGROSA D30		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	1712	208
2	1756	243
3	1888	269
4	1688	274
5	2131	265
6	1481	151
7	2297	311
8	1419	201
9	2034	281
10	1547	308
11	1713	174
12	1325	175
13	2198	296
14	1594	215
15	2139	305
16	2056	283
17	1987	266
18	1849	276
19	1890	242
20	2374	338
21	1749	219
22	1890	237
23	2097	326
24	1733	251
25	2060	321
26	1391	230
27	1779	241
Coefficiente de Variacion	42	9
Varianza	78102	2393
Desviacion Estandar	278	48
Mediana	1849	265
Promedio	1844	256

Tabla B-27. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 40 de Mugrosa.

MUGROSA D40		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	1934	264
2	2156	334
3	1990	253
4	2040	283
5	2425	337
6	2163	289
7	2352	290
8	2477	381
9	2012	299
10	2143	294
11	2226	300
12	2104	297
13	2034	308
14	2291	330
15	2119	293
16	2318	259
17	2425	321
18	2255	277
19	2346	315
20	2319	310
21	2005	292
22	2499	338
23	1986	262
24	1926	287
25	2251	280
26	2057	292
27	1863	248
28	2105	288
29	2391	278
30	2274	312
Coefficiente de Variacion	15	3
Varianza	31530	818
Desviacion Estandar	171	28
Mediana	2159	293
Promedio	2183	297

Tabla B-28. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 44 de Mugrosa.

MUGROSA D44		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	2044	323
2	2560	380
3	2630	426
4	2868	401
5	3036	510
6	2676	441
7	2229	291
8	2855	440
9	2486	361
10	2559	388
11	2843	452
12	2889	402
13	2841	383
14	-	-
15	3481	504
16	2912	460
17	2027	342
18	1967	278
19	2981	450
20	2573	358
21	2099	311
22	2628	334
23	2350	315
24	2733	375
25	-	-
26	2320	322
27	2940	378
28	2557	224
Coeficiente de Variacion	50	13
Varianza	130620	4882
Desviacion Estandar	342	69
Mediana	2629	379
Promedio	2619	379

GRUPO 4D2: Grupo de discos en KCl 0,93 10 días (D21, D31, D35, D39).

Tabla B-29. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 21 de Mugrosa.

MUGROSA D21		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	1783	263
2	1783	282
3	2326	384
4	2083	334
5	2128	307
6	2222	312
7	2041	323
8	2198	316
9	2353	418
10	2326	365
11	1961	324
12	1724	311
13	2410	376
14	2222	373
15	2222	347
16	2326	399
17	2041	331
18	1923	338
19	2020	335
20	2083	340
21	2222	326
22	1961	214
23	2041	278
24	2273	348
25	2000	276
26	2000	314
27	2041	324
Coefficiente de Variacion	16	6
Varianza	33314	1885
Desviacion Estandar	171	43
Mediana	2083	326
Promedio	2100	328

Tabla B-30. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 31 de Mugrosa.

MUGROSA D31		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	1445	209
2	1672	217
3	1637	220
4	1545	219
5	1770	234
6	-	-
7	1640	235
8	1531	190
9	1669	245
10	1726	239
11	1403	204
12	1267	212
13	1305	249
14	1696	277
15	1794	329
16	1909	292
17	1704	273
18	1502	239
19	1212	263
20	1742	250
21	1240	233
22	1805	281
23	1870	290
24	2206	349
25	2248	347
26	2368	385
27	1901	293
28	1834	283
Coefficiente de Variacion	50	10
Varianza	84852	2374
Desviacion Estandar	287	48
Mediana	1696	249
Promedio	1690	261

Tabla B-31. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 35 de Mugrosa.

MUGROSA D35		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	923	161
2	973	182
3	1012	170
4	1429	202
5	1397	204
6	1044	180
7	1228	200
8	1208	199
9	905	204
10	1504	233
11	1456	215
12	1156	220
13	824	165
14	1255	209
15	762	180
16	988	204
17	1221	208
18	1226	203
19	1248	175
20	797	185
21	905	202
22	1335	216
23	1274	197
24	1005	185
25	1050	187
26	928	171
27	1099	216
Coefficiente de Variacion	40	2
Varianza	43924	338
Desviacion Estandar	206	18
Mediana	1099	200
Promedio	1117	195

Tabla B-32. Data de los puntos de indentación tomados para el disco 39 de Mugrosa.

MUGROSA D39		
# Punto	MI (N/mm)	FCT (N)
1	1751	257
2	2325	317
3	2601	367
4	2194	311
5	2190	345
6	2122	323
7	1993	323
8	1960	287
9	1978	287
10	2024	352
11	1946	301
12	1823	261
13	1595	290
14	2161	327
15	1858	326
16	1610	326
17		
18	2429	323
19	1976	323
20	1903	328
21	1671	275
22	1704	309
23	2091	352
24	2138	331
25	2115	343
26	2110	291
27	1931	237
28	2152	280
Coeficiente de Variacion	29	3
Varianza	57036	994
Desviacion Estandar	233	31
Mediana	1993	323
Promedio	2013	311

ANEXO C: FAMILIA DE PRUEBAS DE INDENTACIÓN PARA LAS MUESTRAS DEL PRIMER GRUPO NO EXPUESTAS AL CONTACTO CON FLUIDO DE INTERACCION.

Graficas de la prueba de Indentación Base Esmeralda y Mugrosa: Debido al gran número de pruebas de indentación realizadas y la gran cantidad de curvas obtenidas, en las figuras anexas solo se presentan algunas de estas graficas.

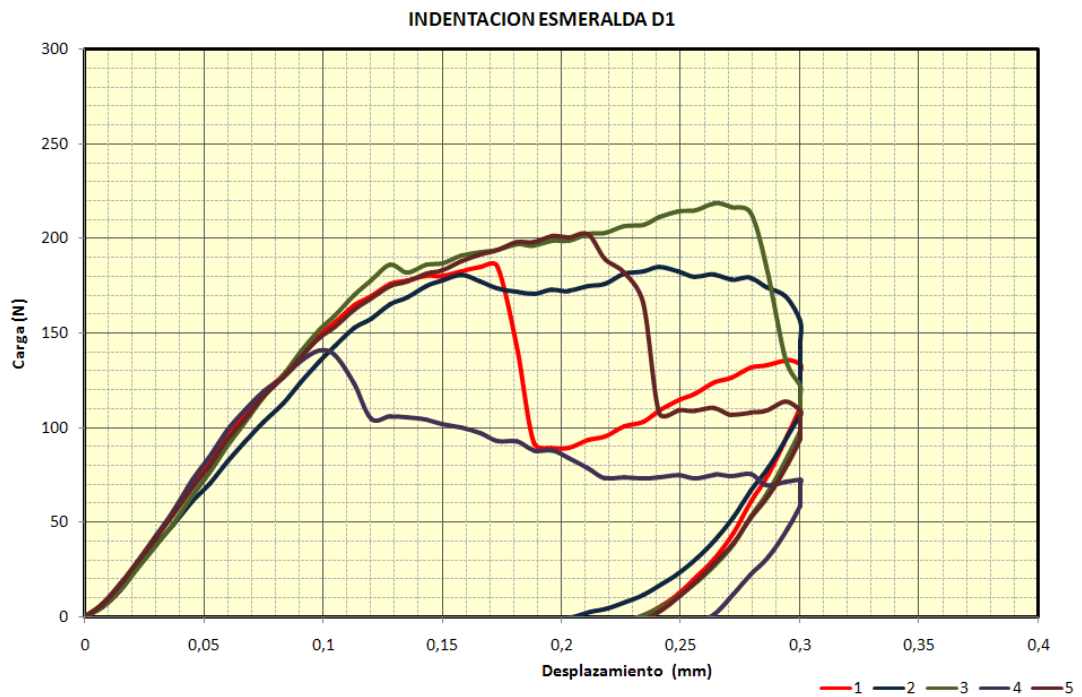


Figura C-1. Familia de curvas de indentación. Disco Esmeralda D1

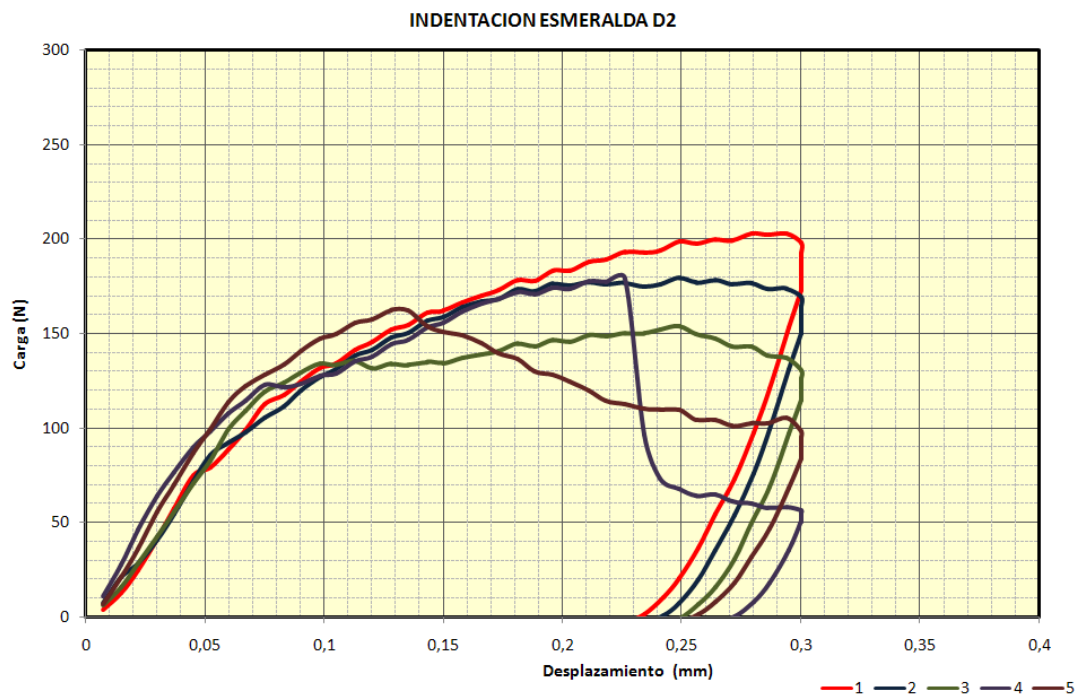


Figura C-2. Familia de curvas de indentación. Disco Esmeralda D2

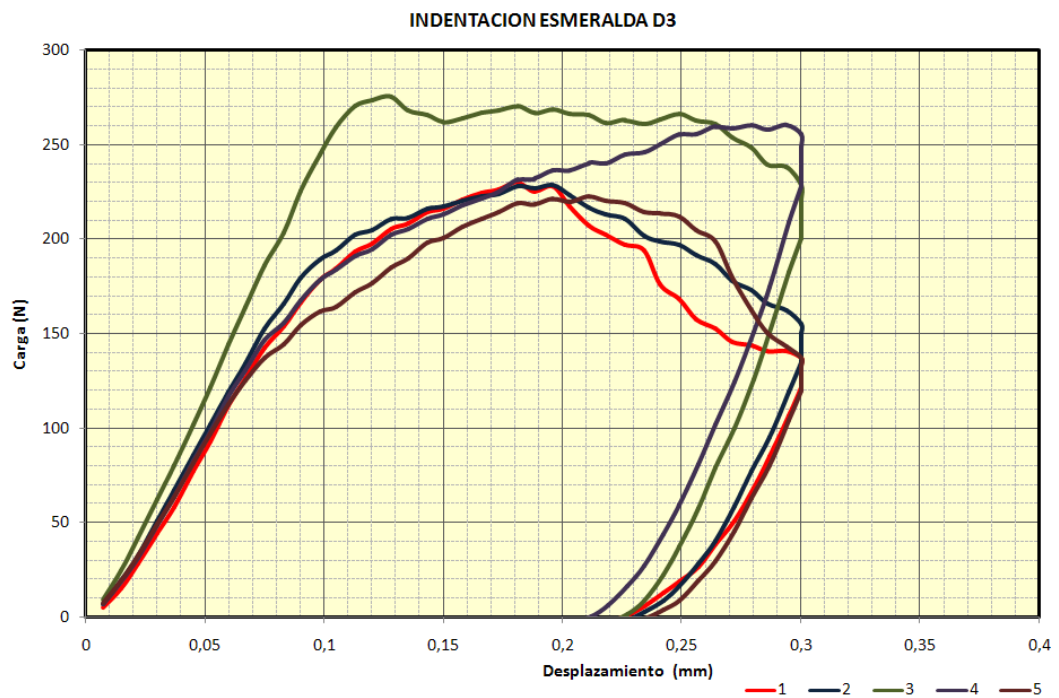


Figura C-3. Familia de curvas de indentación. Disco Esmeralda D3

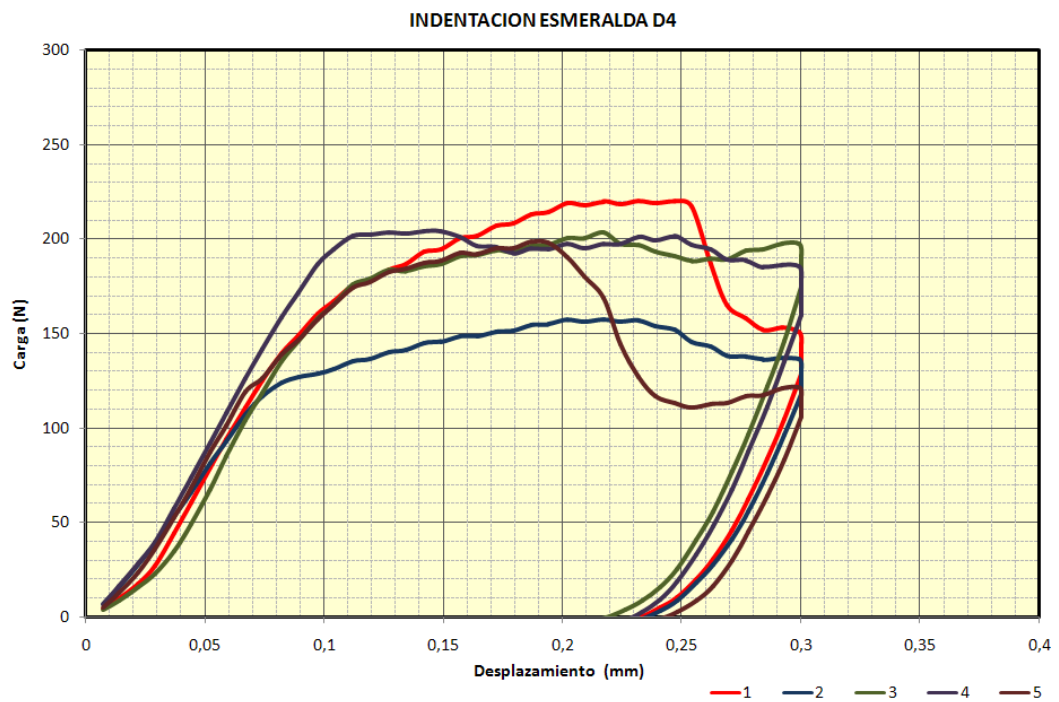


Figura C-4. Familia de curvas de indentación. Disco Esmeralda D4

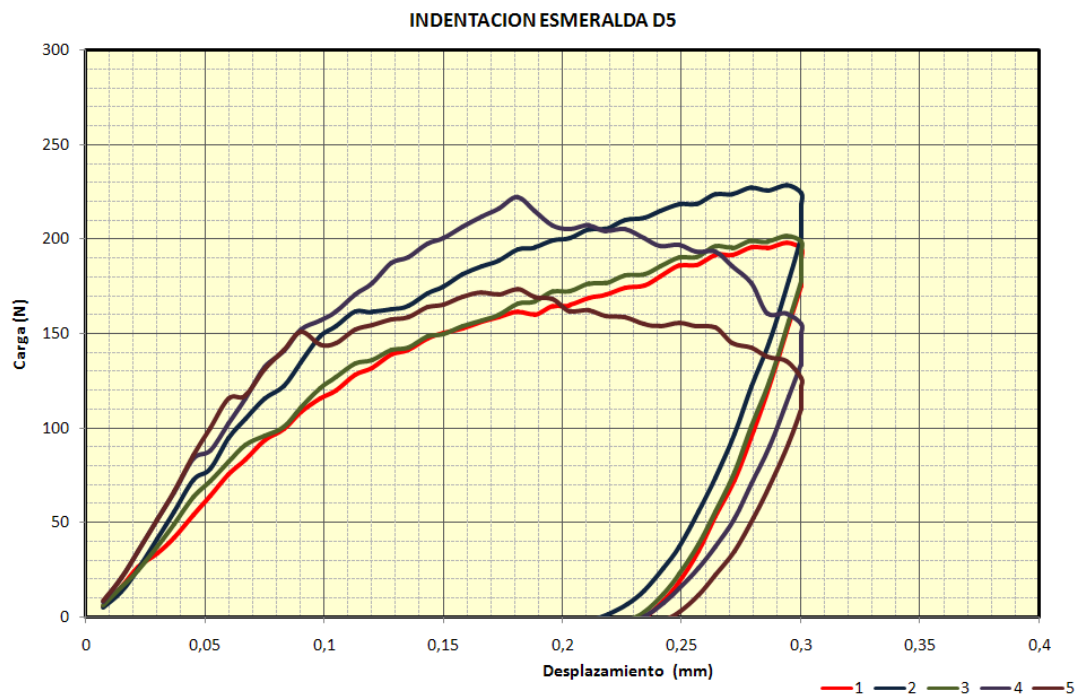


Figura C-5. Familia de curvas de indentación. Disco Esmeralda D5

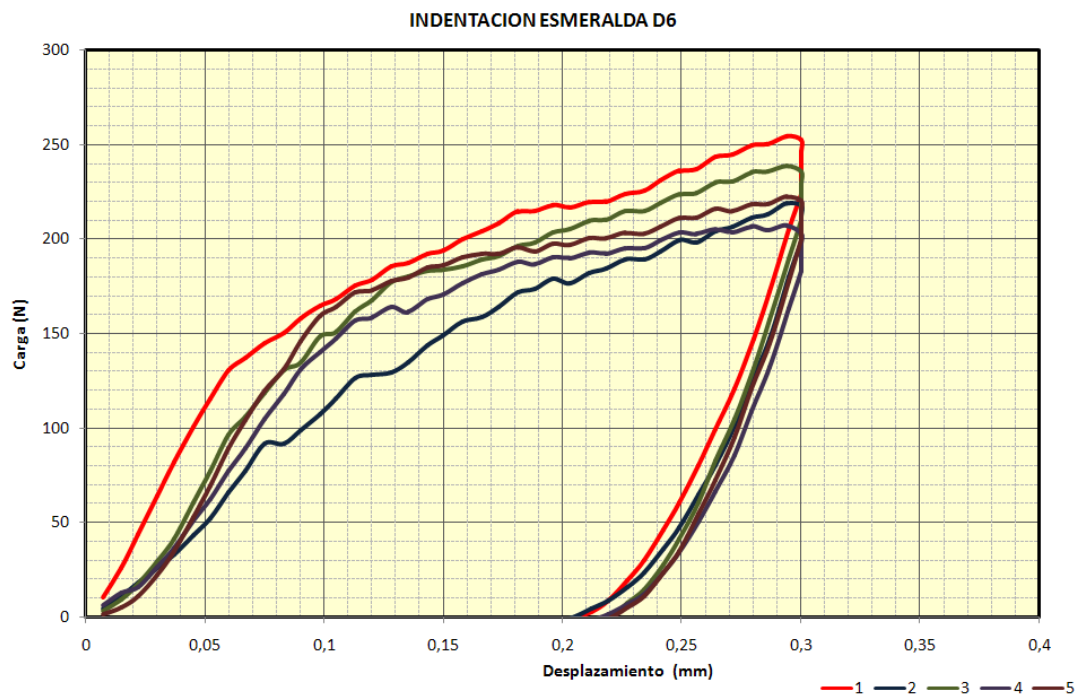


Figura C-6. Familia de curvas de indentación. Disco Esmeralda D6

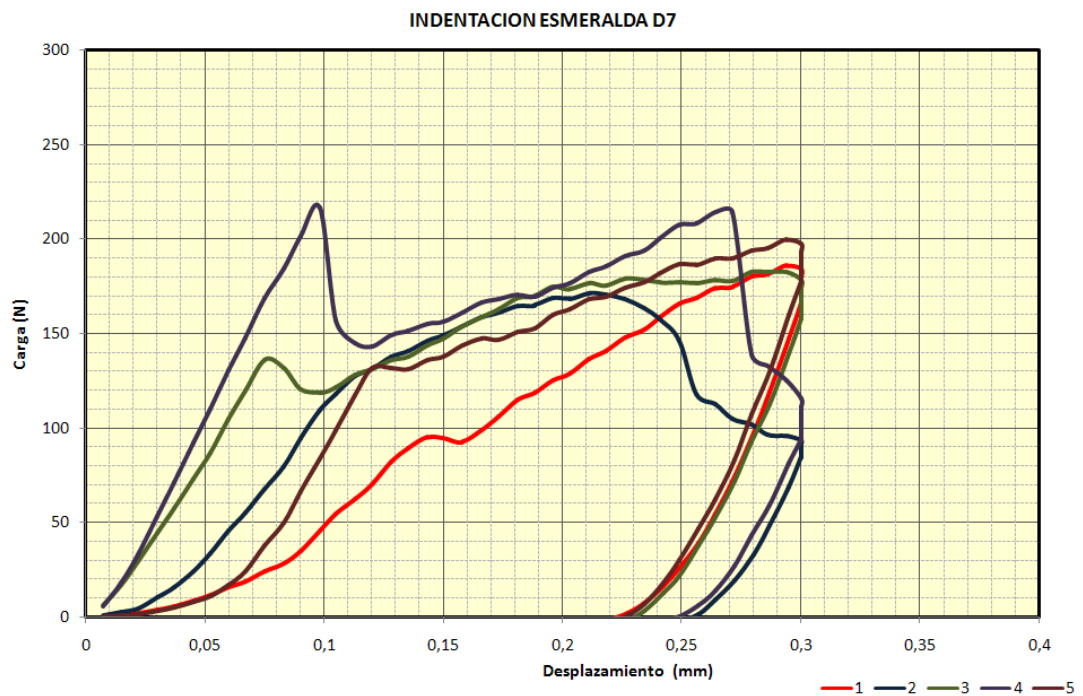


Figura C-7. Familia de curvas de indentación. Disco Esmeralda D7

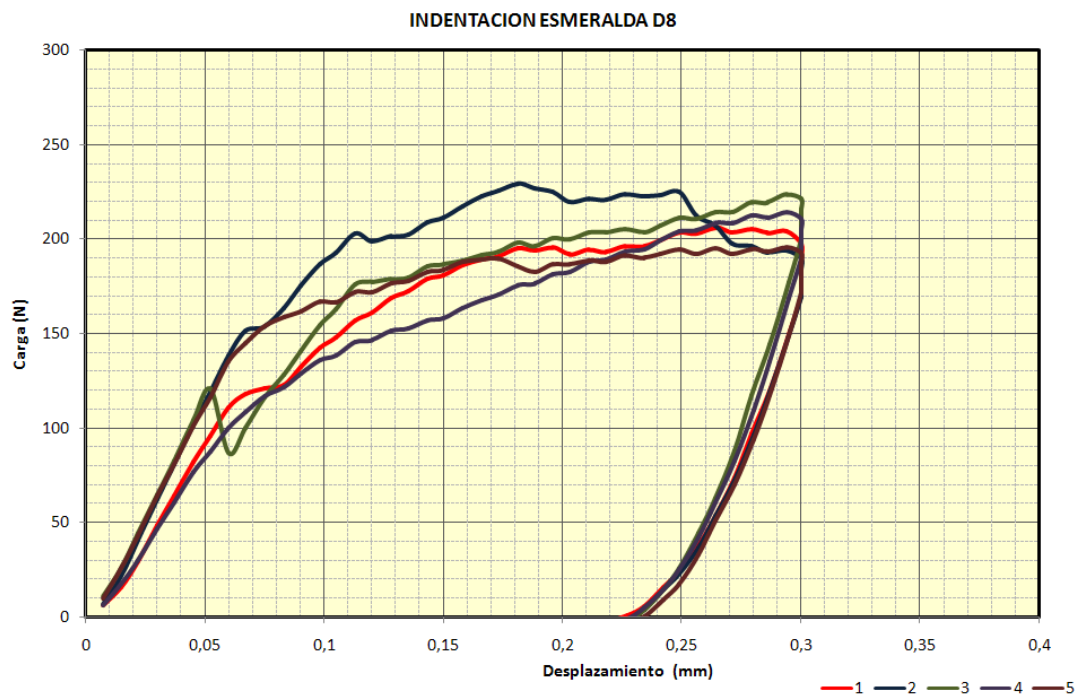


Figura C-8. Familia de curvas de indentación. Disco Esmeralda D8

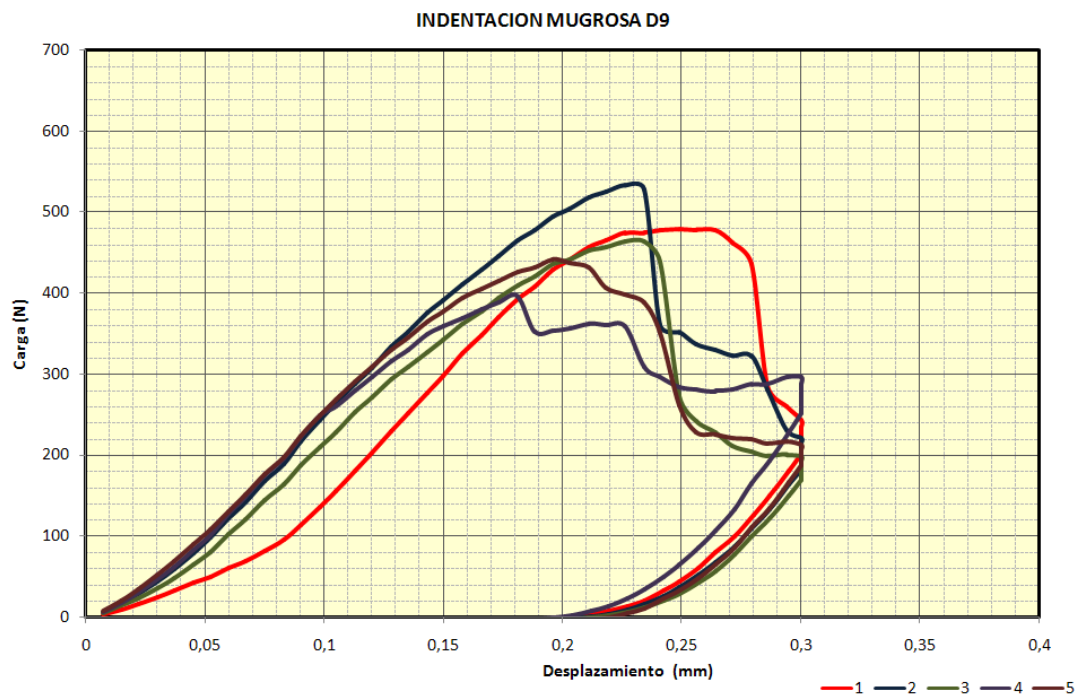


Figura C-9. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D9

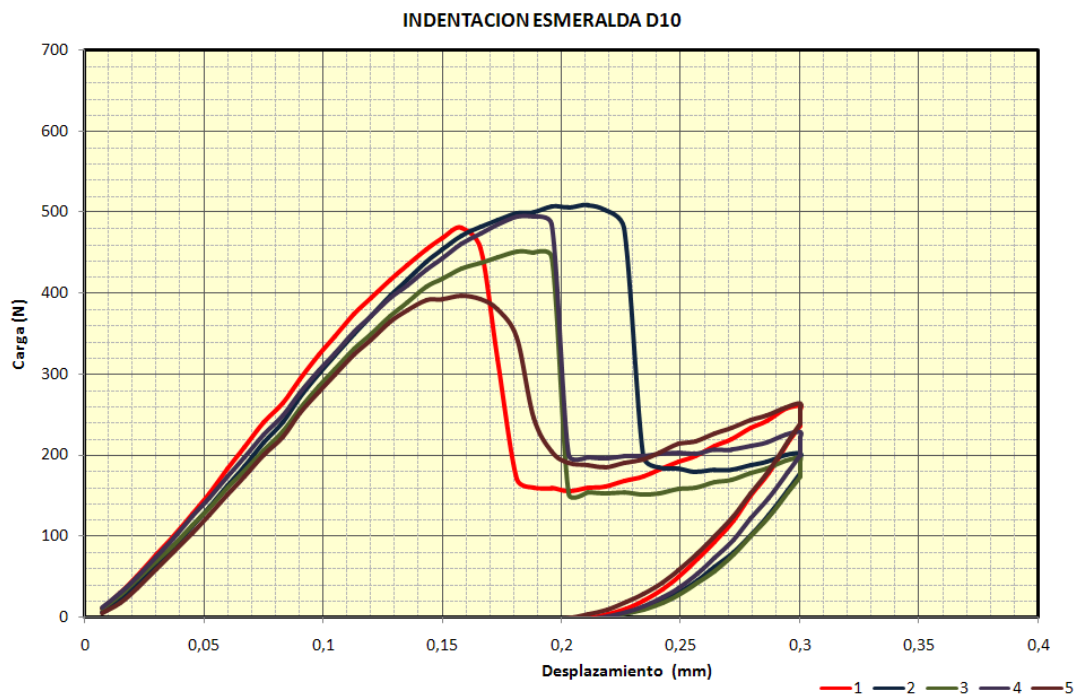


Figura C-10. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D10

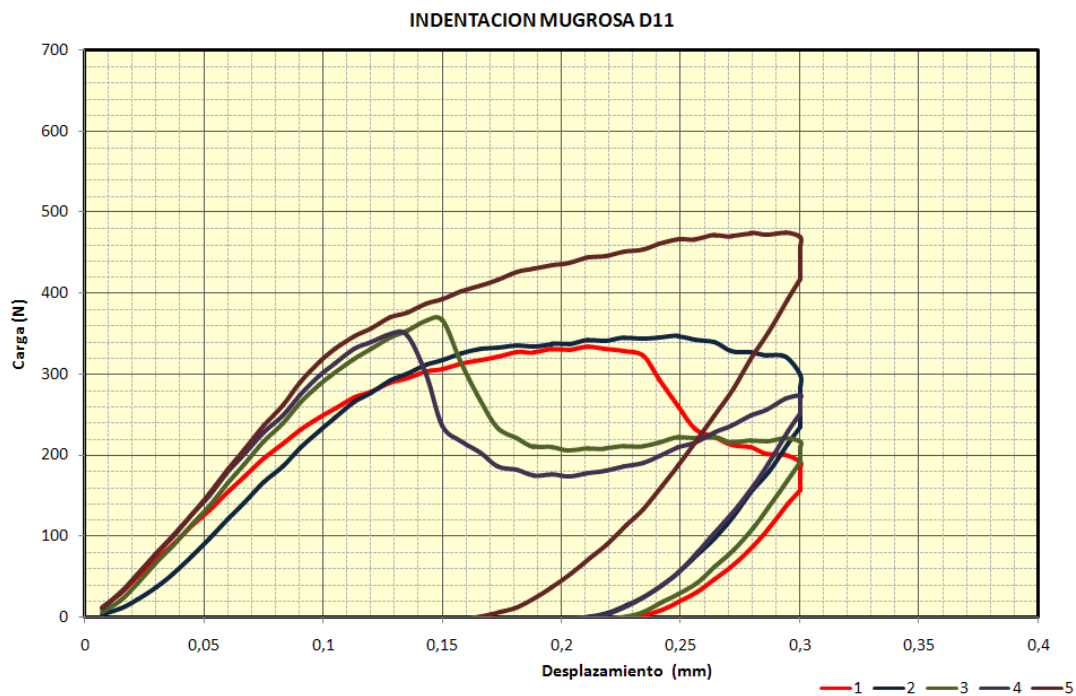


Figura C-11. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D11

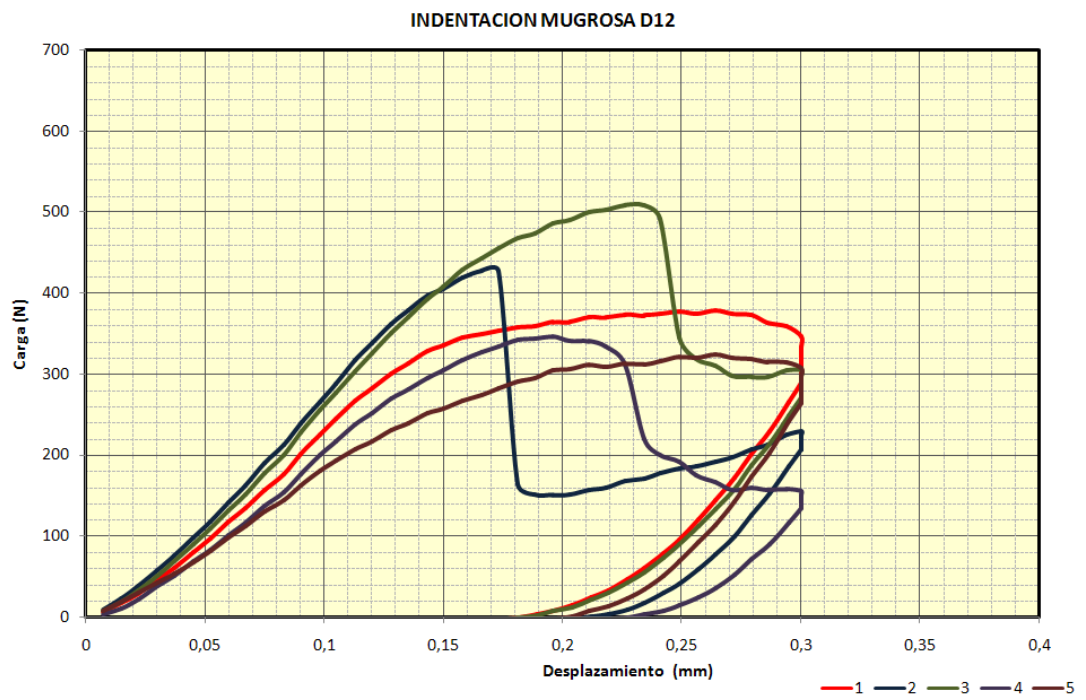


Figura C-12. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D12

ANEXO D: FAMILIA DE PRUEBAS DE INDENTACIÓN PARA LAS MUESTRAS DEL SEGUNDO GRUPO EXPUESTAS AL CONTACTO CON EL FLUIDO DE INTERACCION.

Los grupos de muestras están definidos en:

GRUPO 1D1: Grupo de discos en NaCl 0,85 1 dia (D13, D22, D24, D41).

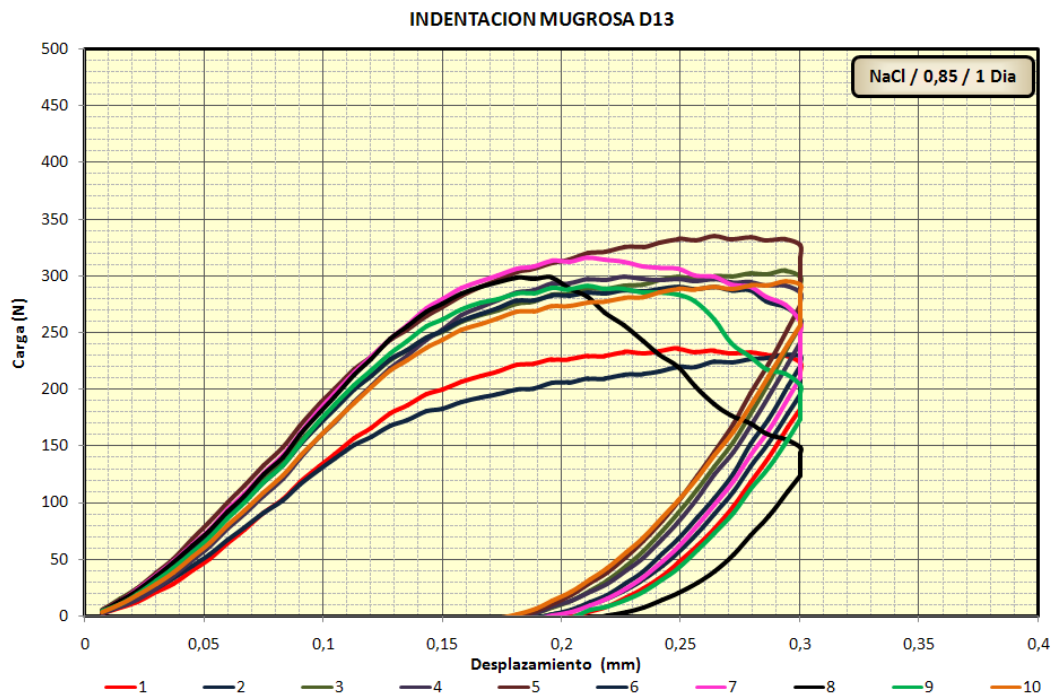


Figura D-1. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D13

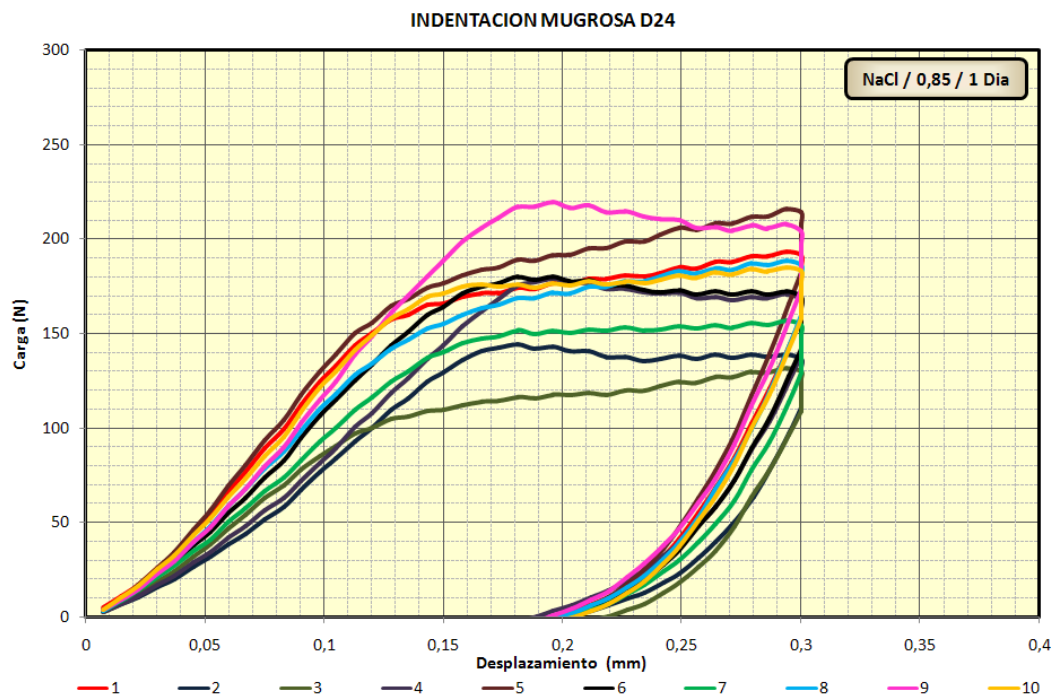


Figura D-2. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D24

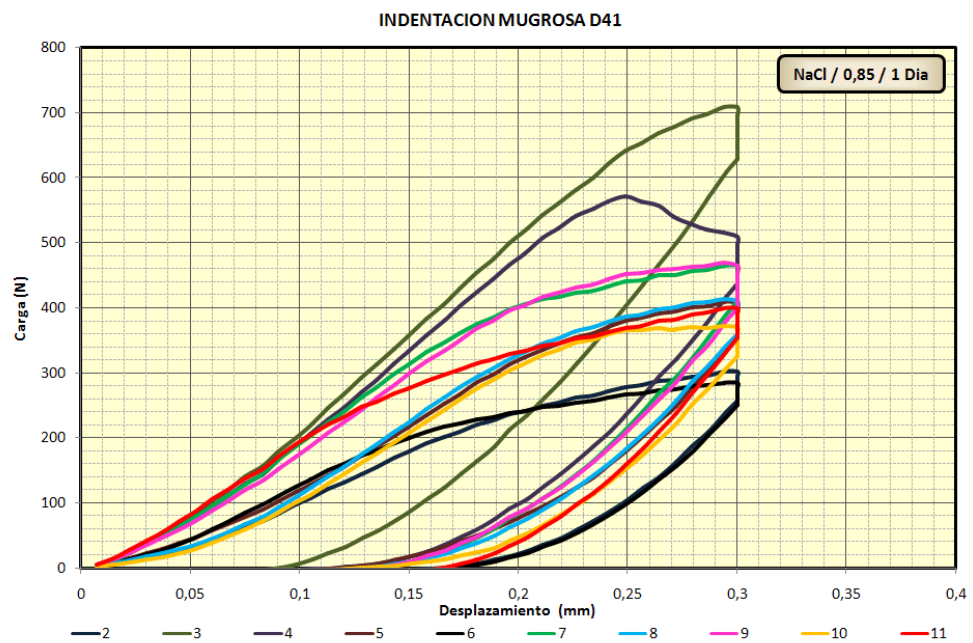


Figura D-3. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D41

GRUPO 1D2: Grupo de discos en NaCl 0,85 10 días (D14, D18, D25, D36).

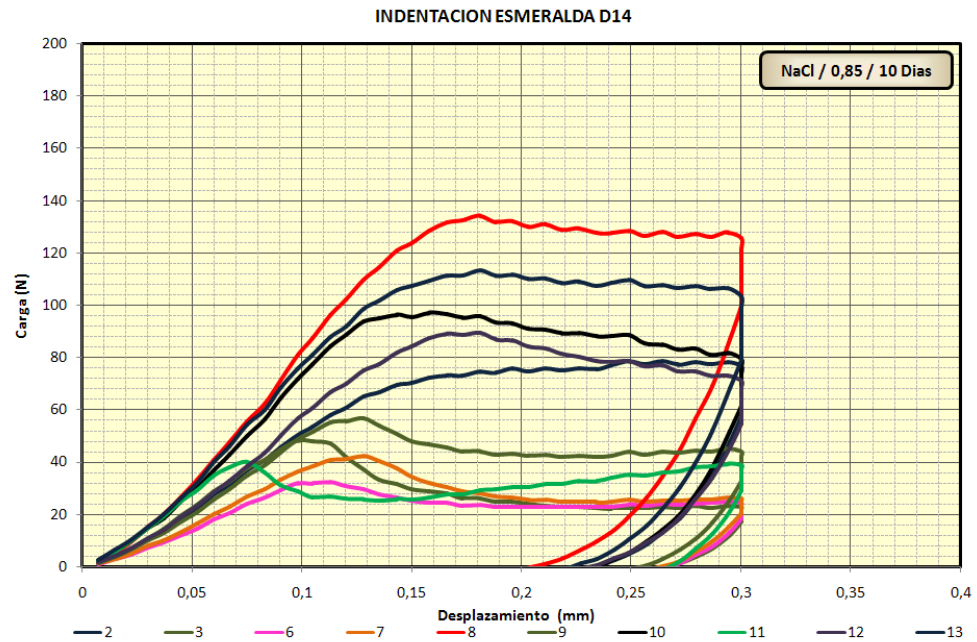


Figura D4. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D14

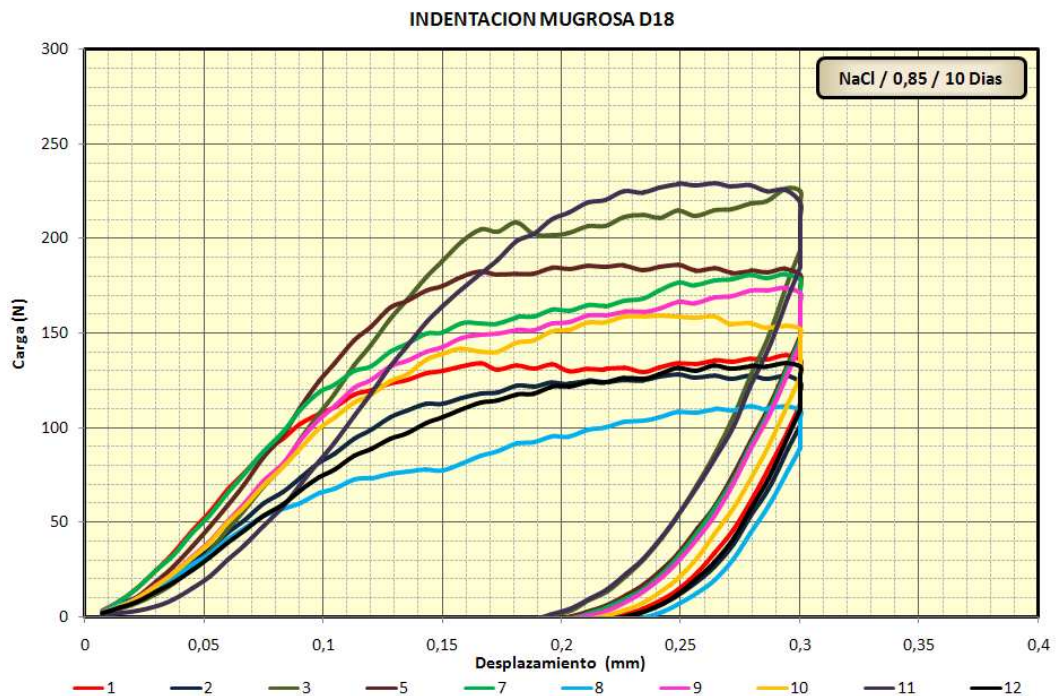


Figura D5. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D18

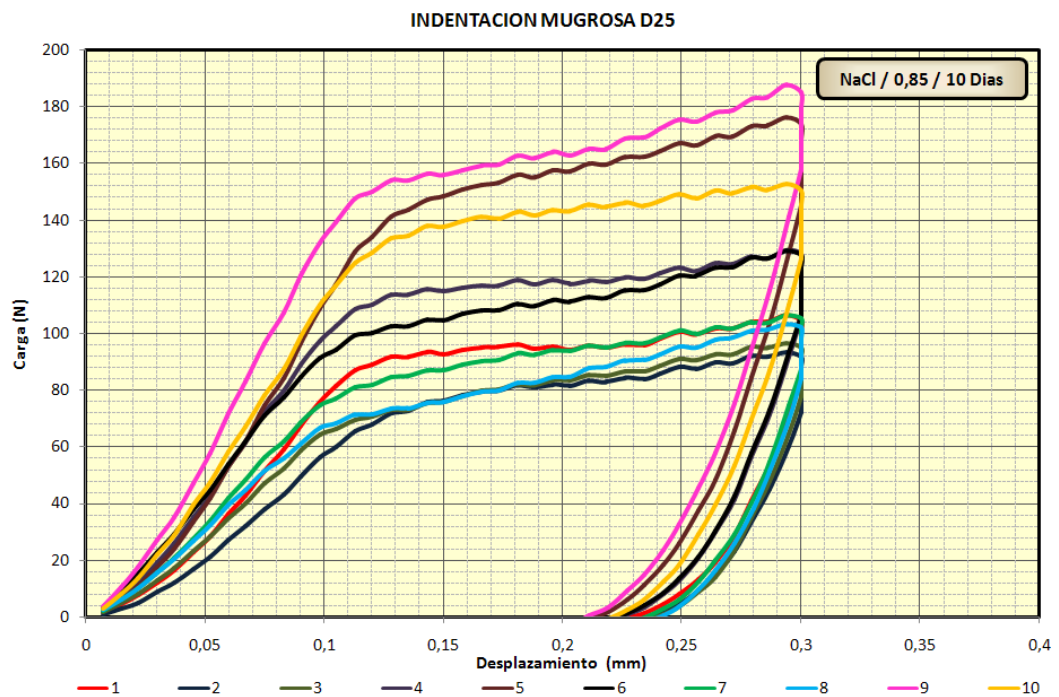


Figura D6. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D25

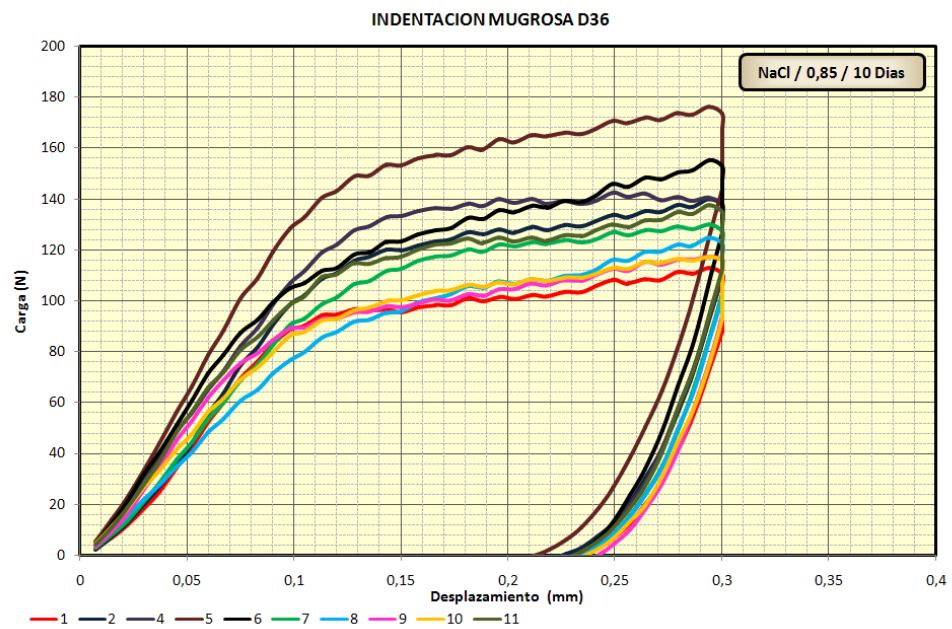


Figura D7. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D36

GRUPO 2D1: Grupo de discos en KCl 0,85 1 día (D15, D26, D32, D42).

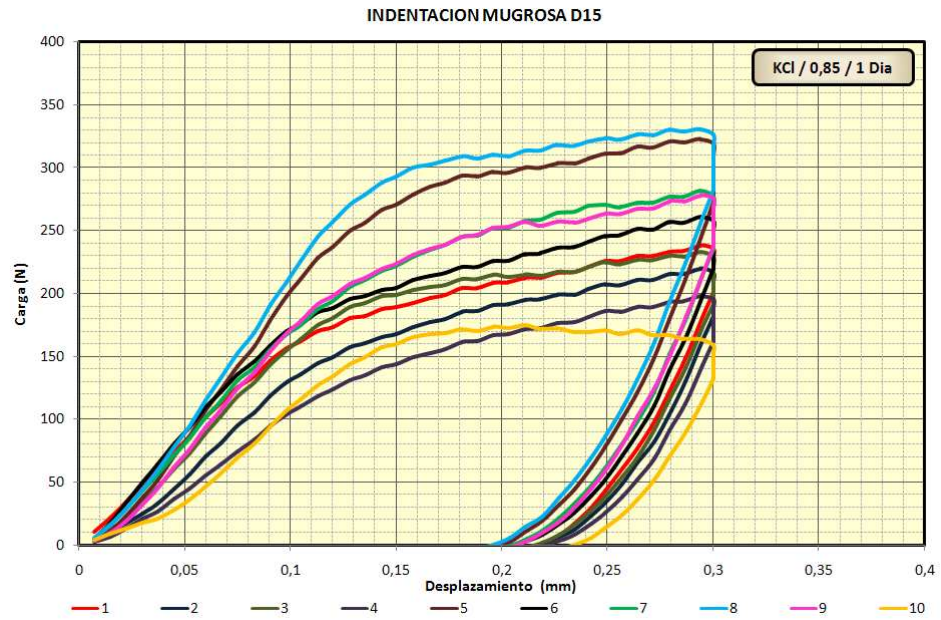


Figura D-8. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D15

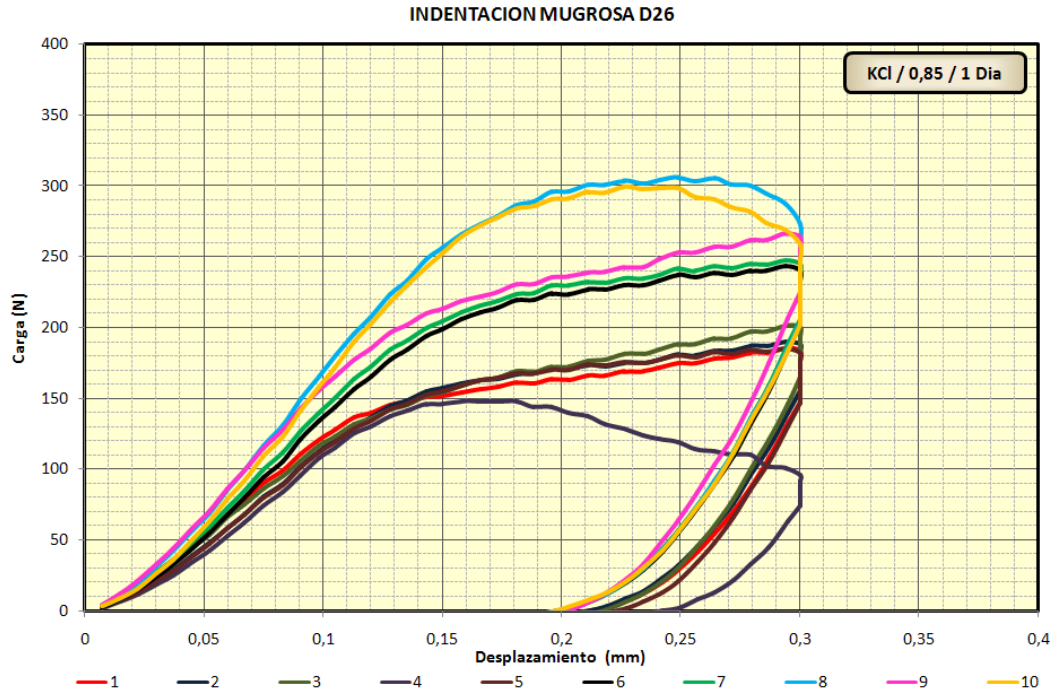


Figura D-9. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D26

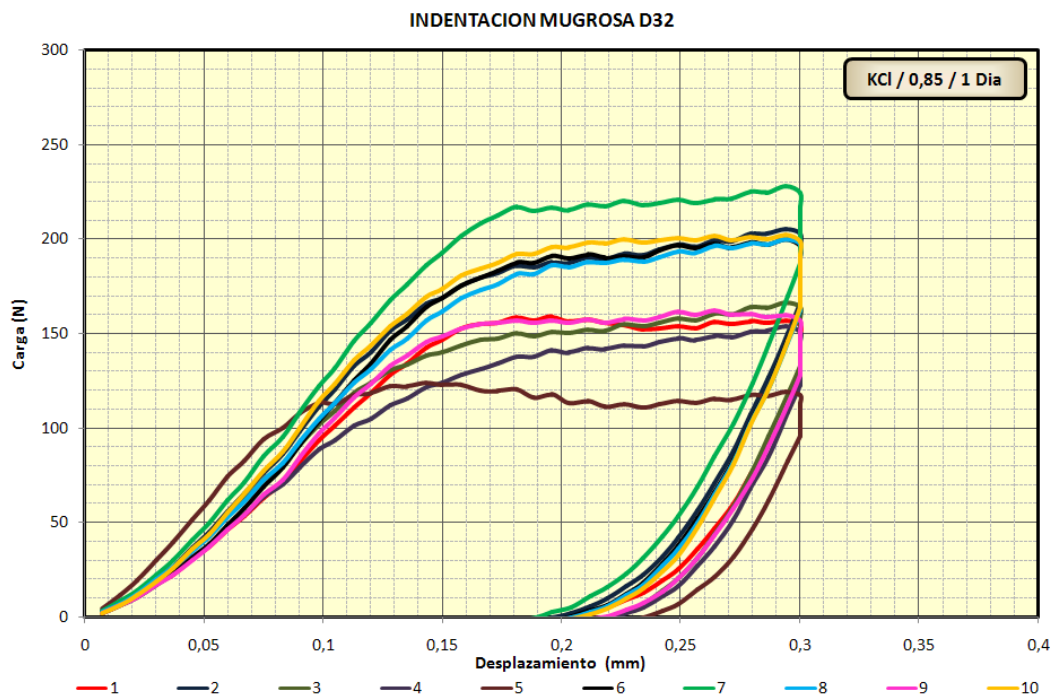


Figura D-10. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D32

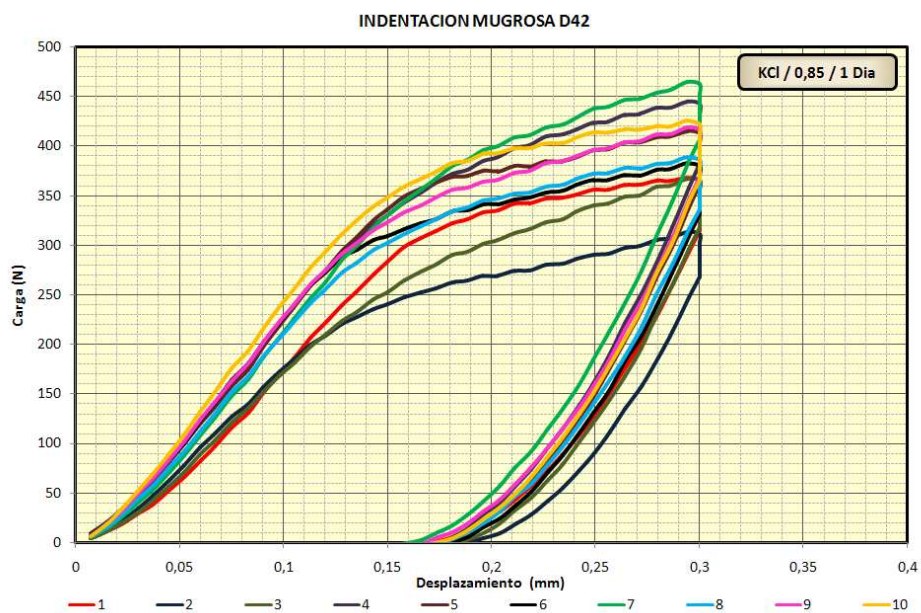


Figura D-11. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D42

GRUPO 2D2: Grupo de discos en KCl 0,85 10 días (D19, D27, D33, D37).

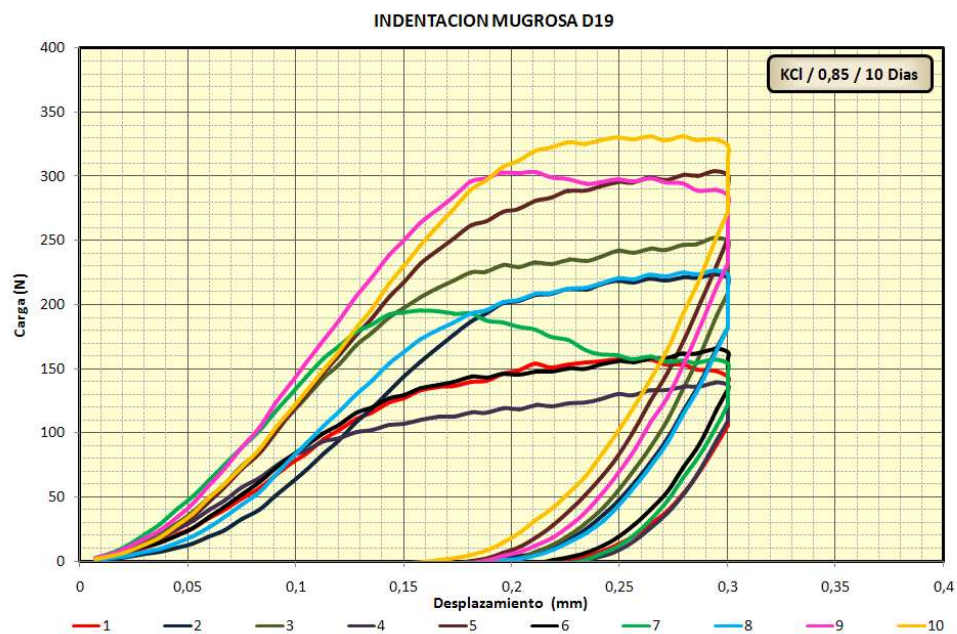


Figura D-12. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D19

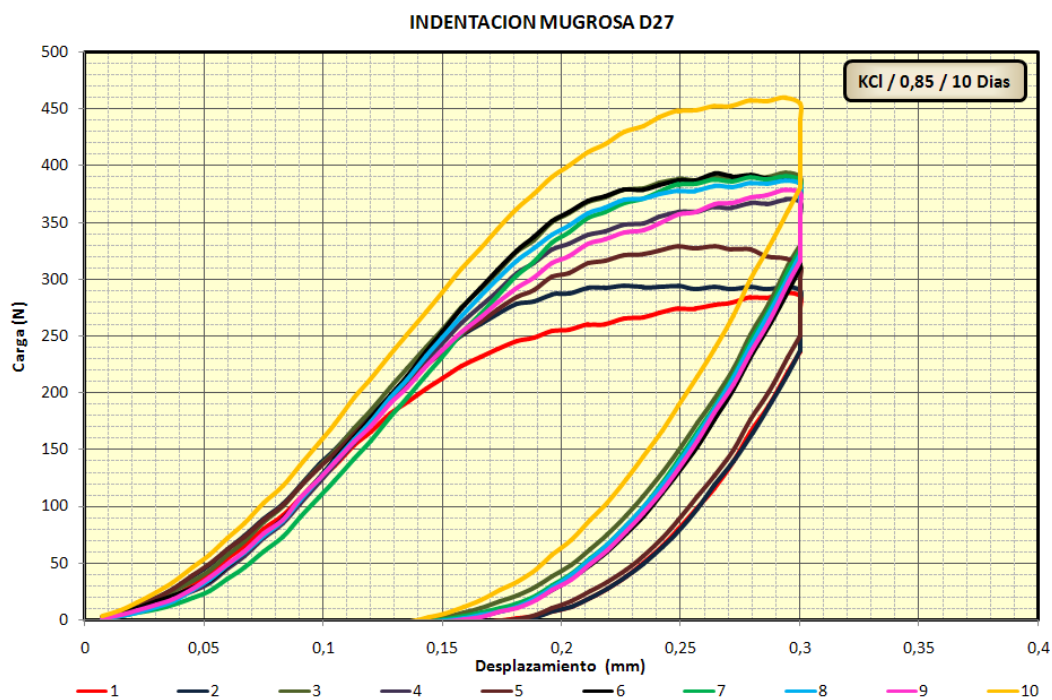


Figura D-13. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D27

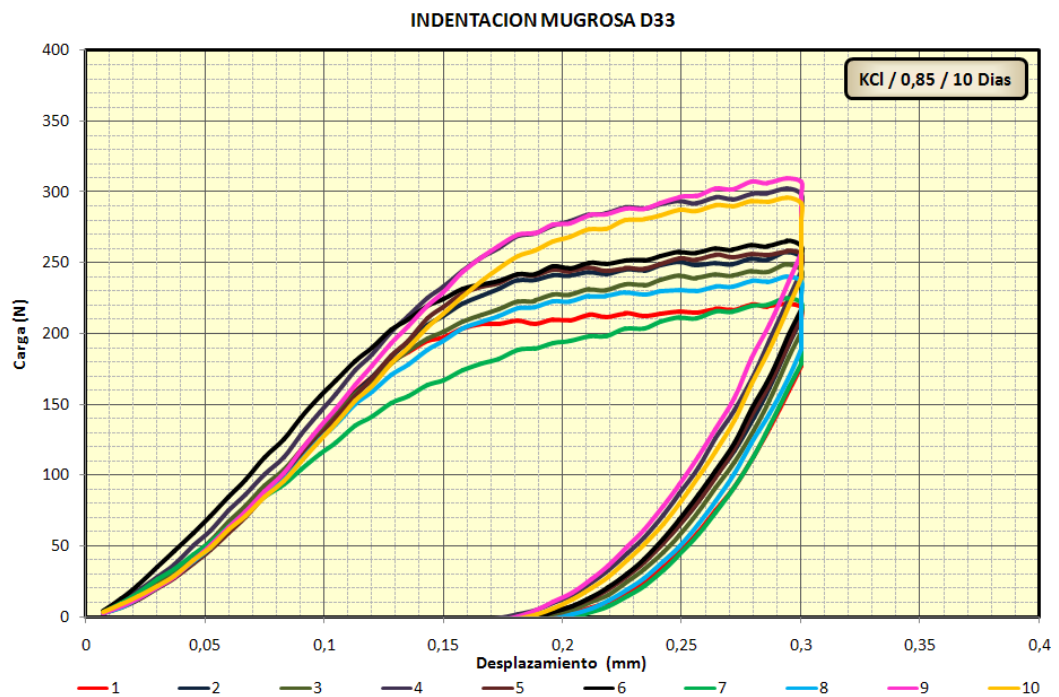


Figura D-14. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D33

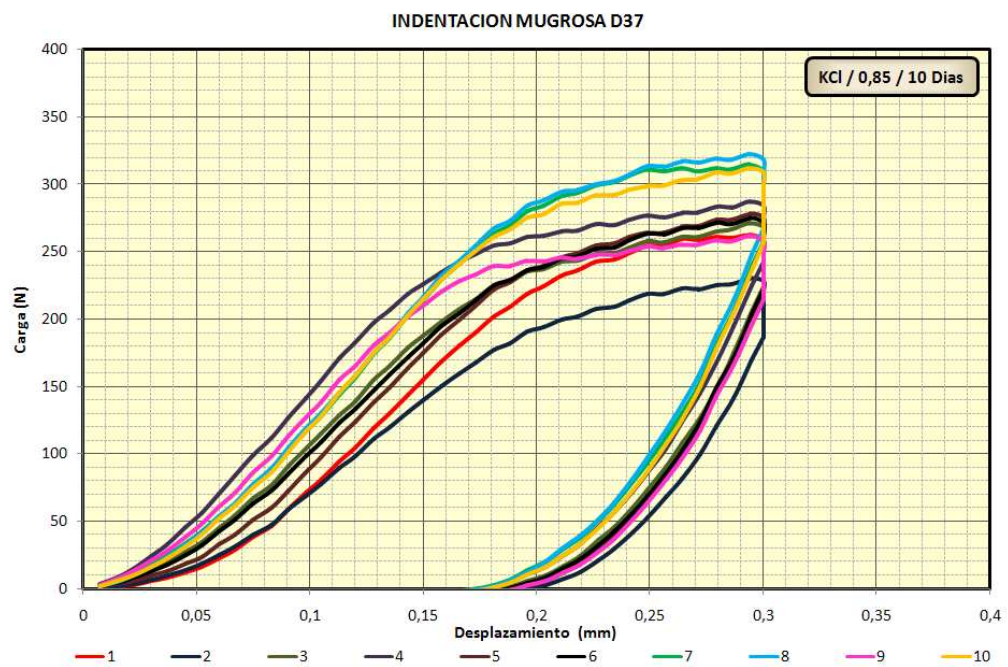


Figura D-15. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D37

GRUPO 3D1: Grupo de discos en NaCl 0,93 1 día (D16, D23, D28, D43).

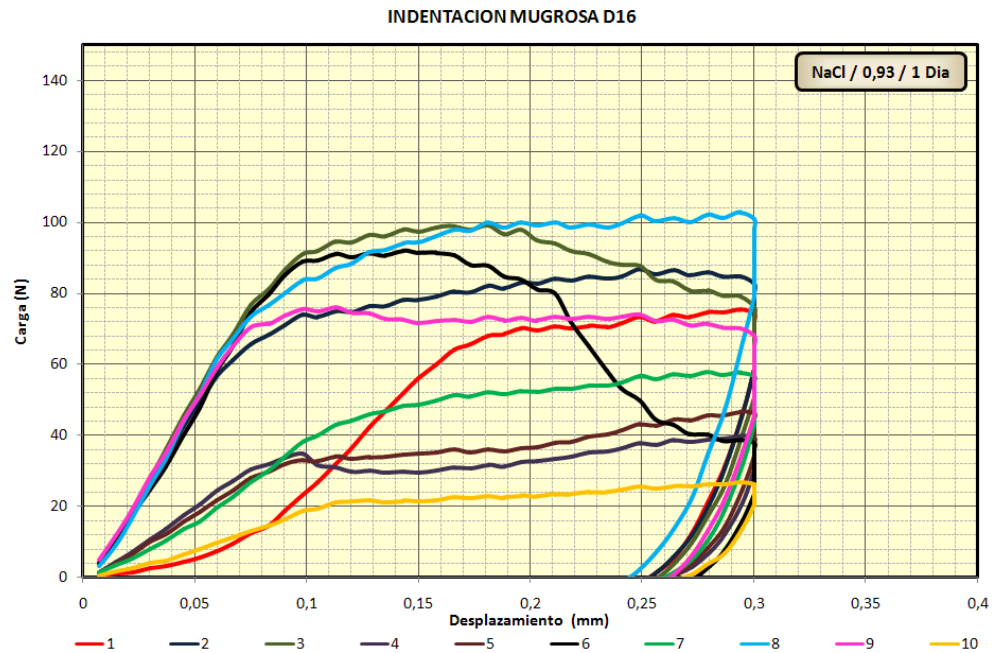


Figura D-16. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D16

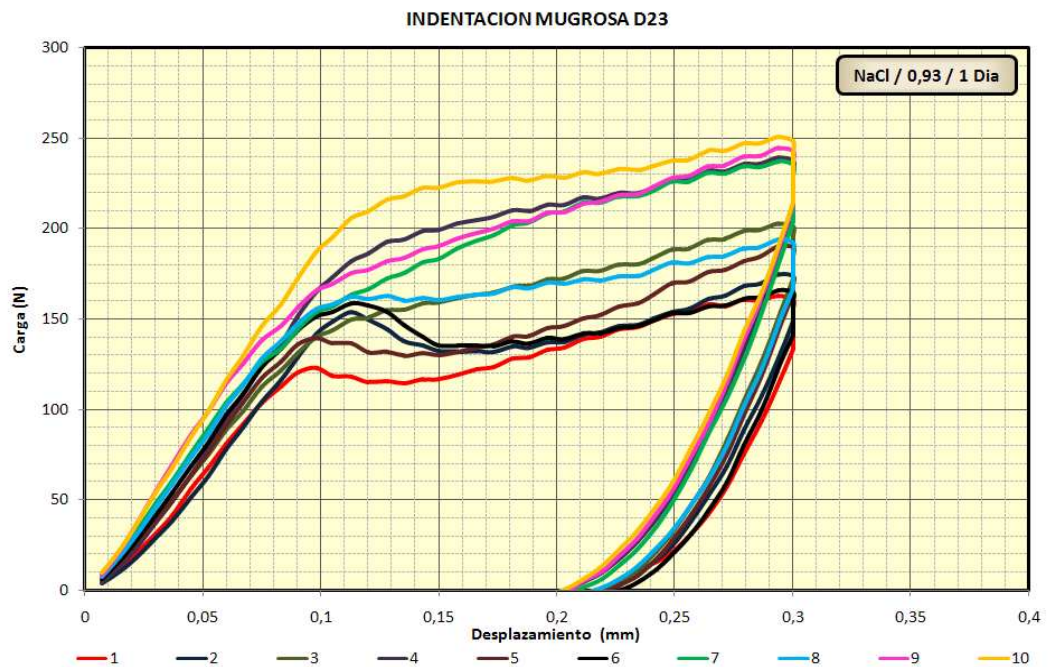


Figura D-17. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D23

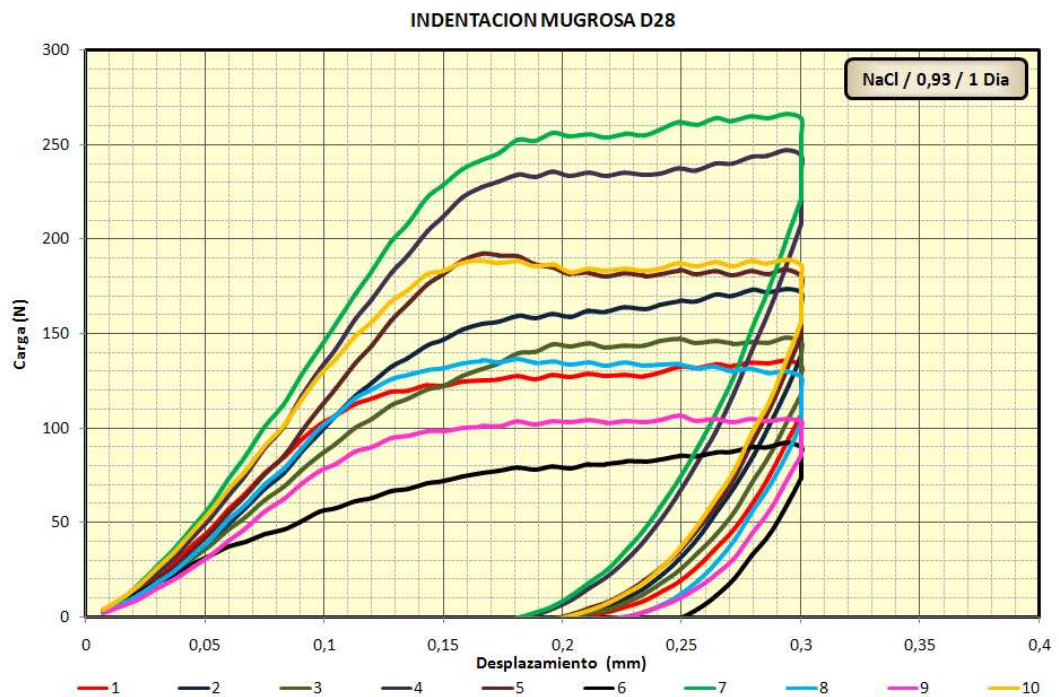


Figura D-18. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D28

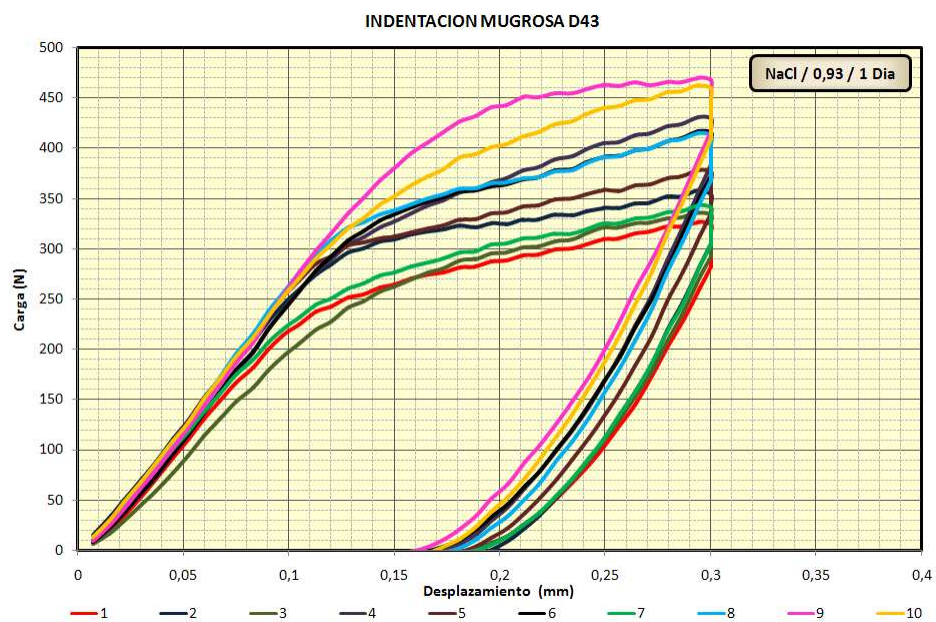


Figura D-19. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D43

GRUPO 3D2: Grupo de discos en NaCl 0,93 10 días (D20, D29, D34, D38).

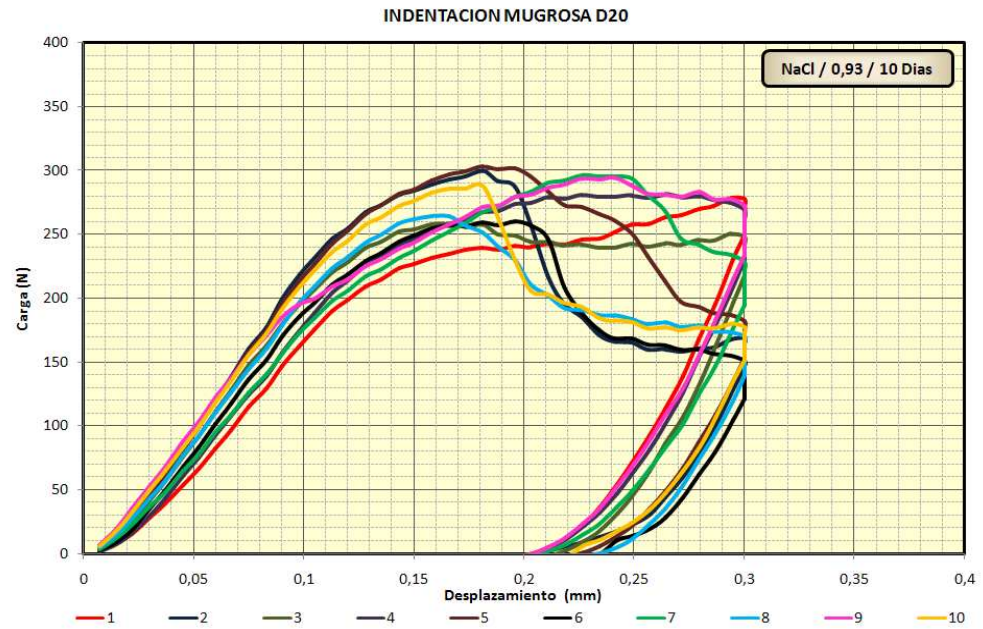


Figura D-20. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D20

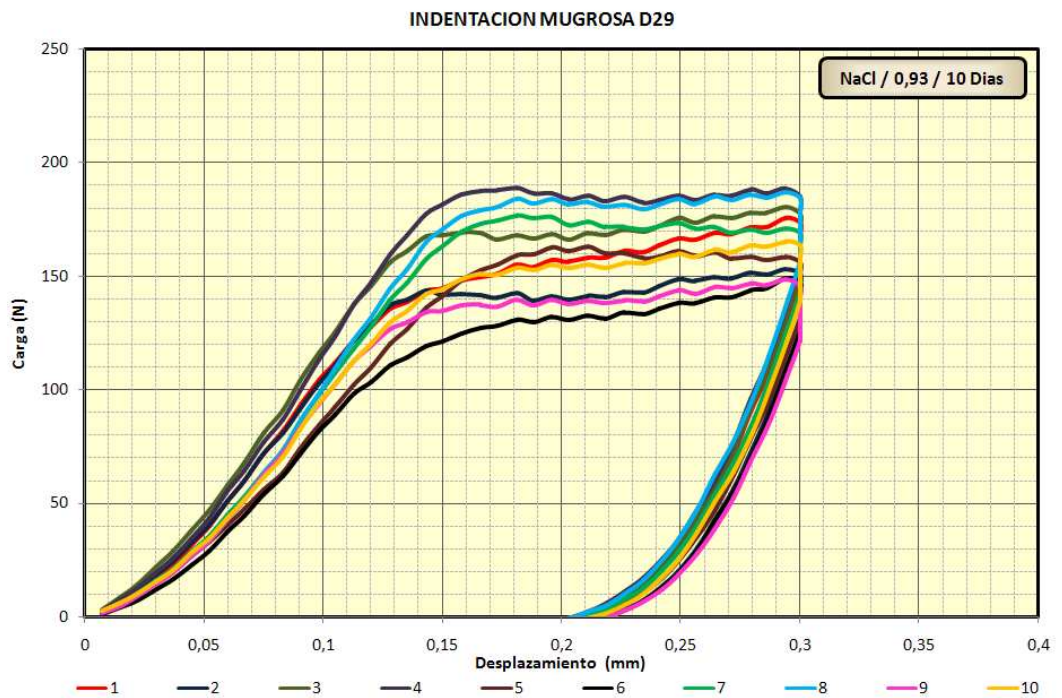


Figura D-21. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D29

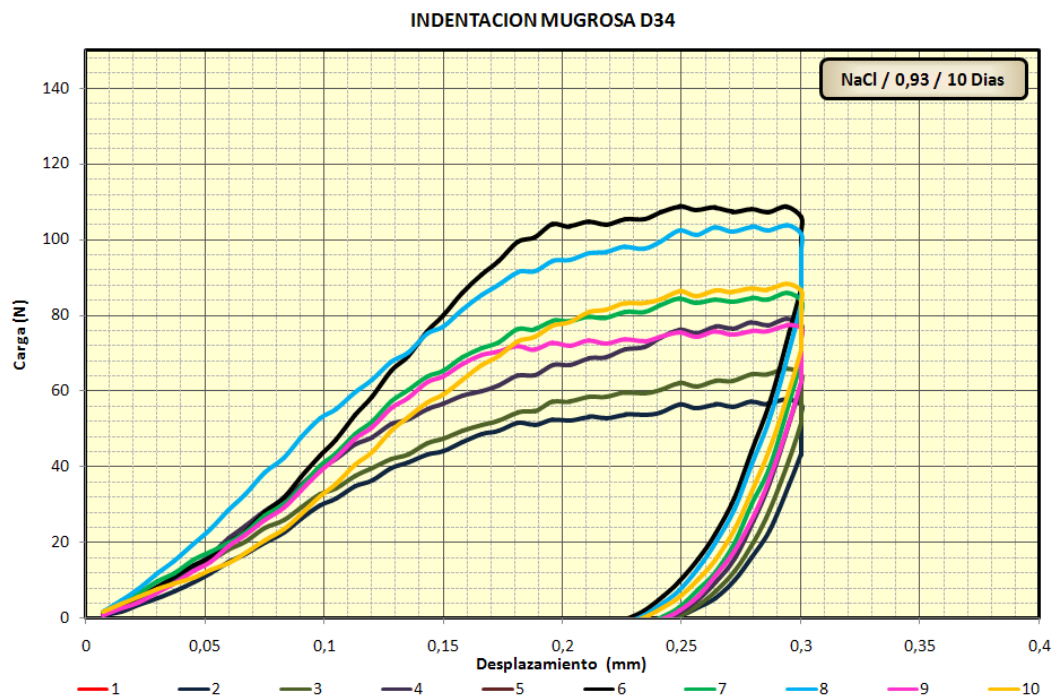


Figura D-22. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D34

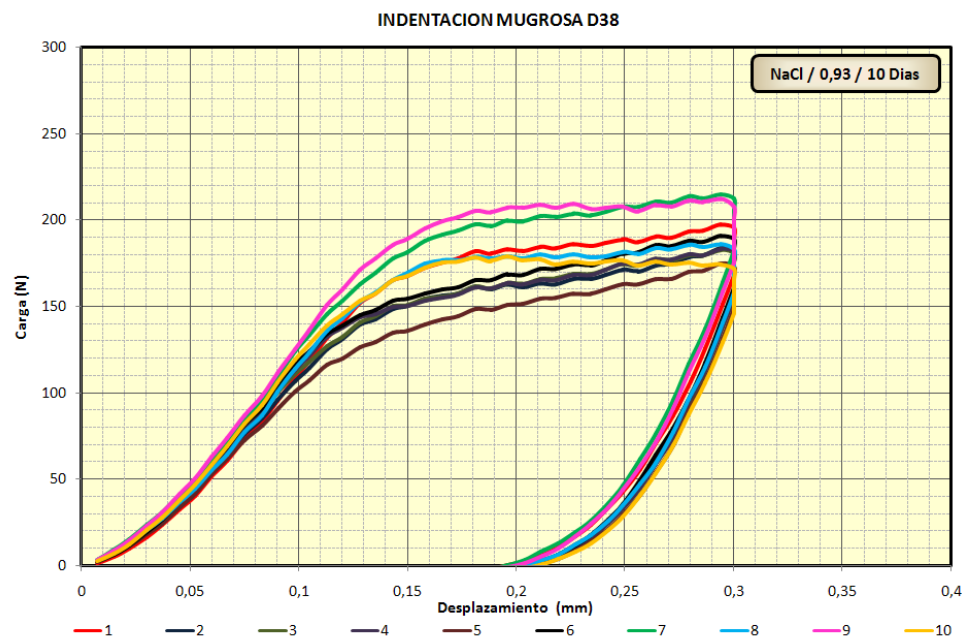


Figura D-23. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D38

GRUPO 4D1: Grupo de discos en KCl 0,93 1 día (D17, D44, D30, D40).

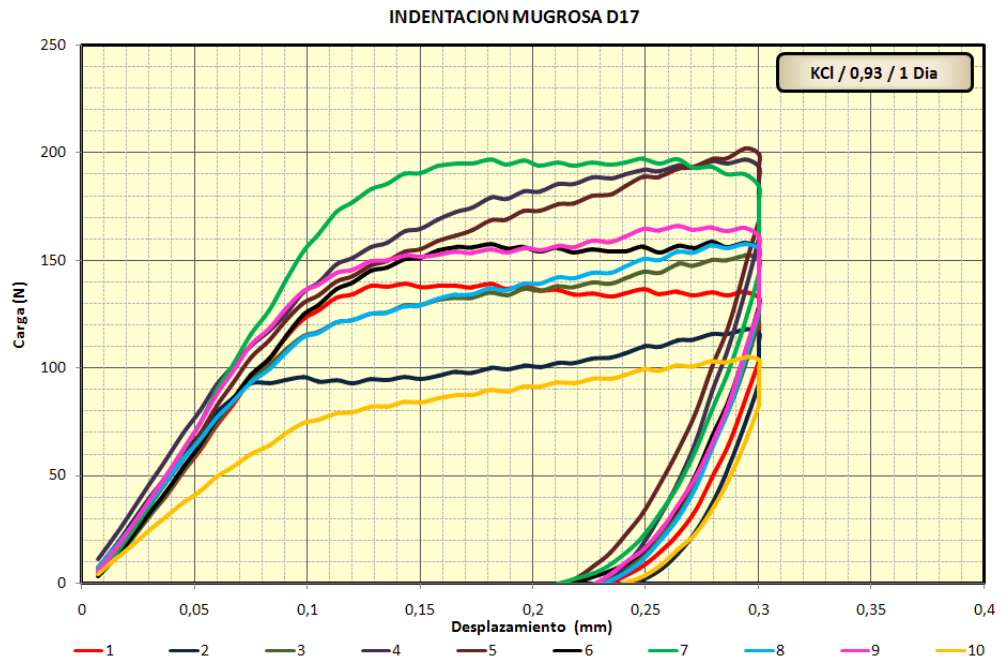


Figura D-24. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D17

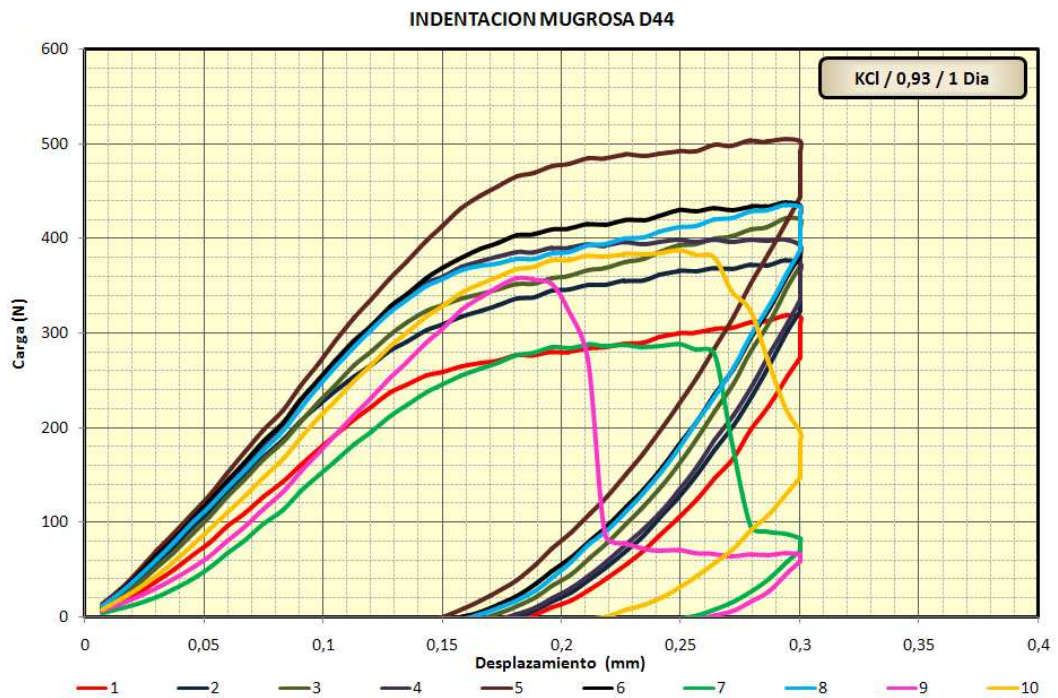


Figura D-25. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D44

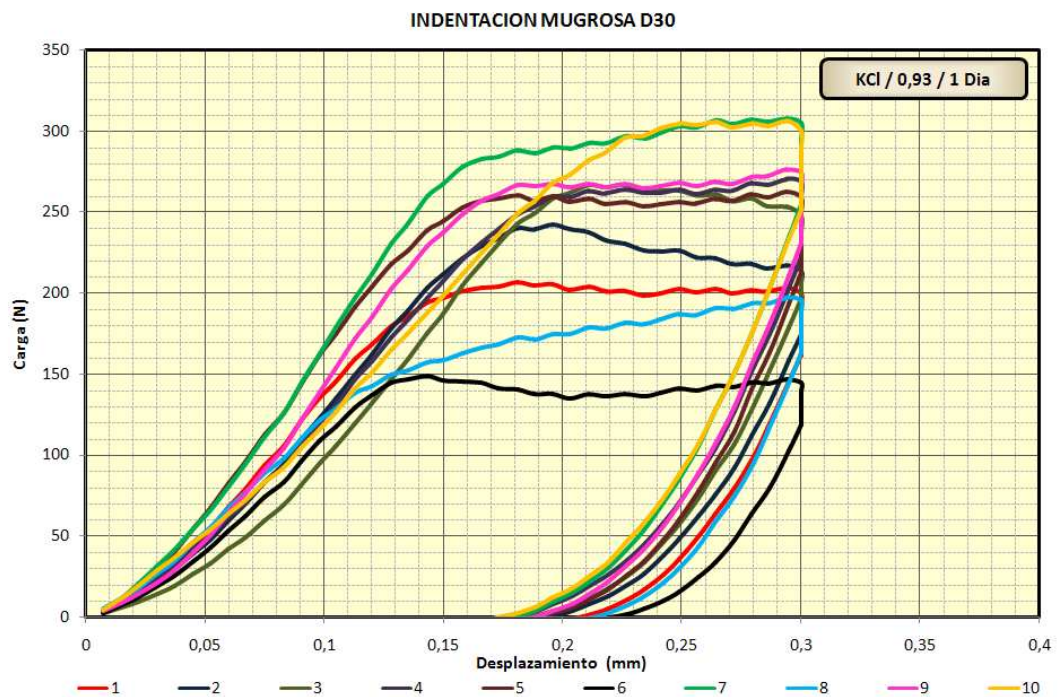


Figura D-26. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D30

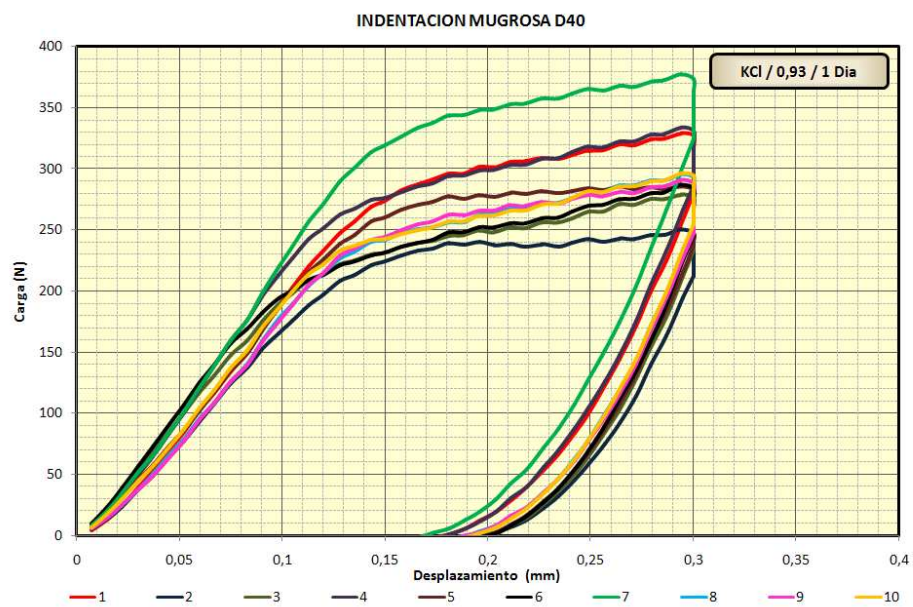


Figura D-27. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D40

GRUPO 4D2: Grupo de discos en KCl 0,93 10 días (D21, D31, D35, D39).

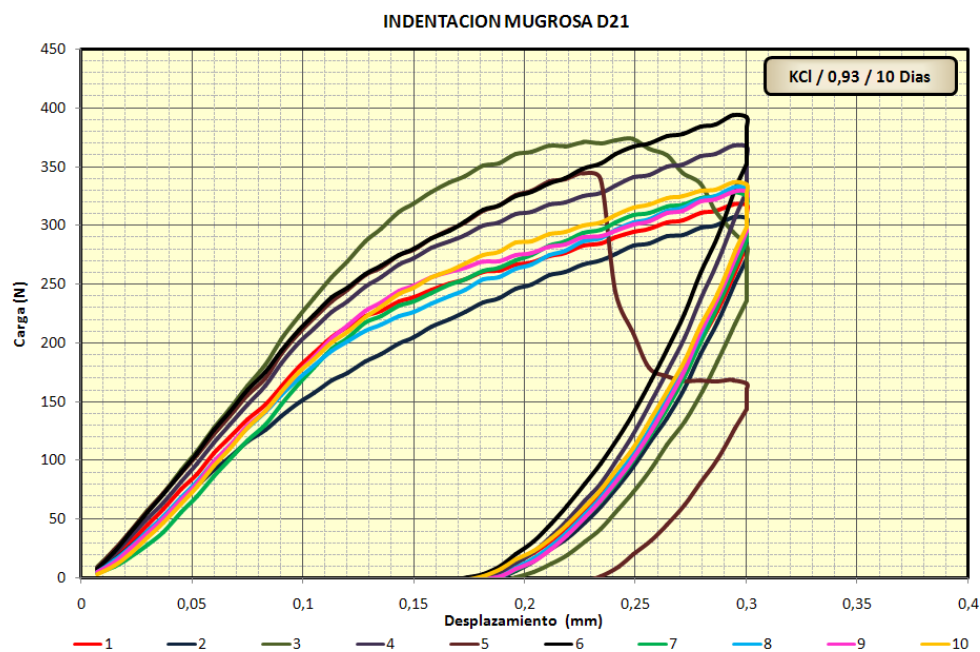


Figura D-28. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D21

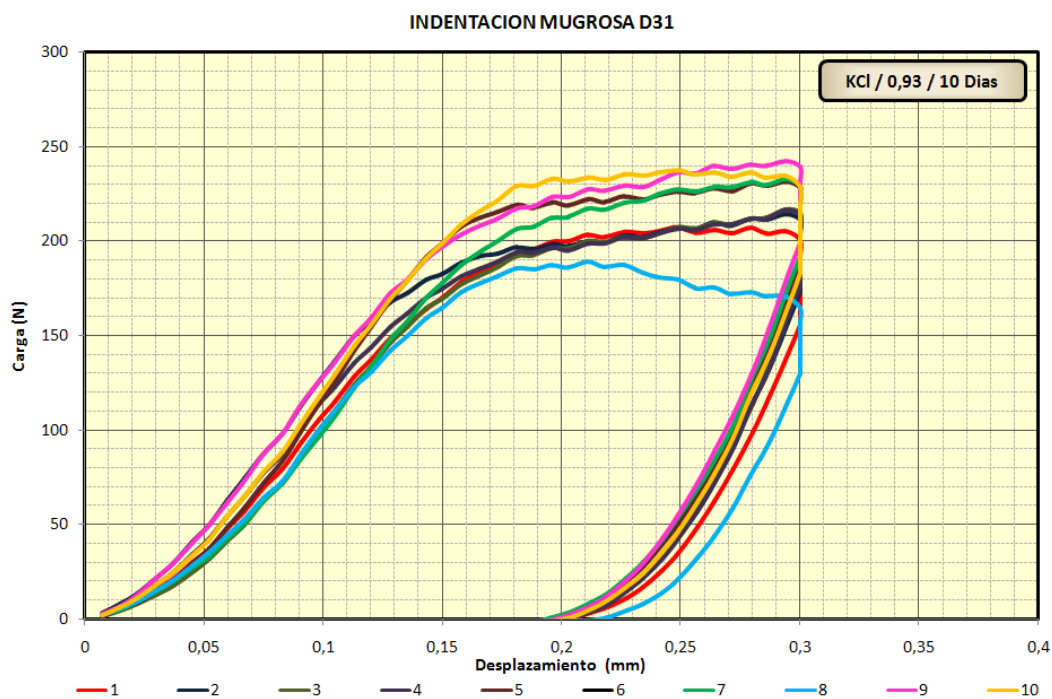


Figura D-29. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D31

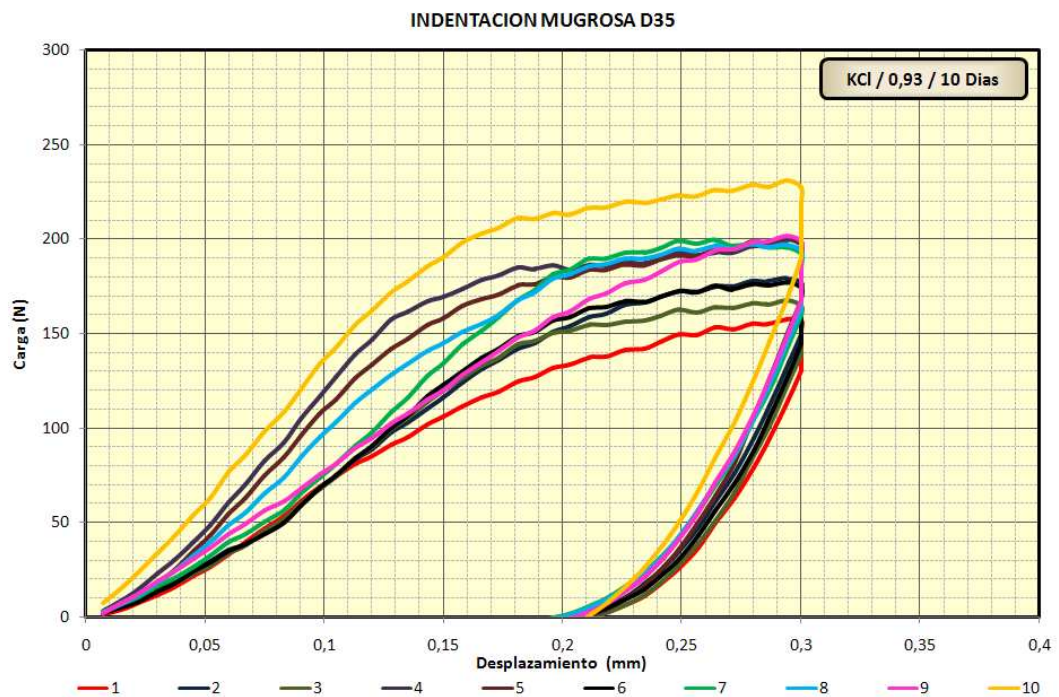


Figura D-30. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D35

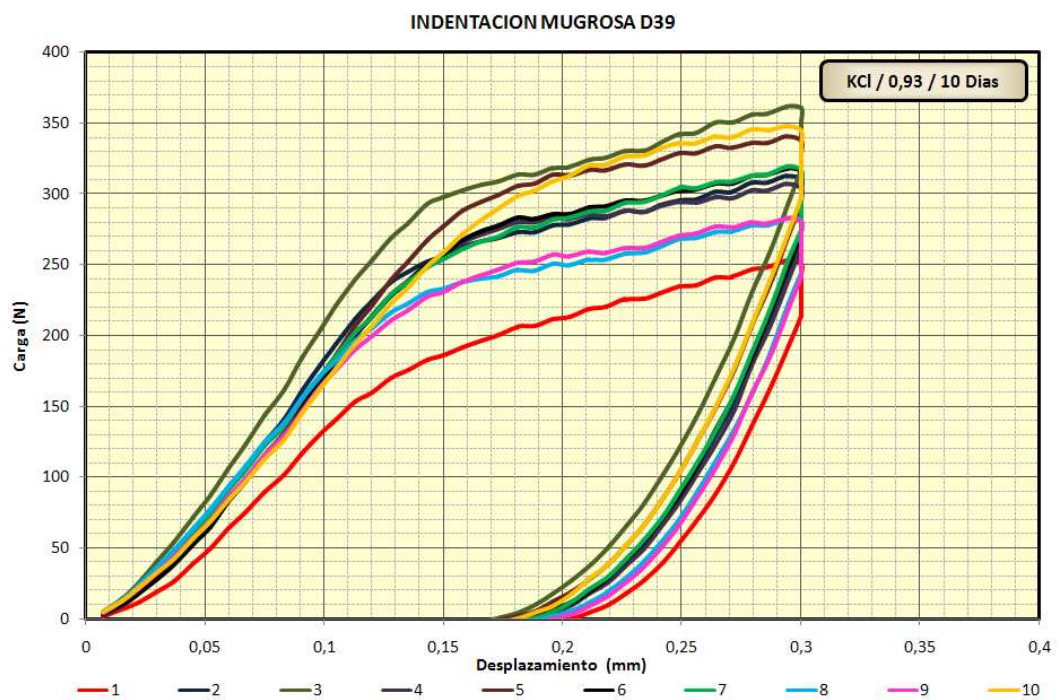


Figura D-31. Familia de curvas de indentación. Disco Mugrosa D39