

**ANALISIS DEL EFECTO DE INTERACCION ENTRE EL LODO DE  
PERFORACION Y LOS SHALES, EN LAS MEDIDAS DE MODULO DE  
INDENTACION IM Y FUERZA CRITICA DE TRANSICION CTF, OBTENIDAS DE  
LA PRUEBA DE INDENTACION**

MAYDA LIZ TORRES HIGUERA

*DIR. ING. GUSTAVO CHIO CHO, PH.D.*

*CODIR. ING. NESTOR FERNANDO SAAVEDRA, M. SC.*

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA CIVIL  
BUCARAMANGA**

**2006**

**ANALISIS DEL EFECTO DE INTERACCION ENTRE EL LODO DE  
PERFORACION Y LOS SHALES, EN LAS MEDIDAS DE MODULO DE  
INDENTACION IM Y FUERZA CRITICA DE TRANSICION CTF, OBTENIDAS DE  
LA PRUEBA DE INDENTACION**

*MAYDA LIZ TORRES HIGUERA*

*Trabajo de grado desarrollado  
como requisito parcial para optar al título  
**Ingeniera Civil***

*Director. ING. GUSTAVO CHIO CHO, PH.D.  
Codirector. ING. NESTOR FERNANDO SAAVEDRA, M. SC.*

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA CIVIL  
BUCARAMANGA**

**2006**

## **DEDICATORIA**

A *Jesucristo*, por que por el y para el soy todo lo que soy y lo que puedo llegar a ser.

A mis Padres, por que gracias a su gran amor, apoyo y comprensión incondicional pude culminar satisfactoriamente esta etapa.

A mi esposo Angel Janne, por darle un toque muy especial a mi vida y por disfrutar con alegría de todos mis logros.

A mi hijo, por que aunque no lo conozco, me llena de inspiración cada día para ser una mejor persona.

A mis compañeros de universidad, Lina, Cata, Diana y Diego, por su amistad sincera y apoyo incondicional.

**MAYDA LIZ TORRES HIGUERA**

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor extiende sus agradecimientos a:

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

Al Ing. Néstor Fernando Saavedra por su colaboración.

A la Dra. Zully Calderón, Ing. Gustavo Chio, Ing. Jenny Carvajal. Por su gran colaboración.

Al equipo del Laboratorio de Resistencia de Materiales y al equipo de trabajo del Laboratorio de Mecánica de rocas por su colaboración en el desarrollo de las pruebas.

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

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION	18
1. ROCAS SEDIMENTAREAS	20
1.1 IMPORTANCIA DE LAS ROCAS SEDIMENTAREAS	21
1.1.1 Usos de las rocas sedimentarias en la construcción	21
1.2 LAS ARCILLAS	22
1.2.1 Estructura fundamental de las arcillas	22
1.2.2 Grupos de Minerales Arcillosos	23
1.2.3 Principales propiedades de los Minerales Arcillosos	25
1.2.4 Aplicaciones industriales de las arcillas	29
1.3 LOS SHALES	30
1.3.1 Aspectos importantes de los shales	31
2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN <sup>12</sup>	33
2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.	34
2.2 PRINCIPALES PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	35
2.3 FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE	36
2.4 MECANISMOS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS FLUIDOS BASE ACEITE	39
2.4.1 Lodos base aceite de actividad balanceada	40
3 MECANISMO DE INTERACCION FLUIDO-SHALE	40
3.1 EFECTOS GEOMECÁNICOS	42
3.1.1 Efectos en la resistencia de la roca	42
3.1.2 Efectos en la deformación y propiedades elásticas	44
3.1.3 Comportamiento esfuerzo-deformación	45
3.2 EFECTOS FISICO-QUIMICOS	45
3.3 EFECTOS FÍSICOS	46

3.4 EFECTOS EN LAS CARACTERÍSTICAS Y COMPOSICIÓN DE LAS ROCAS	47
4 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y METODOLOGIA PROPUESTA PARA LA INVESTIGACION	47
4.1 TÉCNICA DE INDENTACIÓN	50
4.1.1 Descripción de la prueba	50
4.1.2 Esquema general del equipo	51
4.1.3 Preparación de las probetas para la realización de la prueba	51
4.1.4 Resultado de la prueba de indentación	53
4.1.5 Principales ventajas de la técnica de indentación Las ventajas	55
5 CARACTERÍSTICAS DE LA MUESTRA DE ROCA UTILIZADA	56
6 PRUEBAS DE INDENTACIÓN PRELIMINARES	59
6.1 EQUIPO EXPERIMENTAL UTILIZADO PARA LAS PRUEBAS PRELIMINARES	59
6.1.1 Parámetros de funcionamiento del equipo	60
6.2 METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DE INDENTACIÓN EN LAS PRUEBAS PRELIMINARES	61
6.3 PRUEBAS DE INDENTACIÓN SOBRE MUESTRAS DE SHALES NO EXPUESTAS	62
6.3.1 Resultados de la prueba de Indentación sobre muestras de shales no expuestas	62
6.4 PRUEBAS DE INDENTACIÓN EN MUESTRAS DE SHALES, EXPUESTAS AL CONTACTO CON DOS FLUIDOS DE PERFORACION DURANTE EL ENSAYO DE ELONGACION	68
6.4.1 Principales características y funciones de los aditivos utilizados	68
6.4.2 Resultados de la prueba de indentación sobre muestras expuestas durante el ensayo de elongación	71
6.5 PRUEBA DE INDENTACIÓN SOBRE MUESTRAS DE SHALES EXPUESTAS AL CONTACTO TRES FLUIDOS DE PERFORACIÓN DURANTE EL ENSAYO DE DISPERSIÓN	76

6.5.1 Procedimiento de exposición de los cortes al contacto con el fluido de perforación en el horno de rolado	76
6.5.2 Resultados de la Prueba de indentación sobre muestras expuestas durante el ensayo de dispersión	78
7 DISEÑO EXPERIMENTAL	84
7.1 NUMERO DE REPLICAS PARA LA PRUEBA F	84
7.2 INTERVALO DE CONFIANZA <sup>15</sup>	89
7.2.1 Intervalo de confianza para un promedio	90
7.3 CALCULO DEL INTERVALO DE CONFIANZA PARA IM Y CTF	91
7.4 PRUEBA DE ANALISIS DE VARIANZA (ANOVA)	92
8 PRUEBAS FINALES	93
8.1 METODOLOGÍA UTILIZADA PARA LA REALIZACIÓN DE LAS PRUEBAS FINALES	94
8.1.1 Procedimiento de exposición de los cortes de shale al contacto con los diferentes fluidos de perforación	94
8.1.2 Equipo utilizado para realizar las pruebas de indentación	96
8.2 PRUEBAS DE INDENTACIÓN SOBRE MUESTRAS EXPUESTAS A TRES FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON DIFERENTE CONTENIDO DE NaCl	97
8.2.1 Resultados de la prueba de indentación sobre muestras expuestas a tres fluidos de perforación con diferente contenido de NaCl	98
8.3 PRUEBAS DE INDENTACIÓN REALIZADAS SOBRE MUESTRAS DE SHALE EXPUESTAS A 11 LODOS DE PERFORACIÓN	105
8.3.1 Resultados de la prueba de indentación sobre muestras de shale expuestas a 11 diferentes fluidos de perforación	106
CONCLUSIONES	120
RECOMENDACIONES	122
REFERENCIAS	123
ANEXOS	125

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Capacidad de intercambio cationico de los principales minerales arcillosos	27
Tabla 2. Superficie especifica de los principales minerales arcillosos.	27
Tabla 3. Grupos de muestras seleccionadas para prueba de indentación sobre cortes de roca no expuestos.	62
Tabla 4 Resultados de modulo de indentación y Fuerza critica de transición, obtenidos de la prueba de indentación sobre muestras del grupo 1	65
Tabla 5 Resultados de modulo de indentación y Fuerza critica de transición, obtenidos de la prueba de indentación sobre muestras del grupo 2	66
Tabla 6 Resultados de modulo de indentación y Fuerza critica de transición, obtenidos de la prueba de indentación sobre muestras del grupo 3	67
Tabla 7 Valores promedio de Modulo de indentación y Fuerza critica de transición, para la muestra de shale no expuesta al contacto con fluidos de perforación	68
Tabla 8. Composición de los fluidos de perforación utilizados durante el ensayo de elongación.	71
Tabla 9 Resultados de Modulo de indentación IM y Fuerza critica de transición CTF para muestras expuestas al lodo L9-1.	73
Tabla 10. Resultados de Modulo de indentación IM y Fuerza critica de transición CTF para muestras expuestas al lodo L10-1.	73
Tabla 11 Resumen de valores promedio de Modulo de Indentación y Fuerza critica de transición, antes y después del contacto con los fluidos de perforación.	74
Tabla 12 Composición de los fluidos de perforación utilizados durante el ensayo de dispersión.	76

Tabla 13. Resultados de Modulo de indentación IM y Fuerza critica de transición CTF para muestras expuestas al lodo L 1-1.	80
Tabla 14. Resultados de Modulo de indentación IM y Fuerza critica de transición CTF para muestras expuestas al lodo L 2-1.	81
Tabla 15. Resultados de Modulo de indentación IM y Fuerza critica de transición CTF para muestras expuestas al lodo L 3-1.	82
Tabla 16 Resumen de valores promedio de Modulo de Indentación y Fuerza critica de transición, antes y después del contacto con los fluidos de perforación.	82
Tabla 17. Parámetros utilizados para calcular el numero de replicas	86
Tabla 18. Parámetros calculados para determinar $\tilde{\phi}$	87
Tabla 19. Valores de n supuestos, parámetros $v_1, v_2$ y $\phi$ calculados y potencia de la prueba tomada de la figura 20.	88
Tabla 20 . Tabla resumen para análisis de varianza de un factor.	92
Tabla 21. Composición de los fluidos de perforación utilizados	97
Tabla 22 Resultados de IM y CTF para muestras expuestas al lodo L 1U con porcentaje aceite agua 80/20 y % en peso de NaCl de 7.5.	99
Tabla 23 Resultados de IM y CTF para muestras expuestas al lodo L 2U con porcentaje aceite agua 80/20 y % en peso de NaCl de 10.	100
Tabla 24. Resultados de IM y CTF para muestras expuestas al lodo 3 con porcentaje aceite agua 80/20 y % en peso de NaCl de 15.	101
Tabla 25. Resumen de resultados de IM y CTF para muestras expuestas y no expuestas.	101
Tabla 26. Resumen de resultados para análisis de varianza del Modulo de Indentación (IM).	104
Tabla 27. Resumen de resultados para análisis de varianza de la Fuerza critica de transición (CTF).	104
Tabla 28 Composición de los 11 fluidos de perforación utilizados.	106

Tabla 29 Resumen de los resultados con valores promedio de IM y CTF obtenidos de la prueba de indentación en muestras expuestas a 11 diferentes fluidos de perforación.	108
Tabla 30. Resumen de resultados para análisis de varianza de IM, efecto de la salinidad.	116
Tabla 31. Resumen de resultados para análisis de varianza de CTF, efecto de la salinidad.	117
Tabla 32. Resumen de resultados para análisis de varianza de IM, efecto de la relación aceite agua.	117
Tabla 33. Resumen de resultados para análisis de varianza de CTF, efecto de la relación aceite agua.	118
Tabla 34. Resumen de resultados para análisis de varianza de IM, efecto de la relación Barablok-Barotrol.	118
Tabla 35. Resumen de resultados para análisis de varianza de CTF, efecto de la relación Barablok-Barotrol.	119

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Indentador metálico de punta plana utilizado en la prueba de indentación.	50
Figura 2. Esquema general del equipo utilizado para la prueba de indentación.	51
Figura 3. Procedimiento para la elaboración de las probetas para la prueba de indentación.	52
Figura 4. Grafica de carga aplicada en Newtons vs Penetración en milímetros, obtenida de la prueba de indentación.	54
Figura 5. Fotografía de las muestras utilizadas para los análisis.	56
Figura 6. Porcentaje de minerales arcillosos en las muestras.	57
Figura 7. Maquina de prueba de Materiales MTS-810. Utilizada para hacer las pruebas preliminares de indentación.	60
Figura 8. Herramienta utilizada para el cálculo de los parámetros de indentación en las pruebas preliminares.	61
Figura 9 Familia de curvas de indentación para muestras del grupo 1, no expuestas al contacto con fluidos de perforación.	63
Fig. 10 Familia de curvas de indentación para muestras del grupo 2, no expuestas al contacto con fluidos de perforación.	63
Fig. 11 Familia de curvas de indentación para muestras del grupo 3, no expuestas al contacto con fluidos de perforación	64
Figura 12 Muestra de shale y dispositivo utilizado para realizar la prueba de elongación	70
Figura 13 Familia de curvas de indentación para la muestra expuesta a L9-1.	71
Figura 14 Familia de curvas de indentación para la muestra expuesta a L10-1.	72
Figura 15 Celdas de envejecimiento utilizadas para el ensayo de dispersión.	77
Figura 16 Horno de rolado	77

Figura 17 Familia de curvas obtenida de la prueba de indentación sobre muestras expuestas a L1-1	79
Figura 18 Familia de curvas obtenida de la prueba de indentación sobre muestras expuestas a L2-1	79
Figura 19 Familia de curvas obtenida de la prueba de indentación sobre muestras expuestas a L3-1	80
Figura 20. Grafica de la potencia de la prueba F para valores dados del nivel de significancia $\alpha$ ; los grados de libertad $\nu_1$ , $\nu_2$ y $\phi$ .	86
Figura 21 Grafica de potencia para valores de n supuestos.	88
Figura 22 Cortes de obtenidos a partir de muestras irregulares de shale, para la prueba de indentación.	94
Figura 23 Celdas de envejecimiento que contienen el fluido y los cortes de roca.	95
Figura 24 Muestras de shale encapsuladas en la resina de montaje.	95
Figura 25 Equipo utilizado para realizar las pruebas de indentación finales.	96
Figura 26 Intervalo de confianza, y valores promedio obtenidos del Modulo de indentación en muestras expuestas a fluidos de perforación con variaciones de NaCl.	102
Figura 27 Intervalo de confianza, y valores promedio obtenidos de Fuerza critica de transición en muestras expuestas a fluidos de perforación con variaciones de NaCl.	102
Figura 28 Probetas obtenidas para la prueba de indentación.	106
Figura 29 Intervalo de confianza, y valores promedio obtenidos del Modulo de indentación en muestras expuestas a 11 diferentes fluidos de perforación.	108
Figura 30 Intervalo de confianza, y valores promedio obtenidos de Fuerza critica de transición en muestras expuestas a 11 diferentes fluidos de perforación.	109
Figura 31 Índice de inhibición calculado a partir de valores promedio de IM para muestras expuestas a lodos con diferente contenido de $\text{CaCl}_2$ .	110

Figura 32 Índice de inhibición calculado a partir de valores promedio de CTF para muestras expuestas a lodos con diferente contenido de $\text{CaCl}_2$ .	111
Figura 33 Índice de inhibición calculado a partir de valores promedio de IM para muestras expuestas a lodos con diferente relación aceite-agua.	111
Figura 34 Índice de inhibición calculado a partir de valores promedio de CTF para muestras expuestas a lodos con diferente relación aceite-agua.	112
Figura 35 Índice de inhibición calculado a partir de valores promedio de IM para muestras expuestas a lodos con diferente relación Barablok-Barotrol.	112
Figura 36 Índice de inhibición calculado a partir de valores promedio de CTF para muestras expuestas a lodos con diferente relación Barablok-Barotrol.	113
Figura 37 Grafica obtenida de la prueba de indentación, donde se aprecian las tres zonas de interés.	114

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo 1. Gráficas obtenidas de las pruebas de indentación sobre muestras expuestas a tres fluidos de perforación con diferente contenido de NaCl	126
Anexo 2. Gráficas obtenidas de las pruebas de indentación sobre muestras expuestas a 11 diferentes fluidos de perforación	130

**TITULO: ANALISIS DEL EFECTO DE INTERACCION ENTRE EL LODO DE PERFORACION Y LOS SHALES, EN LAS MEDIDAS DE MODULO DE INDENTACION IM Y FUERZA CRITICA DE TRANSICION CTF, OBTENIDAS DE LA PRUEBA DE INDENTACION<sup>▪</sup>.**

**AUTOR: MAYDA LIZ TORRES HIGUERA <sup>▪▪</sup>**

**PALABRAS CLAVES:** Resistencia de la roca, Fluidos de perforación, interacción fluido-roca, Indentación, cortes de perforación, Parámetros obtenidos de la prueba de indentación, Resistencia Compresiva Uniaxial.

### **RESUMEN**

La interacción de los sistemas de lodo es mucho mas intensa cuando se trata de rocas arcillosas como los shales, debido a la presencia de cantidades variables de minerales de arcilla (Ravina 1973). Este fenómeno puede causar problemas complejos que suelen aumentar con el paso del tiempo. Lo anterior justifica la necesidad de realizar análisis de los efectos causados por la interacción en la respuesta mecánica de la roca, lo cual es el objetivo principal de este trabajo. Para tal fin, se desarrollo un análisis del efecto de interacción, utilizando como indicador de esta afectación los parámetros: Modulo de indentación y Fuerza crítica de transición, obtenidos de la prueba de indentación. Estos parámetros según investigaciones realizadas anteriormente, se han utilizado en evaluación de formaciones<sup>1</sup>, mediciones de resistencia de la roca para optimizar el sistema de selección de la broca de perforacion<sup>2</sup>, predicción de parámetros de las rocas<sup>3</sup>, análisis de estabilidad de pozo en tiempo real<sup>4</sup>, evaluación del funcionamiento de aditivos de lodos<sup>5</sup> y en el desarrollo de correlaciones para determinar UCS<sup>16</sup>.

Con el fin de analizar el efecto de interacción, se realizaron pruebas de indentación sobre cortes de una misma muestra de shale, luego de que estuvieron en contacto con fluidos de perforación que tenían variaciones de: contenido de sal, relación aceite-agua y relación Barablok-Barotrol. A partir de los parámetros obtenidos de la prueba de indentación se realizaron análisis estadísticos, para conocer cuales de los tratamientos aplicados (diferencias entre los lodos utilizados) afecto de manera significativa los resultados, además se calculo un índice de inhibición para cada caso, con el fin de identificar cuales de las composiciones de lodos propuestas causaron menor alteración de la respuesta mecánica de la roca y cual de los parámetros de indentación sufrió mayor alteración debido al fenómeno de interacción.

---

<sup>▪</sup> PROYECTO DE GRADO

<sup>▪▪</sup> FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS; ESCUELA DE INGENIERIA CIVIL

# **ANALYSIS OF THE INTERACTION EFFECTS BETWEEN DRILLING MUD AND SHALES, IN THE MEASUREMENTS OF INDENTATION MODULUS IM AND CRITICAL TRANSITION FORCE CTF, OBTAINED IN THE INDENTATION TEST<sup>▪</sup>.**

**AUTHOR: MAYDA LIZ TORRES HIGUERA <sup>▪▪</sup>**

**Keywords:** Rock Strength, Drilling fluid, Interaction rock-fluid, Indentation, Drill Cuttings, Parameters obtained of the indentation test, Uniaxial Compressive Strength.

## **ABSTRACT**

The interaction of mud systems is much more intense when is about mud rocks as shales, because of the variable quantities of clayey minerals (Ravina 1973) this phenomenon may cause big troubles that usually increase while time is passing by. the last one justify the necessity of making analysis of the effects caused by interaction in the mechanical answer of the rock, which is the purpose of this work, to reach this goal an analysis of the interaction effect was developed, using as an indicator of this affectation to the parameters: indentation modulus and critical transition force obtained from the indentation test.

this parameters according to previous investigations, has been used in the evaluations of formations<sup>1</sup>, measurements of the rock strength to improve the drill bit selection system<sup>2</sup>, rock parameter predictions<sup>3</sup>, Real time wellbore stability analysis<sup>4</sup>, evaluation of the mud additives behaviours<sup>5</sup>, and in the developed of correlations to obtain the UCS<sup>16</sup>.

In order to analyze the effects of the interaction, indentation test were made in cuttings of the same sample of shale, after they were in contact with drilling fluids which had variation of : salt content, oil-water relation and barablok-barotrol relation, from the achieved parameters of the indentation test, statistics analysis were made to know which one of the applied treatments (differences between the used muds) affected in a significant way the results, and besides an inhibition index were calculated to each case, in order to identify which of the muds compositions offered caused less alteration of the mechanical answer of the rock, and which of the indentation parameters had higher alteration because of the interaction phenomenon

---

<sup>▪</sup> PROJECT OF DEGREE

<sup>▪▪</sup> FACULTY OF PHYSIC-MECHANICAL ENGINEERING; CIVIL ENGINEERING SCHOOL

## INTRODUCCION

Las rocas arcillosas como los shales experimentan cambios físico-químicos y mecánicos en el momento en que ingresa agua o filtrado de la fase líquida del lodo, como consecuencia de esto los minerales de arcilla de los shales invadidos pueden mostrar diferentes grados de interacción. Este proceso resulta muy complejo y puede conducir a cambios rápidos en el comportamiento de la roca.

Debido a esta interacción, la zona invadida puede desarrollar un estado de anomalía de esfuerzos y una reducción significativa de la resistencia del material donde puede ocurrir una deformación o falla. La interacción fluido-roca, puede producir una concentración marcada de esfuerzos en algunas áreas, conduciendo a un estado límite de esfuerzos que influye en el comportamiento mecánico de la roca invadida. Cuando hay una interacción muy fuerte se pueden inducir fallas a lo largo de los planos de cizalla. Las fallas que se pueden presentar dependen de: la intensidad de la interacción, cantidad de degradación mecánica de la zona invadida y del estado de esfuerzos alrededor del hueco, estas fallas pueden provocar diversos problemas como: fracturamiento, colapso y reducción del hueco<sup>6</sup>.

Por esta razón es importante analizar los diferentes fenómenos que se presentan durante la perforación y como estos pueden afectar la respuesta mecánica de la roca, ya que de una apropiada caracterización de la formación dependerá el éxito de las operaciones de perforación.

El propósito de estos análisis debe ser entonces obtener bases sólidas para tomar dediciones adecuadas y así lograr predecir de la manera mas acertada, la respuesta de la roca ante los diferentes cambios a los que se somete durante la perforación. Este tipo de estudios requieren análisis cuidadosos de los diversos factores que intervienen en el mecanismo de interacción fluido-shale, lo cual puede resultar bastante extenso.

Como una etapa inicial para alcanzar este objetivo, en este trabajo se plantea desarrollar un análisis del efecto de interacción utilizando como indicador de esta

afectación los parámetros obtenidos de la prueba de indentación sobre ripios de perforación. Esta es una prueba sencilla que consiste en la aplicación de una carga sobre una partícula de roca y la medida de la penetración realizada por un indentador. A partir de la grafica de carga vs. penetración se obtienen dos parámetros que son el Modulo de indentación (IM) y la fuerza critica de transición (CTF), estos parámetros según investigaciones realizadas anteriormente<sup>1,2,3,4</sup> han mostrado una buena correlación con una propiedad tan importante como es la Resistencia compresiva uniaxial de la roca (UCS) y también han sido utilizados en la evaluación del funcionamiento de aditivos de lodos<sup>5</sup>. Entre las principales ventajas que ofrece esta novedosa técnica se destacan las siguientes: no requiere muestras de geometría definida, sino que se puede aprovechar la disponibilidad de material como pequeños cortes de roca o ripios de perforación, para realizar pruebas que ayuden en la caracterización mecánica de la formación y que el equipo con que se realizan las pruebas es portátil y se puede llevar directamente al sitio de perforación. Lo anterior hace de esta técnica una excelente herramienta, útil para tomar decisiones por medio de las propiedades obtenidas en tiempo real, ya que las muestras suplen una gran cantidad de información que hace de esta aproximación una opción válida cuando las restricciones económicas no permiten considerar operaciones de extracción de corazones, para realizar los análisis necesarios.

## 1. ROCAS SEDIMENTAREAS

Las rocas sedimentarias pueden originarse tanto de las ígneas como de las metamórficas, así como de las propias sedimentarias. O sea, pueden derivarse de cualquier roca situada en la superficie de la corteza terrestre, este tipo de rocas se pueden dividir en dos categorías: detríticas y químicas. Las rocas detríticas como las areniscas y shales, son creadas por la erosión y meteorización de rocas preexistentes.

Los materiales que componen las rocas sedimentarias pueden provenir de las siguientes fuentes:

- Productos de la fragmentación mecánica de las rocas
- Productos de la descomposición química de las rocas
- Materiales de procedencia orgánica
- Productos fragmentarios de las erupciones volcánicas

Estos productos suelen permanecer en las cuencas de acumulación por largos períodos de tiempo, durante los cuales van ocurriendo distintos procesos químicos y físicos que provocan la transformación de los sedimentos en rocas de manera paulatina. Esos procesos de transformación son denominados colectivamente procesos diagenéticos o diagénesis. La diagénesis comprende un conjunto continuo de procesos en todas las rocas sedimentarias, en los cuales se puede dar el crecimiento cristalino de algunos minerales o se puede causar cambios completos en la mineralogía de la roca. En el transcurso de la diagénesis, durante el enterramiento, los minerales arcillosos se pueden ver afectados de varias maneras, algunos como la Caolinita, Vermiculita, Esmectita e Interestratificados tienden a desaparecer, por otro lado, las cantidades de Illita y Clorita pueden aumentar. Durante estos procesos, aproximadamente a 100°C o alrededor de 10000 ft de profundidad comúnmente la Caolinita se altera a Illita, usualmente en presencia de K y Mg y a condiciones de alto pH (Goetz, J).

## 1.1 IMPORTANCIA DE LAS ROCAS SEDIMENTAREAS

Las rocas sedimentarias son de gran importancia, tanto desde el punto de vista teórico como práctico. Muchas de estas rocas se emplean como materia prima para la fabricación de importantes materiales de la construcción tales como: cal, cemento, etc., mientras que de otras resultan materiales pétreos naturales como arena y arcilla. Los suelos utilizados para la construcción son, en su inmensa mayoría distintos tipos de rocas sedimentarias, tales como las arenas y suelos arcillosos. La mayor parte de la superficie de las tierras emergidas esta cubierta de rocas sedimentarias, por lo que la mayoría de las construcciones se levantan sobre las mismas<sup>7</sup>. Este tipo de roca también es predominante en la mayoría de los pozos petroleros perforados y además son las responsables de los principales problemas de inestabilidad que conllevan a sobre-costos durante la perforación, por esta razón es muy importante investigar las características de estas, debido a que pueden provocar graves afectaciones dependiendo de las condiciones a las que se vean expuestas.

**1.1.1 Usos de las rocas sedimentarias en la construcción** Las rocas clásticas tienen un amplio uso como áridos para hormigones, como son: las arenas, gravas, etc., fundamentalmente de origen fluvial (y marino en el caso de las arenas). Las que tienen mayor uso son las areniscas y las brechas, que sirven en algunos casos como piedra de construcción, para enchapes, etc.

Las arcillas tienen un uso muy diverso, siendo materia prima para cerámica, cemento, etc. Especial importancia tienen los materiales arcillosos para la producción de adobes utilizados en las edificaciones con tierra. Se usan para núcleos impermeables en las presas, así como en la preparación de lodos especiales para la perforación de túneles, pozos y otras excavaciones.

La roca química más utilizada es la caliza, la cual es materia prima básica para materiales tan importantes como la cal y el cemento. Es extensamente empleada como piedra triturada, proporcionando áridos de buena calidad (la mayoría de las

canteras cubanas explotan calizas). Por otra parte, las calizas también se emplean como sustituto de mármol, para sillería, escultura, etc. La dolomita también se emplea como piedra triturada, en ornamentación. El yeso se emplea para la obtención del aglomerante del mismo nombre, así como para la producción de cemento<sup>7</sup>.

## **1.2 LAS ARCILLAS**

**1.2.1 Estructura fundamental de las arcillas** Las propiedades de las arcillas son consecuencia de sus características estructurales. Por ello es imprescindible conocer la estructura de los filosilicatos. Esta identificación y clasificación se puede realizar con la ayuda de análisis de Rayos X, espectro de absorción y análisis térmico diferencial. La mayoría de las arcillas tienen una estructura atómica en donde se aprecian láminas superpuestas de cristales y una placa individual, que se halla compuesta por átomos dispuestos de una forma Tetraédrica u Octaédrica. Las configuraciones por medio de las cuales se disponen estos tetraedros y octaedros pueden ser diversas, por esta razón la combinación de estructuras, da como resultado las diferentes propiedades de estos minerales arcillosos. Las dos unidades estructurales básicas son la hoja de octaédrica de aluminio y la tetraédrica de sílice.

La combinación estructural ideal, es aquella en la que la estructura cristalina se forma de manera que todos los átomos metálicos del octaedro son iguales y los átomos metálicos del tetraedro son de otro tipo. En estos casos la estructura se halla balanceada y es eléctricamente neutra. Las verdaderas estructuras de los minerales arcillosos poseen cargas eléctricas debido a la presencia de unos pocos átomos metálicos que son diferentes a los átomos predominantes y tienen una carga iónica diferente, esto se denomina Sustitución Isomórfica, y ocurre cuando el mineral se forma (Weaver, 1989. Tarbuck, 1999).

**1.2.2 Grupos de Minerales Arcillosos** Los minerales arcillosos de mayor interés, en el aspecto de perforación de pozos y fluidos de perforación son: Caolinita, Mica, Illita, Montmorillonita (Esmectita), Sepiolita, Atapulgita y Clorita.

En la naturaleza existe gran variedad de minerales arcillosos y por lo tanto también numerosos tipos de rocas arcillosas, estos minerales se encuentran separados en dos grupos, los minerales hidratables y los no hidratables (Weaver, 1959), a continuación se describen las características más importantes de los principales grupos de minerales arcillosos.

**Grupo de la Caolinita:** Los minerales arcillosos de este grupo, poseen la estructura más simple, la cual consiste en láminas tetraédricas de silicio (“t”) y láminas octaédricas de aluminio (“o”) alternadas, en donde las cargas se hallan balanceadas (Tarbuck, 1999. Goetz, J., Selley, 1992). Las uniones entre las láminas t y o son muy fuertes. Este mineral pertenece al grupo de los minerales no hidratables (Goetz, J.). En caso de que la caolinita se fracture, lo hará por lo general a lo largo de la base de los tetraedros, pero los fluidos no pueden ingresar en medio de las capas para apartarlas.

La tendencia de este mineral es a alterarse a Illita y Clorita al aumentar la profundidad. Los minerales del grupo de la caolinita son: Caolinita, Dichita, Nacrita, Halloisita, de los cuales, la caolinita es el más puro, siendo exclusivamente un aluminosilicato.

**Grupo de la Illita:** La Illita es el mineral más común, entre los minerales arcillosos en estado natural. Se encuentra dentro del grupo de minerales conocidos como micas, en las Illitas se presenta sustitución isomórfica en la hoja tetraédrica, donde uno de cada cuatro iones de silicio es remplazado por aluminio o hierro, siendo de esta manera compensada la deficiencia de carga por el ión potasio (Goetz, J., Selley, 1992).

Debido a la frecuencia de la sustitución de los iones, la Illita tiende a desarrollar más superficies negativas cargadas y consecuentemente una Capacidad de Intercambio Catiónico mayor que la Caolinita (Goetz, J.).

En los otros minerales del grupo de la Illita el aluminio es remplazado por hierro y magnesio, los minerales que hacen parte de este grupo son: Sericita, Damourita, Pirofillita y Glaucomita.

**Grupo de la Esmectita:** En el grupo de la Esmectita (anteriormente conocido como Montmorillonita) Los cristales son extremadamente finos, de capas delgadas y tienen contornos irregulares. Este es el mineral que constituye la bentonita. Es un componente activo de las formaciones más recientes y tiende a hidratarse e hincharse cuando es perforada. La estructura de los minerales de este grupo, es muy similar a la del grupo de las Illitas con la especial diferencia de la ausencia de iones de potasio que unen las laminas adyacentes, es por esto que, las laminas se encuentran débilmente ligadas permitiendo que los electrolitos y ciertas moléculas orgánicas polares puedan entrar en medio de las capas, ocasionando que las laminas se aparten y causando que la arcilla se hinche (Baroid, 1991. Weaver, 1989. Selley, 1992). Las características más destacadas de las Esmectitas son el hinchamiento debido al contacto con el agua y la extensa área superficial.

Cuando se expone este mineral al agua, la incursión de moléculas separa tanto las láminas que las puede llegar a disociar por completo. La especie de Esmectita más familiar es la Montmorillonita (Goetz, J. Selley, 1992)

**Grupo de la Clorita:** Este grupo incluye una amplia variedad de especies, cada una creada por la sustitución de un elemento por otro en el enrejado cristalino, este enrejado se diferencia del enrejado de la esmectita debido a que en el espacio en el cual la esmectita contiene agua, la clorita contiene una lámina octaédrica de hierro y magnesio (Baroid, 1991. Weaver, 1989. Tarbuck, 1999. Goetz, J. Selley, 1992). Las láminas de estos minerales, están fuertemente unidas

por iones hidratados de magnesio, aluminio o hierro, por lo cual el ingreso de electrolitos es muy difícil.

**Grupo de la Vermiculita:** El enrejado cristalino de la Vermiculita es similar al de la Illita, pero en la capa octaédrica la vermiculita contiene principalmente hierro y magnesio (brucita) (Goetz, J. Selley, 1992). Las láminas no están tan fuertemente ligadas ocasionando que el agua puede entrar en el espacio interlaminar.

En la estructura de la Vermiculita siempre queda una deficiencia de carga, esta deficiencia se satisface por cationes intercambiables, dándole a estos minerales una Capacidad de Intercambio Catiónico similar al de la Esmectita (Goetz, J.).

También pertenecen al grupo de minerales arcillosos la **Sepiolita y la Paligorskita**, que a pesar de presentar diferencias estructurales con el resto de los filosilicatos. Estructuralmente están formadas por láminas discontinuas de tipo mica. A diferencia del resto de los filosilicatos, que son laminares, éstos tienen hábito fibroso. Los minerales en este grupo son ricos en magnesio.

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

**1.2.3 Principales propiedades de los Minerales Arcillosos.** Los minerales arcillosos por su tamaño reducido de partícula, y presencia de carga en la superficie, tienen propiedades físico - químicas muy particulares: retención y liberación de moléculas orgánicas e inorgánicas, capacidad para mantenerse dispersas o reunirse en agregados voluminosos, hinchamiento, etc. Sus pequeñas dimensiones hacen que se comporte como un sistema coloidal cuando entra en contacto con agua, mientras que la presencia de cargas le permite atraer sustancias ubicadas en la solución en contacto con ellas.

Estos minerales presentan cargas con dos orígenes diferentes: permanentes y dependientes de pH. Las cargas permanentes, constantes o estructurales se han generado, a través de los procesos geológicos, debido a sustituciones isomórficas en las estructuras cristalinas, generalmente negativas debido al reemplazo de átomos de la estructura por otros de menor valencia (magnesio por aluminio, aluminio por silicio). Estas cargas resultan independientes del entorno del mineral. En los bordes, sin embargo, aparecen cargas que son dependientes del pH del medio y por lo tanto son variables.

Los grupos minerales, poseen propiedades que son reflejo de su composición y del arreglo estructural que los átomos toman dentro de las láminas, las principales propiedades son:

**Capacidad de Intercambio Catiónico:** La capacidad de intercambio cationico (CIC), es una propiedad fundamental de las esmectitas, debido a que estas son capaces de cambiar, fácilmente, los iones fijados en la superficie exterior de sus cristales, en los espacios interlaminares, o en otros espacios interiores de las estructuras, por otros existentes en las soluciones acuosas envolventes.

La capacidad de intercambio catiónico se puede definir como la suma de todos los cationes de cambio que un mineral puede adsorber a un determinado pH. Es equivalente a la medida del total de cargas negativas del mineral. Estas cargas negativas pueden ser generadas de tres formas diferentes (Goetz, J. Suarez.):

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

Esta propiedad se emplea con frecuencia para caracterizar arcillas, lutitas y fluidos de perforación y se determina por la medida de la cantidad de azul de metileno que un mineral puede absorber, expresado en miliequivalentes de azul de metileno por 100g de mineral o muestra.

Algunos ejemplos de capacidad de intercambio catiónico (en meq/100 g) se presentan en la tabla 1:

Tabla 1. Capacidad de intercambio cationico de los principales minerales arcillosos

<b>MINERAL</b>	<b>CIC (meq/100g)</b>
Caolinita	3.0 - 5.0
Halloisita	10 - 40
Illita	10 - 50
Clorita	10 - 50
Vermiculita	100 - 200
Montmorillonita	80 - 200
Sepiolita-paligorskita	20 - 35

Fuente: J. Suárez

**Superficie Específica:** La superficie específica o área superficial de una arcilla se define como el área de la superficie externa más el área de la superficie interna (en el caso de que esta exista) de las partículas constituyentes, por unidad de masa, expresada en  $m^2/g$ . Las arcillas poseen una elevada superficie específica, muy importante para ciertos usos industriales en los que la interacción sólido-fluido depende directamente de esta propiedad (Suarez). En la tabla 2 se presentan los valores de superficie específica para los principales minerales arcillosos.

Tabla 2. Superficie especifica de los principales minerales arcillosos.

<b>Mineral</b>	<b>Superficie Especifica (<math>m^2/g</math>)</b>
Caolinita de alta cristalinidad	Hasta 15
Caolinita de baja cristalinidad	Hasta 50
Halloisita	Hasta 60
Illita	Hasta 50
Montmorillonita	80 - 300
Sepiolita	100 - 240
Paligorskita	100 - 200

Fuente: J. Suárez

**Capacidad De Absorción:** La capacidad de absorción está directamente relacionada con las características texturales (superficie específica y porosidad) y

se puede hablar de dos tipos de procesos que difícilmente se dan de forma aislada (Suarez.): absorción (cuando se trata fundamentalmente de procesos físicos como la retención por capilaridad) y adsorción (cuando existe una interacción de tipo químico entre el adsorbente, en este caso la arcilla, y el líquido o gas adsorbido, denominado adsorbato).

La capacidad de adsorción se expresa en porcentaje de adsorbato con respecto a la masa y depende, para una misma arcilla, de la sustancia de que se trate.

**Hidratación e Hinchamiento:** La hidratación se refiere a la inclusión de moléculas de agua en la estructura laminar, la hidratación y deshidratación del espacio interlaminar son propiedades características de las arcillas con CIC alta (Suarez). El grado de hidratación está ligado a la naturaleza del catión interlaminar y a la carga de la lámina. La absorción de agua en el espacio interlaminar tiene como consecuencia la separación de las láminas, lo cual da lugar al hinchamiento. Este proceso depende del balance entre la atracción electrostática catión-lámina y la energía de hidratación del catión. A medida que se intercalan capas de agua y la separación entre las láminas aumenta, las fuerzas que predominan son de repulsión electrostática entre láminas, lo que contribuye a que el proceso de hinchamiento pueda disociar completamente unas láminas de otras (Goetz, J., Suarez).

**Plasticidad:** La plasticidad en las arcillas refleja la capacidad de ser moldeadas, es decir, poseen la capacidad de tomar una forma determinada (Suarez). Esta propiedad se debe a que el agua forma una envuelta sobre las partículas laminares produciendo un efecto lubricante que facilita el deslizamiento de unas partículas sobre otras cuando se ejerce un esfuerzo sobre ellas.

La elevada plasticidad de las arcillas es consecuencia, nuevamente, de su morfología laminar, tamaño de partícula extremadamente pequeño (elevada área superficial) y alta capacidad de hinchamiento. Generalmente, esta plasticidad puede ser cuantificada mediante la determinación de los índices de Atterberg

(Límite Líquido, Límite Plástico y Límite de Retracción). En general, cuanto más pequeñas son las partículas y más imperfecta su estructura, más plástico es el material.

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

**1.2.4 Aplicaciones industriales de las arcillas** Desde el punto de vista industrial, la mayor parte de las aplicaciones no requieren especificaciones estrictas en cuanto a composición química (composición de las capas tetraédrica y octaédrica). Sin embargo, en el caso de las bentonitas si tiene importancia el quimismo del espacio interlaminar y sus propiedades físico-químicas.

La mayoría de los Shales contienen arcillas, la más problemática de las cuales es la esmectita, también llamada Motmorillonita y Bentonita. Las aplicaciones industriales de las bentonitas son muy numerosas, tanto que resulta difícil enumerarlas todas. Dentro de las más importantes están:

- *Lodos de perforación*

A pesar de los importantes cambios que van sufriendo con el tiempo las formulaciones de los lodos de perforación, (comenzó a utilizarse a principios del siglo XX) este sigue siendo uno de los mercados más importantes de las bentonitas.

- *Ingeniería Civil*

En el campo de la ingeniería civil, las bentonitas se empezaron a utilizar en Europa en los años 50, y se desarrolló más tarde en Estados Unidos.

Los usos en este campo se pueden resumir de la siguiente manera:

- Creación de membranas impermeables en torno a barreras en el suelo, o como soporte de excavaciones.
- Prevención de hundimientos. En las obras, se puede evitar el desplome de paredes lubricándolas con lechadas de bentonita.
- Protección de tuberías: como lubricante y rellenando grietas.
- En cementos: aumenta su capacidad de ser trabajado y su plasticidad.
- En túneles: Ayuda a la estabilización y soporte en la construcción de túneles. Actúa como lubricante (un 3-5 % de lodo de bentonita sódica mantenida a determinada presión soporta el frente del túnel). También es posible el transporte de los materiales excavados en el seno de fluidos bentoníticos por arrastre.
- En tomas de tierra: Proporciona seguridad en el caso de rotura de cables enterrados.
- Transporte de sólidos en suspensión.

Otros usos industriales importantes de las bentonitas son:

- *Peletización*
- *Arenas de moldeo*
- *Absorbentes*
- *Material de Sellado*

### **1.3 LOS SHALES**

El término shale se utiliza normalmente para toda clase de rocas sedimentarias de grano fino que contienen una cantidad substancial de minerales de arcilla, son característicos de ambientes con niveles de energía bajos, su tamaño de grano es inferior a 2 micras y la forma de sus partículas y su estructura por lo general es laminar, estas láminas no son necesariamente continuas lateralmente y los

contactos no siempre son rectos y regulares, pueden ser ondulados y pueden formar ángulos con las demás capas.

Un factor importante a tener en cuenta cuando se trata de rocas arcillosas es el ambiente de depositación, ya que este define las propiedades sedimentológicas como son: la estructura laminar, composición mineralógica, cambios en el sistema de depositación, contenido de sales en el agua de los poros etc., las cuales a su vez se verán reflejadas en las propiedades mecánicas de la roca<sup>8</sup>.

En los shales, generalmente existe una red de minerales arcillosos que están compactados a lo largo de toda la roca. Debido a que las partículas de minerales arcillosos son muy pequeñas usualmente, y de forma laminar, aportan a la matriz de un shale típico una gran cantidad de área de superficie específica y una permeabilidad mucho más baja que la de una arenisca, además usualmente tienen una alta superficie de saturación la cual proporciona al material un contenido de agua muy alto y una sensibilidad considerable a las condiciones químicas del ambiente en donde se encuentra, los shales son a menudo altamente anisotrópicos (sus condiciones deposicionales varían de un lado a otro y existe un establecimiento de planos de estratificación marcada), y en ocasiones muy débiles<sup>9</sup>.

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

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

Para entender la interacción del fluido de perforación con el shale, es necesario comenzar por las características básicas *in situ* del shale (por ejemplo. contenido de agua preexistente en el shale, mineralogía, porosidad), y después analizar el impacto de cambios en las condiciones de esfuerzo en las propiedades de los shales. Varios factores afectan las propiedades de los shales enterrados a diferentes profundidades, en estos, la cantidad y el tipo de minerales, particularmente arcilla, determinan la compatibilidad con el agua. Por ejemplo, los shales con más esmectita, tienen mayor compatibilidad con el agua (adsorben más agua) que los shales con mayor contenido de illita o caolinita.

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

- *Agua intercrystalina*: Se encuentra asociada con los cationes neutralizando la carga causada por la sustitución elemental.
- *Agua osmótica*: Se presenta como una capa superficial fijada por adsorción, asociada con las cargas en la arcilla. La hinchazón asociada a este tipo de mecanismo ocurre cuando las rocas sedimentarias son descargadas como se da durante la perforación.
- *Agua Atrapada*: La cual está presente en la misma molécula arcillosa como un límite estructural de los grupos hidrógeno e hidroxilo, los cuales bajo condiciones extremas, temperaturas entre 600-700 °C, se separan de la arcilla para formar agua. El agua libre existe solamente dentro del espacio de poro entre los granos.

La porosidad del shale se define normalmente como el porcentaje de agua con respecto a su volumen total. Este valor se mide normalmente secando un volumen conocido de shale a elevada temperatura. La porosidad entonces, es una medida de agua libre, de agua osmótica y en un grado inferior de agua intercrystalina.

Las propiedades del shale y la interacción con el fluido de perforación son influenciadas fuertemente por el agua atrapada y en un grado inferior por el agua libre<sup>10</sup>.

La compactación de la arcilla sucede en tres principales etapas. Las arcillas son removidas del suelo por el agua y depositadas en lugares quietos. En su estado inicial de depositación y compactación, tienen alta porosidad y permeabilidad; los fluidos del poro están en comunicación con el agua que se encuentra arriba y los sedimentos, que consisten en la arcilla hidratable con capas de agua absorbidas que previenen el contacto físico directo grano-a-grano. A la hora de la depositación, el contenido de agua en el lodo puede ser del 70-90%.

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

En resumen, las características de la formación perforada del shale, que son importantes para la interacción del fluido con el shale y la estabilidad, son dictadas por la última historia de compactación, el actual estado de esfuerzos in situ y la temperatura. Por ejemplo, la resequedad del shale en cualquier profundidad depende de la historia de carga y compactación, esfuerzos in situ, composición de la arcilla, y de la temperatura. Estos factores también determinan la porosidad del shale, permeabilidad y la cantidad de agua drenada<sup>11</sup>.

## **2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN<sup>12</sup>**

El término “Fluido de perforación” generalmente se refiere a todos los fluidos e incluyendo aire, gas, agua, aceite y lodos. Por otro lado, “Fluido de perforación hace referencia a una suspensión de sólidos en agua ó aceite, o de gotas de uno de estos fluidos dispersas en el otro, sus propiedades pueden ser alteradas dependiendo de las necesidades, con el fin de facilitar la velocidad de perforación,

seguridad y una conclusión satisfactoria del pozo. Entre sus principales funciones están:

- 1) Remover los cuttings del pozo.
- 2) Controlar la presión de superficie.
- 3) Enfriar y lubricar e taladro, la tubería de perforación y el collar de perforación.
- 4) Formación de tortas filtrantes en la pared del pozo.
- 5) Prevención de entrada de cavings en la formación.
- 6) Evitar el daño de productividad de las formaciones.
- 7) Ayuda parcial en el soporte de peso del casing y de la sarta de perforación.
- 8) Reducción de la fatiga por corrosión de la tubería de perforación.
- 9) Permitir la interpretación de registros eléctricos.
- 10) Transmisión de caballos hidráulicos de potencia de superficie disponibles al taladro.

## **2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.**

Se pueden dividir en dos grupos principales: pesados y no pesados, y además están subdivididos en diferentes clases dependiendo del peso específico variando desde aire, a fluidos de perforación altamente pesados cuyo peso específico llega a las 20 lb/gal.

De acuerdo a esta clasificación, cualquier fluido de perforación cuyo peso específico es de 78 lb/ft<sup>3</sup> o menos puede ser considerado como no pesado, debido a que este no requiere el uso de materiales pesantes como barita para lograr tal peso; mientras que cualquier fluido de perforación que tenga un peso mayor de 83 lb/ft<sup>3</sup>, puede ser clasificado como pesado.

Se pueden usar diferentes materiales pesantes para aumentar el peso de los fluidos de perforación, dependiendo del peso final deseado y del tipo de fluido en uso. Por ejemplo, la barita puede ser usada para aumentar el peso de los fluidos de perforación base agua a pesos específicos de 20 lb/gal.

Existen muchos subtipos que han sido añadidos a la clasificación genérica de los fluidos de perforación, estos son comúnmente clasificados de acuerdo a su base fluida en tres tipos principales:

- 1) Fluidos de perforación base agua,
- 2) Fluidos de perforación base aceite
- 3) Fluidos de perforación gaseosos.

## 2.2 PRINCIPALES PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Existen tres propiedades básicas de los fluidos de perforación, que deben ser cuidadosamente monitoreadas y controladas para mantener ciertos valores específicos todo el tiempo y en todas partes de las operaciones de perforación.

**Peso específico ó densidad del fluido de perforación:** El peso específico ( $\gamma$ ), es equivalente al peso por unidad de volumen del fluido de perforación de estudio, cuyas unidades en el sistema ingles son ( $\text{lb-f/ft}^3$ ), esta relacionado con la densidad del fluido de perforación y con la aceleración gravitacional por la ecuación.

$$\gamma = \rho * g$$

Donde:

$\rho$  : Densidad del fluido de perforación, ( $\text{M/L}^3$ ).

$g$  : Aceleración gravitacional, ( $\text{L}/\theta^2$ ).

El peso específico del fluido de perforación usualmente es controlado entre limites cercanos de +/- 0.1 a +/- 0.2 lb/ gal con respecto al peso específico suficiente para confinar los fluidos de la formación.

**Viscosidad:** La viscosidad se define como la resistencia que ofrece el lodo a fluir ó a ser bombeado. Corresponde a la relación de esfuerzos de corte sobre la velocidad de deformación de corte. Esta propiedad se mide con el embudo de

Marsh ó el viscosímetro rotacional. La viscosidad del fluido de perforación es una función de cuatro factores:

- Viscosidad del liquido base
- Tamaño, forma y numero de partículas sólidas por unidad de volumen
- Fuerzas interparticulares
- Grado de emulsificación del aceite en agua ó del agua en aceite y la estabilidad de las emulsiones.

La temperatura afecta la viscosidad de la base liquida: agua, aceite ó ambos ya que con el aumento en la temperatura la cohesión molecular disminuye, dando como resultado una reducción en la viscosidad del líquido. La temperatura afecta la viscosidad del aceite más que la del agua, la cual tiene una viscosidad mucho más baja que la del aceite.

### **2.3 FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE ACEITE**

En general los lodos base aceite han sido definidos como un sistema cuya fase externa o continua es algún aceite apropiado, los lodos base aceite pueden contener alguna cantidad de agua en forma de gotas pequeñas, homogéneas en tamaño y uniformemente dispersas comúnmente llamadas la fase interna o discontinua. El contenido de agua esta gobernado por las propiedades que se requieren para dicho lodo. Generalmente las mezclas de lodos base aceite suministradas por varias compañías contienen del 2-7% en volumen de agua.

En el presente hay dos sistemas de lodos cuya fase externa es aceite: Verdaderos lodos base aceite y los lodos de emulsiones invertidas. Para diferenciar entre estos dos tipos de lodos se tiene en cuenta el contenido de agua ya que su función en cuanto a propiedades reologicas y características en control de la filtración son las mismas.

Los verdaderos lodos base aceite llegan a ser emulsiones invertidas cuando su contenido de agua excede el 15% en volumen. Los lodos base aceite verdaderos son generalmente muy oscuros, mientras que las emulsiones invertidas tienen un

ligero color café dependiendo del tipo y la cantidad de aceite usado. Los verdaderos lodos base aceite tienen los siguientes componentes: Aceite apropiado, Asfalto, Agua, Emulsificantes, Surfactantes, Hidróxido de calcio, Materiales pesantes y Otros aditivos químicos.

De todos estos componentes solo el aceite y el asfalto son necesarios para el correcto funcionamiento de los lodos base aceite. Los otros componentes solo son usados con el propósito de realzar y estabilizar las propiedades reológicas y las características plásticas.

**Fase Aceite:** Los principales criterios en la selección del aceite son la caracterización, disponibilidad y precio. Entre los cuales los siguientes aceites han ganado amplia aceptación: Aceite crudo y aceites refinados como diesel, kerosén, aceite fuel pesado, etc.

De estos tipos de aceite el diesel es el mas usado en la preparación de los lodos base aceite debido a su caracterización superior. Puesto que el aceite diesel es un aceite refinado y posee propiedades altamente uniformes.

**Fase Discontinua (Agua):** Si bien la presencia de agua no se requiere en los lodos base aceite, alguna cantidad de agua se adiciona para reaccionar con los aditivos químicos, para realzar las propiedades reológicas y características plásticas del lodo base aceite. El agua en el lodo base aceite se encuentra en la forma de pequeñas gotas homogéneas y uniformemente dispersas en la fase continua aceitosa, las propiedades del lodo base aceite son afectadas en alguna dimensión por la estabilidad y uniformidad de estas gotas de agua. La estabilidad de la emulsión disminuye con el incremento en el contenido de agua en el lodo base aceite. Con el incremento en el número de gotas de agua, hay un mayor chance de un rápido coalescimiento, para estos casos una mayor estabilidad en la emulsión se da adicionando la fase continua que separa las gotas.

**Agentes de Cuerpo:** Los agentes de cuerpo se han usado en los lodos base aceite para lograr las propiedades reológicas deseadas y las características de pérdidas por filtración. Los agentes de cuerpo están clasificados en dos grupos:

- *Materiales de tamaño coloidal:* Los asfaltos mencionados anteriormente, son materiales organofílicos y son usados en los lodos base aceite para impartir las propiedades requeridas y el control de pérdida de fluidos principalmente a través de sus características adsorptivas. Cada partícula de asfalto tiene la tendencia de agregarse con otras partículas formando micelas. Estas micelas en la presencia de ciertos aceites refinados, se asocian para formar redes de estructura micelar en la fase continua aceitosa y así impartir las propiedades reológicas deseadas y controlar las pérdidas por filtración como lo hacen las arcillas en los lodos base agua. El asfalto usado comúnmente es el asfalto especial soplado con aire.

- *Emulsificantes:* Entre las funciones más importantes de los emulsificantes en los lodos base aceite están: impartir la resistencia necesaria para la suspensión de materiales pesantes al gel débil, emulsificación del agua tomada durante las operaciones de perforación (contaminación por agua), control de la tensión de alguna emulsión acuosa resultante de la contaminación con agua, y por lo tanto control de la pérdida de fluidos.

**Materiales Pesantes:** Dos materiales pesantes son usados en los fluidos de perforación base aceite: Sulfato de Bario (Barita), el cual es usado también en los lodos base agua para cumplir con la misma función pesante y Carbonato de calcio. La diferencia entre la barita y el carbonato de calcio, es que el carbonato de calcio se humedece rápidamente con el aceite reduciendo los costos de tratamiento surfactante en los cuales se incurre con la barita.

La necesidad de estabilizar las formaciones arcillosas ha conducido al desarrollo de lodos inhibidos, cuya función va mucho más allá de una simple inhibición del

hinchamiento de las arcillas altamente expandibles como las esmectitas. Este tipo de lodo exhibe una reactividad mínima con la cara del pozo y más específicamente con el amplio rango de shales, claystones, mudstones, y otras formaciones arcillosas. Es un fluido que tendrá un mínimo efecto dispersivo sobre los ripios perforados, suministrando así una remoción de sólidos más efectiva en la superficie. Actualmente la perforación de pozos petroleros en el Piedemonte Colombiano (zona de interés para la investigación) se utilizan esencialmente lodos base aceite. Debido a que la permeabilidad hidráulica ( $k_h$ ) de los shales es extremadamente baja, con un lodo base aceite (OBM, por sus siglas en inglés), el aceite no entrará en los poros del shale a menos que la presión diferencial ( $\Delta P$ ) exceda las presiones de entrada capilar mínimas (Olaya, 2001). Consideraciones teóricas soportan la explicación de que la fase continua de un lodo base aceite debe reducir la comunicación efectiva de la cabeza hidrostática al fluido de poro, suministrando un esfuerzo radial compresivo neto sobre la pared del hueco y promoviendo así la estabilidad.

## **2.4 MECANISMOS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS FLUIDOS BASE ACEITE**

El excelente comportamiento estabilizante de un lodo base aceite convencional es el resultado de tres mecanismos:

1. La presión capilar en la interfase entre el aceite contenido en el lodo y el agua del espacio de poro previene que el filtrado entre en el shale a menos que la roca este fracturada o se aplique una sobrepresión muy alta. Esto suministra un significativo soporte hidráulico en la pared del hueco.
2. La película de aceite previene la hidratación del shale y el debilitamiento superficial asociado.

3. El carácter semipermeable de la película de aceite (más efectivo que para el shale solo) combinado con la baja actividad de la fase salmuera del lodo, puede deshidratar el shale cerca de la cara del pozo, disminuyendo la presión de poro y aumentando así la estabilidad.

**2.4.1 Lodos base aceite de actividad balanceada** Son aquellos lodos cuya presión de vapor acuosa relativa (actividad), en el medio de perforación es igual a la presión de vapor acuosa relativa de la formación penetrada (Chenevert, 1970b). El objetivo básico en el diseño de un lodo base aceite para una formación problemática específica es ajustar la actividad de la fase agua del lodo de modo que el agua sea esencialmente inerte a la formación perforada; esto es, de modo que no haya transferencia significativa de agua desde el lodo hacia la formación. Restringiendo la transferencia de agua, la formación experimenta poco hinchamiento y permanece estable mientras se está perforando. Este balance no se puede lograr si la actividad del agua en el lodo es significativamente mayor o menor que la actividad del agua en el shale.

Desafortunadamente, no se ha podido establecer una relación simple entre la actividad del agua y la profundidad. Parece que debido a que los esfuerzos tectónicos y la historia geológica varía entre los campos, la actividad del agua en el shale varía con la localización también como con la profundidad.

Para lograr un balance de actividades entre el fluido de perforación y los shales, es necesario determinar el valor de actividad de la roca, y así, después de que se ha determinado la actividad del agua en el shale, se le adiciona sal a un lodo base aceite hasta que la actividad del agua en el lodo sea igual a la actividad estimada del agua en el shale<sup>8</sup>.

### **3 MECANISMO DE INTERACCION FLUIDO-SHALE<sup>6</sup>**

La interacción de las rocas arcillosas con los sistemas de lodo base agua es mucho mas intensa en los shales, debido a la presencia de cantidades variables

de minerales de arcilla (Ravina, 1973). Estas rocas experimentan cambios físico-químicos y mecánicos cuando están en contacto con sistemas de lodo reactivo, en el momento en que con facilidad toman agua del filtrado a partir de la fase líquida. Esta absorción puede ocurrir en tres maneras diferentes.

1. Absorción en el espacio del poro entre las partículas.
2. Absorción de la superficie. El fluido puede también absorberse en las superficies de los minerales de arcilla.
3. Absorción inter-laminar, cuando los fluidos pueden penetrar entre las laminas de minerales de arcilla que son susceptibles a hinchamiento, como por ejemplo en la esméctita y causar expansión dimensional.

Este proceso de interacción entre la roca y el fluido de perforación resulta muy complejo y puede conducir a cambios rápidos en el comportamiento de la roca. Los principales factores que intervienen en el comportamiento de las rocas arcillosas son:

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

Dependiendo de la cantidad de agua o filtrado que ingrese, las partículas clásticas especialmente los minerales de arcilla de los shales invadidos pueden mostrar diferentes grados de interacción y cambios en su comportamiento. Según Terzaghi (1951) los esfuerzos de la formación invadida se pueden dividir en esfuerzos neutrales y efectivos, (los esfuerzos efectivos son los que controlan la respuesta mecánica de la roca). La interacción fluido-roca induce esfuerzos adicionales (hinchamiento, hidratación y esfuerzos generados debido al colapso microscópico) dentro de la zona invadida. Estos esfuerzos disminuyen significativamente la

componente de esfuerzos efectivos y de esta manera influencia el comportamiento mecánico de la roca.

La inestabilidad del hueco relacionada al lodo de perforación se puede atribuir a una combinación de diferentes efectos de la interacción entre el fluido y la roca y se pueden resumir de la siguiente en: Efectos geomecánicos, efectos físico-químicos, efectos físicos y efectos de las características y composición del shale.

### **3.1 EFECTOS GEOMECÁNICOS**

Los efectos geomecánicos de la interacción fluido-roca causan cambios en las propiedades mecánicas como: resistencia, comportamiento esfuerzo-deformación y propiedades elásticas de la formación invadida. Debido a esta interacción, la zona invadida puede desarrollar un estado de anomalía de esfuerzos y una reducción significativa de la resistencia del material donde puede ocurrir una deformación o falla. La interacción fluido-roca, puede producir una concentración marcada de esfuerzos en algunas áreas, conduciendo a un estado limite de esfuerzos que influye en el comportamiento mecánico de la roca invadida, cuando hay una interacción muy fuerte se pueden inducir fallas a lo largo de los planos de cizalla. Las fallas que se pueden presentar dependen de: la intensidad de la interacción, cantidad de degradación mecánica de la zona invadida y del estado de esfuerzos alrededor del hueco, estas fallas pueden provocar diversos problemas como: fracturamiento, colapso y reducción del hueco.

**3.1.1 Efectos en la resistencia de la roca** Los principales factores que afectan la resistencia de las rocas arcillosas son: la fricción entre las partículas, las superficies de las grietas y juntas y las fuerzas de atracción entre las partículas, estos pueden verse alterados como resultado del ingreso del filtrado. La interacción fluido-roca disminuye la fricción entre las superficies de los granos y también reduce las fuerzas cohesivas entre las partículas. Esto puede conducir a

una reducción en la resistencia a compresión, tensión y cizalla de la roca debido a la degradación mecánica y a la alteración del estado saturado de la roca.

Cuando el filtrado del lodo entra en la superficie de las fracturas de las rocas arcillosas frágiles, las fuerzas de fricción y cohesión que sostienen las superficies juntas, disminuyen o desaparecen. Debido a esta disminución en la resistencia cohesiva pueden ocurrir problemas de ensanchamiento del hueco en shales frágiles (Darley 1969).

Darley (1969) describió como la naturaleza del fluido del hueco afecta la resistencia de la formación invadida y mostró que el filtrado acuoso de lodos de perforación reactivos disminuye el límite elástico de los shales. De acuerdo a los resultados experimentales de O'Brien y Chenevert (1973), Doty (1986), y Simpson et al (1989) respecto a la interacción del lodo de perforación con el shale, los lodos reactivos causan un ablandamiento general y un debilitamiento de la zona invadida especialmente de la superficie del hueco a pesar de la adherencia de los shales hidratados a la pared del hueco.

Las superficies de las partículas minerales tienen una configuración rugosa que produce interferencia y resistencia a cizalla, la interacción fluido-roca reduce esta resistencia entre las partículas y el material de la roca ofrece una disminución de la resistencia por fricción incluso si no existen cambios en el estado de esfuerzos alrededor. La resistencia cohesiva de las rocas arcillosas es función de su contenido de agua (Potter et al 1980) y esta relacionado a la energía de la superficie libre del material. Cuando el filtrado de lodo entra en la formación, la energía libre de la superficie de estas partículas disminuye substancialmente con una reducción drástica de la cohesión entre las partículas, como la fricción entre las partículas y la cohesión determinan la resistencia a cizalla de la roca esto provoca una disminución en su resistencia.

Generalmente las rocas arcillosas tienen muy baja resistencia tensil y la interacción fluido roca puede causar suficientes cambios en esta resistencia y causar fracturamiento de la pared del hueco aun cuando no hay cambios en la presión del lodo. Salisbury et al (1991), investigo los mecanismos de daño

inducidos por el lodo y los problemas de inestabilidad del hueco y mostró que la interacción del lodo de perforación con las rocas arcillosas reduce la resistencia de las rocas invadidas de 10 a 100 veces comparada a la de la roca original, de acuerdo a Hale et al (1992) la interacción físico química de las rocas arcillosas con los sistemas de lodo de perforación también tiene un efecto pronunciado en la resistencia compresiva de la roca.

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

**3.1.2 Efectos en la deformación y propiedades elásticas** La interacción fluido-roca, influye en las características de deformación de la roca, debido a los cambios en los límites de consistencia (límite plástico, límite elástico). Estos cambios pueden causar deformación elástica, viscosa o plástica de la roca dependiendo de las condiciones del hueco, si la intensidad de la interacción es fuerte las rocas arcillosas pueden llegar a ser masas de agregados lubricados hasta deformarse plásticamente, causando flujo radial y ocasionando problemas de reducción del hueco.

La deformación plástica de la roca invadida puede estar acompañada de un endurecimiento debido a la ligadura intercristalina.

En el caso de interacción moderada pueden ocurrir deformaciones elasto-plásticas o visco-plásticas, en este tipo de comportamiento, una parte del material de la roca invadida puede deslizarse a lo largo de una superficie plana de debilidad, provocando el colapso de la pared del hueco, o la roca invadida puede fluir plásticamente después de la deformación elástica sin generar superficies precipitables de separación, las cuales pueden generar problemas de reducción del hueco.

La interacción fluido roca también aumenta el efecto de Poisson (relación de la deformación transversal y la deformación axial) y complica su comportamiento mecánico por un aumento de la ductilidad de la roca invadida.

**3.1.3 Comportamiento esfuerzo-deformación** El comportamiento esfuerzo-deformación de las rocas arcillosas invadidas, proveen la mejor información de cedencia, comportamiento frágil o dúctil y proveen valiosa información para realizar modelos (elásticos lineales y no lineales, y/o plásticos) y de esta forma permiten obtener un método efectivo para predecir y controlar la inestabilidad del hueco. La intensidad de la interacción influye directamente en el comportamiento esfuerzo deformación, dependiendo del grado de esta, las muestras tratadas con lodo pueden mostrar diferentes tipos de comportamiento.

Debido a la degradación mecánica de las rocas arcillosas, la carga actuante causa que las grietas o fracturas dentro de la estructura de la roca se abran o se cierren y esto hace que el comportamiento esfuerzo-deformación de las rocas tratadas con lodo reactivo sea no lineal, la curva de esfuerzo deformación convexa sugiere un comportamiento visco-plástico. El debilitamiento o ablandamiento de la roca debido a la interacción fluido-roca también produce curvas de esfuerzo-deformación no lineales. Si después de la interacción con un sistema de lodo, la curva muestra un aumento monótono en la deformación con pequeños o ningún cambio en el valor de esfuerzos, el modelo de comportamiento plástico será más apropiado que el elástico para analizar la inestabilidad del hueco.

## **3.2 EFECTOS FISICO-QUIMICOS**

Las rocas arcillosas constan de partículas químicamente muy estables, por ejemplo cuarzo y otras menos estables como minerales arcillosos y carbonato, la cantidad relativa de minerales químicamente estables e inestables varia mucho y por esta razón existe un amplio rango de cambios en el comportamiento. Como resultado de los efectos físico-químicos de la interacción fluido-roca, los minerales menos estables pueden reaccionar y transformarse en una masa inestable de partículas muy pequeñas. Los minerales estables normalmente permanecen en el

estado original, pero también pueden cambiar bajo ciertas condiciones de temperatura y esfuerzo.

Los minerales arcillosos y no arcillosos de formaciones como los shales desarrollan cohesión entre las partículas durante la depositación y la diagénesis, como resultado de la presión, temperatura, expulsión de líquidos y cambios químicos. Los efectos físico químicos de la interacción fluido-roca como intercambio cationico e hinchamiento tienen a su vez efectos significativos en la unión entre las partículas de las rocas y de esta manera también en su comportamiento ingenieril.

### **3.3 EFECTOS FÍSICOS**

Los lodos de perforación tienen fuertes características de filtración y pueden causar cambios significativos en el contenido de humedad, saturación, porcentaje de vacíos, permeabilidad, etc. La masa de roca invadida puede consecuentemente experimentar cambios en su estructura micro o macro, lo cual puede influenciar significativamente el comportamiento ingenieril del material.

La interacción fluido-roca causa cambios en la asociación entre cara y cara, borde y cara de plaquetas de arcilla individuales o agregados de las rocas ricas en arcilla y esto puede ocasionar cambios en las propiedades físicas de la masa de roca.

En el caso de rocas sensitivas a las condiciones del fluido, la entrada del filtrado hacia la formación puede causar un cambio drástico en los límites de consistencia (límite plástico, límite elástico) ocasionando colapso de la pared del hueco. Las fisuras recién formadas resultantes de los efectos del deterioro por la interacción del fluido con la roca son mucho más grandes y menos uniformemente distribuidas que los espacios inter-granulares que estaban presentes en la roca original y consecuentemente las propiedades físicas de la masa de roca disminuyen considerablemente y contribuyen a problemas en el hueco.

Tan pronto como el fluido entra en la formación la cementación puede ser destruida y la falla puede tomar lugar (Reynolds 1961) Los cambios en la permeabilidad, porosidad y fisilidad de la roca también juegan un papel importante en la respuesta a la deformación y resistencia tensil (Goodman 1980).

### **3.4 EFECTOS EN LAS CARACTERÍSTICAS Y COMPOSICIÓN DE LAS ROCAS**

La intensidad de la interacción de un shale particular con un lodo base agua y la tendencia a la humedad del shale después de la interacción aumenta con el incremento de la cantidad de arcilla expandible. Las rocas que contienen minerales arcillosos con superficies asimétricas como por ejemplo caolinita tienen mayor capacidad de soportar distorsión que los shales que contienen montmorillonita (Ravina 1973).

Las rocas arcillosas jóvenes menos litificadas y cementadas se debilitan y dispersan más fácilmente en presencia de sistemas de lodo reactivo, que las rocas arcillosas viejas que están más fuertemente litificadas y cementadas debido a los procesos de consolidación y diagénesis

## **4 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y METODOLOGIA PROPUESTA PARA LA INVESTIGACION**

El fenómeno de interacción puede ocasionar graves problemas como: colapso de pozo, pega de tubería, pobre limpieza de hueco, ensanchamiento de las paredes del pozo, fracturamiento y pérdida de circulación, entre otros. Lo anterior justifica la necesidad de realizar análisis minuciosos de los efectos causados por la interacción fluido-roca, en las propiedades mecánicas de la formación, ya que de una apropiada caracterización mecánica dependerá el éxito de las operaciones de perforación. El objetivo de estos análisis será entonces obtener bases sólidas para tomar decisiones adecuadas y así lograr prever de manera precisa la respuesta de

la roca ante los diferentes cambios de condiciones a los que se somete durante la perforación.

Este tipo de investigaciones requieren estudios cuidadosos de los diversos factores que intervienen en el mecanismo de interacción fluido-shale, y como estos pueden afectar cada una de las propiedades de la roca, lo cual puede resultar bastante extenso y debería realizarse por etapas (estudiando por separado el efecto causado en cada una de las propiedades), por esta razón el objetivo de la actual investigación estuvo dirigido únicamente al análisis del efecto de interacción fluido-shale en la resistencia de la roca, utilizando como un indicador de la afectación de esta propiedad, los parámetros obtenidos de la prueba de indentación.

Estudios realizados en los últimos años por la industria petrolera, mas exactamente por la Facultad de Minas – Ingeniería de Petróleos de la Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín en cabeza del ingeniero José Gildardo Osorio Gallego, se encontró que uno de los principales factores que influye en la estabilidad de los pozos es la resistencia de la roca, con base en análisis estadísticos se obtuvo que para los dos modelos planteados la resistencia compresiva uniaxial UCS de la formación fue la variable de mas alta influencia.

Ahora bien, en la actualidad la obtención de una propiedad tan importante como esta tiene varias limitaciones como son:

- La obtención de corazones de roca, tiene un gran impacto, que se puede ver reflejado en un incremento substancial del costo de un plan de perforación.
- Ocurre una afectación técnica debido a que la extracción de corazones implica reducir la tasa de perforación a niveles muy bajos mientras duren las labores de extracción de núcleos, lo cual causa retraso en los planes de perforación trazados en comparación con uno que no incluya dichas tareas.
- Desde el punto de vista operativo el impacto también es alto, ya que se requiere la extracción de toda la tubería de perforación para cambiar la broca e introducirla nuevamente, el tiempo de duración de esta operación varia con la profundidad y para 11000 pies podría ser hasta de 24 horas.

Cuando se utilizan métodos indirectos para determinar la resistencia de la roca, como por ejemplo registros de información sónica junto con datos de análisis litológico de la formación, se encuentran otras limitaciones como:

- La resistencia de la roca se deriva de teorías elásticas, relacionando las respuestas acústicas de la roca a su dureza, es decir no es una medida directa.
- Los registros sonicos son tomados al final de la sección, por lo tanto no están disponibles durante las operaciones de perforación.

Debido a que tanto los métodos directos como los indirectos, para determinar la resistencia de la roca, requieren que las pruebas se hagan sobre especímenes de tamaño adecuado y geometría conocida, la determinación del UCS resulta mucho más compleja en especial cuando se trata de rocas arcillosas como los shales, por esta razón la industria del petróleo se ha esforzado por investigar y desarrollar nuevas alternativas en procedimientos y técnicas que permitan obtener resultados confiables acerca de las propiedades mecánicas de las rocas. Como respuesta a esta necesidad se desarrolló la técnica de indentación sobre cortes de perforación. Las investigaciones realizadas hasta el momento han concluido que los valores que se obtienen por medio de los parámetros de la prueba de indentación son suficientemente confiables para determinar propiedades mecánicas de las formaciones y por lo tanto aportan información valiosa para diversos usos, algunas de las aplicaciones encontradas hasta el momento en la literatura son: Evaluación de las formaciones a partir de registros de ripios<sup>1</sup>, Medición de la resistencia de la roca sobre ripios de perforación como datos para optimizar el sistema de selección de la broca<sup>2</sup>, Predicción de parámetros de la roca a partir de mediciones de microindentación. El efecto del tamaño de la muestra<sup>3</sup>, análisis de estabilidad de pozo en tiempo real<sup>4</sup>

En Colombia, esta técnica se ha utilizado con muy buenos resultados en el desarrollo de una correlación que permitiría determinar valores de UCS en

areniscas y se adelantan trabajos en el desarrollo de correlaciones para otras litologías como Shales y calizas.

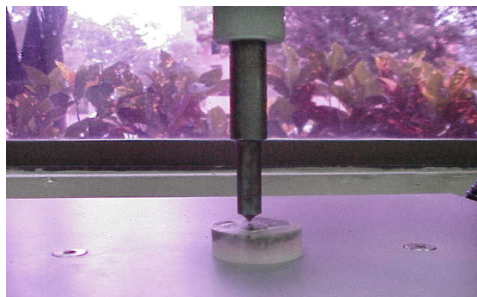
#### 4.1 TÉCNICA DE INDENTACIÓN

Esta técnica se puede definir como una prueba rápida y de bajo costo que sirve para recopilar propiedades mecánicas por medio de ripios de perforación (fragmentos pequeños de roca) aprovechando que estos son el primer contacto con el material verdadero de subsuperficie de la formación. Constituye una prueba índice que permite la producción de valores, directamente relacionados a las propiedades de la roca, por medio de un análisis estadístico simple.

El objetivo de la prueba es obtener información del comportamiento mecánico de las rocas a partir de mediciones sobre cortes de perforación, lo cual desde el punto de vista aplicativo es muy importante.

**4.1.1 Descripción de la prueba** La prueba consiste en la aplicación de una carga variable, sobre una partícula de roca, por medio de un indentador, el cual consiste en una pieza metálica de forma alargada con una punta (plana) en forma de cilindro macizo de 0.5 mm de alto y 1mm de Diámetro (figura 1), durante la prueba, a medida que se aplica la carga se registra la respuesta de la roca (resistencia de la roca a ser penetrada) como la medida de la penetración (desplazamiento en mm) realizada por el indentador.

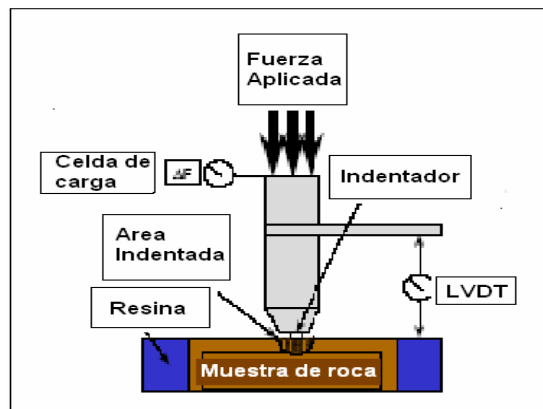
Figura 1. Indentador metálico de punta plana utilizado en la prueba de indentación.



Fuente: Autora del proyecto

**4.1.2 Esquema general del equipo** El equipo apto para llevar a cabo las pruebas de indentación debe tener en su esquema general (Figura 2) dos dispositivos básicos, que son: una celda de carga, que permite registrar permanentemente la magnitud de la carga aplicada durante la prueba y un LVDT (Linear Variable Differential Transducer) que es el que se encarga de registrar la profundidad de penetración del indentador en la roca. Tanto la celda de carga como el LVDT son detectores de variaciones de parámetros mecánicos, que se encargan de convertir en impulsos eléctricos, las señales para el tratamiento de los datos en el computador. De esta forma con los dispositivos básicos nombrados anteriormente, montados adecuadamente se pueden hacer las pruebas de indentación.

Figura 2. Esquema general del equipo utilizado para la prueba de indentación.



Fuente: Zausa, F and Santarelli, F.J.: Paper SPE/IADC 37670 - Drilling Conference, 1997

**4.1.3 Preparación de las probetas para la realización de la prueba** Como se menciono anteriormente, lo más relevante de la técnica es que se puede realizar sobre ripios de perforación, o cortes de roca de tamaño pequeño y de forma completamente irregular. Por esta razón se debe adoptar una metodología que permita garantizar las condiciones necesarias para obtener medidas confiables, para ello los ripios de perforación de diámetro mínimo de 3mm se deben encapsular en un material cementante con el cual se forma una probeta que tiene forma de disco, para tal fin se ha encontrado como mejor alternativa una resina una resina acrílica llamada metacrilato, utilizada en dentistería para hacer

montajes, prótesis dentales y elaboración de piezas sintéticas. Esta resina es medianamente traslúcida, el tiempo de curado es de aproximadamente 30 minutos, y la viscosidad de la mezcla depende de las proporciones de mezclado de sus aditivos. En cuanto al efecto que causa la resina en los fragmentos se tiene que al hacer el vaciado de la resina sobre los fragmentos de roca o ripios de perforación, esta tiende a invadir los espacios porosos de la roca, pero este fenómeno es relevante solo cuando la roca es demasiado porosa.

El procedimiento para obtener la probeta se muestra en la figura 3 y se detalla a continuación:

1) Los cortes de roca se ubican en un molde cilíndrico (previamente impregnado con aceite para evitar que el disco se pegue al molde) con un fondo removible.

2) A continuación se mezclan aparte los aditivos y se vacía dentro del molde hasta que los fragmentos de roca queden cubiertos completamente.

3) Transcurridos los 30 min del tiempo de fraguado, la muestra se extrae del molde y después de tener el disco es necesario desbastarlo para descubrir la superficie de la mayor cantidad de fragmentos posible.

Figura 3. Procedimiento para la elaboración de las probetas para la prueba de indentación.



Fuente: Autora del proyecto

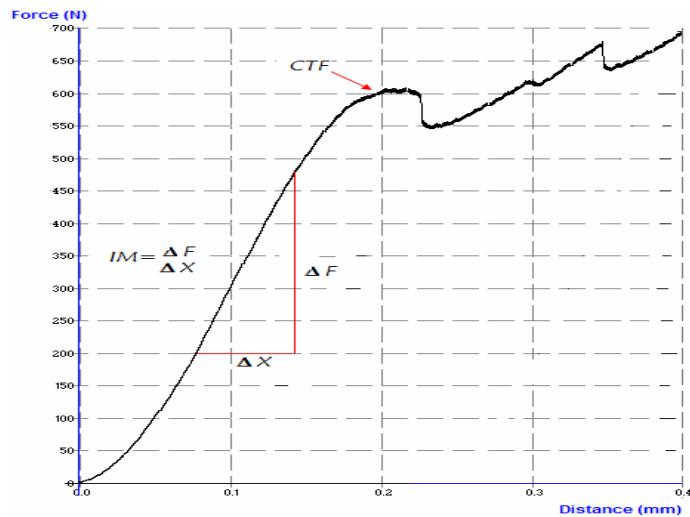
El encapsulamiento de las muestras se realiza con el fin de:

- Dar estabilidad a las muestras mientras se realiza la prueba.
- Garantizar que la probeta tenga una superficie plana y perpendicular al indentador
- Permitir que las muestras puedan ser pulidas fácilmente, para descubrir la superficie de los cortes después del fraguado del material cementante y asegurar la orientación perpendicular al indentador.
- Evitar fallas la propagación de fallas tensíles producidas por el indentador que puedan generar la falla de la muestra de roca.

Debe evitarse que las partículas de roca queden en los bordes de la probeta puesto que una parte de la carga que se transmite a la roca se transmite también a la probeta y en el caso de que un fragmento este en el borde de la probeta se genera una zona de dilatación, que tiene menor rigidez, por lo que la carga tendera a dirigirse hacia esta zona generándose inmediatamente una fractura dado que en este caso la resina de encapsulamiento pierde una de sus funciones específicas como es evitar la propagación de fallas ténsales, es decir dar soporte lateral al fragmento.

**4.1.4 Resultado de la prueba de indentación** Como se menciona anteriormente, cuando se realiza una prueba de indentación tanto carga como desplazamiento se registran, dando como resultado una gráfica como la de la figura 4.

Figura 4. Grafica de carga aplicada en Newtons vs Penetración en milímetros, obtenida de la prueba de indentación.



Fuente: Autora del proyecto

En esta grafica se puede observar una zona lineal que corresponde al comportamiento elástico de la roca, de este tramo se obtiene la pendiente, que es uno de los parámetros mas importantes de la prueba, se llama Modulo de microindentación (IM) y tiene unidades de N/mm. Más adelante se encuentra un punto donde se pierde el comportamiento lineal o proporcional, este punto corresponde al nivel de carga donde el material se deforma sin que exista un aumento considerable en la carga aplicada, este punto se llama Fuerza Crítica de Transición (CTF) y tiene unidades de Newtons. Actualmente estos son los parámetros que se utilizan para hallar las correlaciones con la UCS de las rocas. En la grafica también se observa una zona donde la deformación de la roca no es proporcional a la carga aplicada, lo cual evidencia como la roca esta sufriendo deformaciones permanentes o plásticas. Como se puede observar esta grafica tiene gran similitud a una grafica convencional de esfuerzo-deformación, la gran diferencia esta en que, para esta prueba no se utilizaron muestras de gran tamaño ni probetas de dimensiones conocidas, sino por el contrario pequeñas muestras de forma irregular encapsuladas adecuadamente.

**4.1.5 Principales ventajas de la técnica de indentación** Las ventajas principales de esta técnica se pueden resumir de la siguiente manera:

- Es una prueba rápida y económica si se compara con pruebas mecánicas clásicas.
- Proporciona la información directa sobre el comportamiento mecánico de la roca, con una correlación preestablecida.
- El equipo para llevar a cabo la prueba es portátil y por lo tanto, se puede llevar directamente al sitio de la plataforma.
- Permite un continuo control de la resistencia de la roca directamente en el sitio durante la perforación.

La resistencia que oponen los fragmentos de roca a ser penetrados es un indicativo de la resistencia Compresiva Uniaxial de la roca origen. Así por ejemplo un material con baja resistencia tendrá también un IM y CTF bajo. Este hecho, junto con las ventajas descritas anteriormente es lo que se aprovechara para extraer información a cerca del efecto causado en la resistencia, debido a la interacción entre el fluido de perforación y la roca, de esta manera los resultados de la presente investigación, servirán para conocer si los parámetros IM y CTF obtenidos de las pruebas de indentación realizadas sobre muestras que han estado expuestas al contacto con fluidos de perforación son medidas representativas del verdadero estado de la roca a una determinada profundidad o si su grado de afectación debido a esta interacción fue tal, que se comporta de una manera diferente.

Teniendo en cuenta que durante todo el proceso de análisis, se utilizo la misma muestra de roca, y que cuando se trata con rocas arcillosas como lo shales, un aspecto muy importante es tener acceso a una descripción acertada de las principales características de esta, ya que su comportamiento geomecánico y las posibles interacciones fisicoquímicas que se presentan, dependen o se ven influenciados particularmente por aspectos geológicos y en especial por el contenido y la clase de minerales arcillosos que contengan (esto varia mucho de

una roca a otra) fue necesario, para esta investigación, recurrir a los resultados encontrados por el frente de interacción química del grupo Estabilidad de pozo, el cual se puso en la tarea de realizar una clasificación detallada de la muestra de roca, realizando todas las pruebas necesarias para esto. A continuación se describen brevemente los resultados obtenidos de estos estudios, acerca de las características más importantes de la roca que se utilizó para el análisis de interacción que se quiere realizar.

## 5 CARACTERÍSTICAS DE LA MUESTRA DE ROCA UTILIZADA

Todos los resultados obtenidos de las pruebas realizadas corresponden a muestras no preservadas (figura 5) del núcleo proveniente del pozo UIS 10, de la unidad C6 de la Formación Carbonera en un intervalo de profundidad entre 10698'2" - 10698'9"; 10700'1.5" - 10702'; 10702' - 10702'8".

Figura 5. Fotografía de las muestras utilizadas para los análisis.

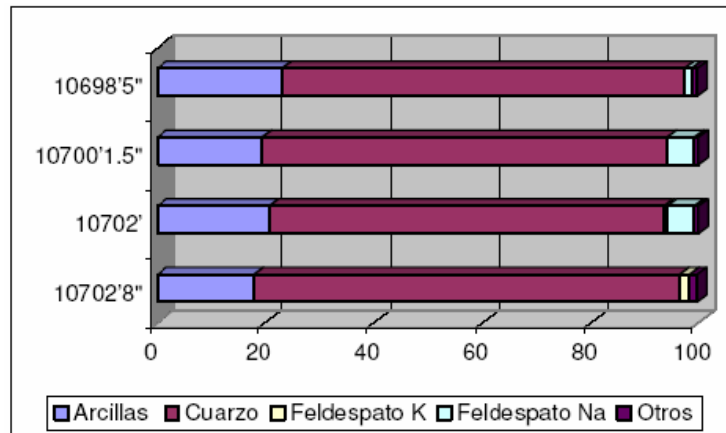


Fuente: Informe técnico, caracterización del núcleo descubierto de carbonera C6, ICP.

Según los resultados de la prueba de difracción de rayos x, se encontró que en la composición mineralógica de las muestras recolectadas, la concentración promedio de minerales arcillosos es de aproximadamente 20% en peso, lo cual indica que a pesar de que el tamaño de grano de las muestras es predominantemente arcilloso, el mayor porcentaje en peso (75%), corresponde a

cuarzo, en la composición de la fracción inferior a dos micras, el mayor porcentaje promedio lo tienen las illitas (37%), seguidas por caolinita (30%), clorita (16%) y esmectita (1%), el porcentaje de cuarzo microcristalino (16%) es relativamente alto si se compara con los porcentajes de los minerales arcillosos, estos resultados se presentan de forma grafica en la figura 6.

Figura 6. Porcentaje de minerales arcillosos en las muestras.



Fuente: Informe técnico, caracterización del núcleo descubierto de carbonera C6, ICP.

El tamaño de grano predominante se determinó por medio de la observación de las muestras en secciones delgadas, lo cual mostró que la roca es una *arcillolita* en donde se encuentran algunas trazas de granos de cuarzo y pirita tamaño limo, se encontró también el porcentaje de fracturamiento observable por medio de microscopio óptico, el cual esta entre 0,6 y 2,1% y se presenta de manera perpendicular a superficies estilolíticas, el relleno de las fracturas está compuesto principalmente por cuarzo y caolinita, aunque se encontraron algunas fracturas abiertas (0.32% en una de las muestras).

En los análisis de SEM (microscopía electrónica), se observó que los minerales arcillosos de las muestras no se encuentran ordenados de forma preferencial ni siguiendo planos de estratificación bien definidos, por el contrario se encuentran desordenados lo cual puede proporcionar isotropía desde el punto de vista

mecánico. De acuerdo con lo observado en las microfotografías, la laminación que se encuentra en las muestras puede deberse a efectos de la compactación y no debido a que la depositación haya causado que los minerales arcillosos se depositaran cara a cara, esto debido a que con grandes aumentos no es posible encontrar este tipo de arreglo mineral.

Por otra parte, las pruebas de interacción química realizadas (MBT, Absorción Isotérmica, CIC), analizadas en conjunto con los resultados mencionados anteriormente, reflejaron baja reactividad según la prueba de MBT en donde ninguna de las muestras alcanzó un valor superior a 15 libras de arcilla equivalente por cada 100 libras de muestra, estos resultados son correlacionables con los resultados de DRX que como ya se mencionó presentan un porcentaje de minerales arcillosos que no supera el 20%, además, del análisis de los resultados obtenidos a partir de la prueba de capacidad de intercambio

catiónico (CIC) y cationes intercambiables, se pudo observar la correspondencia entre los datos anteriores y los bajos valores de CIC en todas las muestras, lo cual desde el punto de vista mineralógico representa rocas con un contenido de minerales arcillosos no muy alto, y si se observan los cationes intercambiables se encuentra como el ión potasio obtiene los valores más altos, lo cual se explica debido a que el mineral arcilloso más abundante en las muestras es la illita, es importante recordar que aunque este es el catión con mayor abundancia en las muestras analizadas, es el más difícil de intercambiar debido a su tamaño y a su energía de hidratación, a diferencia de los cationes como sodio, calcio y magnesio. El valor de actividad de las muestras utilizadas, no se pudo calcular, debido a que no fueron preservadas, y tampoco fue estimado el contenido inicial de agua.

Como una conclusión mas al final del estudio, la roca se clasifico como una arcillolita cuarzosa donde el porcentaje de minerales arcillosos no supera el 20% en peso de la composición total de la roca.

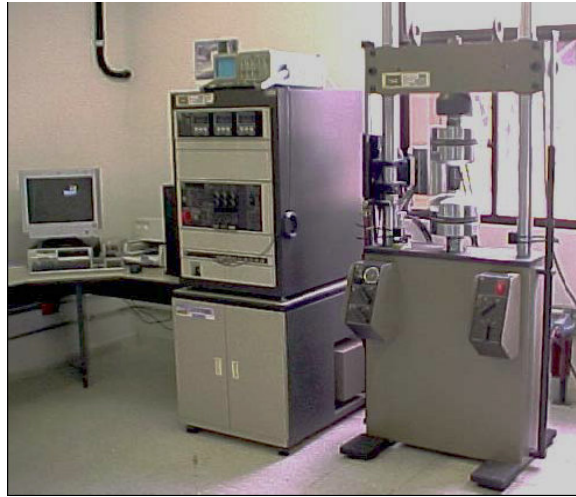
## **6 PRUEBAS DE INDENTACIÓN PRELIMINARES**

El desarrollo de esta investigación requiere de pruebas preliminares, a partir de las cuales sea posible tener una idea de la dispersión de los resultados y al mismo tiempo, utilizar estos datos como parámetros iniciales para plantear el diseño del experimento. Con este fin, como una primera etapa en el adelanto de esta investigación se llevaron a cabo tres series de pruebas diferentes, una en donde los cortes no estuvieron en contacto con ningún tipo de fluido de perforación, cuyos resultados se tomaran como punto de comparación para analizar posteriormente la variación de los parámetros obtenidos de la prueba de indentación, luego de que las muestras se exponen a los diferentes tipos de lodos, y dos más, en donde se modificaron algunas condiciones acerca de la exposición de los cortes y de las características de los lodos utilizados, cada una de estas pruebas, junto con el procedimiento llevado a cabo se explica a continuación.

### **6.1 EQUIPO EXPERIMENTAL UTILIZADO PARA LAS PRUEBAS PRELIMINARES**

El equipo utilizado para la realización de estos tres primeros grupos de pruebas de indentación, fue el MTS-810 (figura 7) el cual pertenece al laboratorio de resistencia de materiales del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). Gracias a la versatilidad de este y a que cumple con las características esenciales del esquema general del equipo para la realización de la prueba (descritas anteriormente en el numeral 4.1.2) y después de fijar los parámetros indispensables y hacer algunos ajustes, se logro registrar adecuadamente de manera simultanea la carga aplicada y el desplazamiento del indentador en la roca, con el fin de lograr extraer los dos parámetros necesarios para el análisis, como son: El Modulo de indentación y la Fuerza critica de transición CTF.

Figura 7. Maquina de prueba de Materiales MTS-810. Utilizada para hacer las pruebas preliminares de indentación.



Fuente: Obtención de la resistencia compresiva uniaxial (ucs) de las rocas a partir de mediciones sobre ripios de perforación, J. Mateus.

**6.1.1 Parámetros de funcionamiento del equipo** En la aplicación de la técnica de indentación existen varios parámetros que son críticos a la hora de hablar de la repetibilidad de las mediciones y la representatividad del comportamiento mecánico de las rocas.

Los parámetros de funcionamiento del equipo, que controlan el procedimiento son:

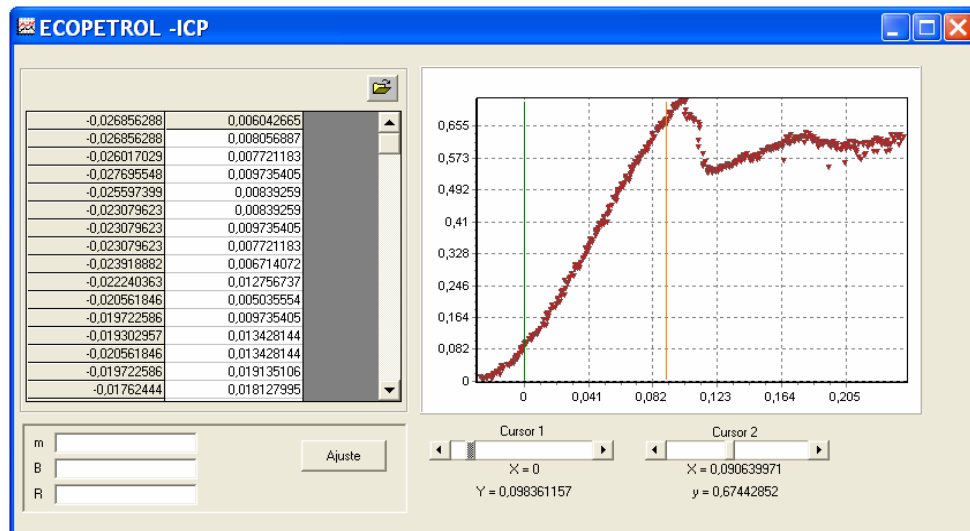
- El desplazamiento máximo del indentador, que es la profundidad a la cual el equipo detiene la aplicación de la carga, este se fijo en 0.3mm, teniendo en cuenta que la punta del indentador mide 1mm (30% aproximadamente).
- La tasa de penetración, la cual se fijo en 0.01mm/s.

Luego de fijar estos valores, lo que el equipo hace es registrar la carga necesaria para penetrar 0,3 mm a una velocidad de 0.01mm/s. También es posible calcular el tiempo de prueba, con la velocidad y el desplazamiento, que para este caso fue de 30 segundos aproximadamente.

## 6.2 METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DE INDENTACIÓN EN LAS PRUEBAS PRELIMINARES

La recopilación de los valores de modulo de indentación y fuerza critica de transición para las pruebas preliminares, se hizo utilizando un sencillo programa que se desarrollo en el Instituto Colombiano del petróleo (ICP), con el objetivo de facilitar y agilizar este proceso. Con la ayuda de esta aplicación, se puede obtener el valor de la pendiente con solo delimitar la zona de interés entre los dos cursores (líneas verde y naranja en la figura 8), la fuerza critica de transición también se puede determinar fácilmente, ya que los cursores van señalando en cada punto de la grafica los valores correspondientes de X (desplazamiento o penetración del indentador en milímetros) y Y (fuerza aplicada en KN), de esta manera es posible encontrar el valor de la fuerza en el punto de deseado (donde la grafica pierde su comportamiento lineal).

Figura 8. Herramienta utilizada para el cálculo de los parámetros de indentación en las pruebas preliminares.



Fuente: Autora del proyecto.

### 6.3 PRUEBAS DE INDENTACIÓN SOBRE MUESTRAS DE SHALES NO EXPUESTAS

Los resultados de estas pruebas de indentación, realizadas sobre muestras no expuestas, servirán como punto de comparación, para analizar las variaciones de los parámetros IM y CTF, luego de que las muestras estuvieron en contacto con los fluidos de perforación, y de esta manera analizar el efecto causado por la interacción, en la respuesta mecánica de la roca.

Para tal fin, a partir de la muestra de shale (cuyas características se describieron en el numeral 5) se obtuvieron pequeños pedazos de roca (simulando ripios de perforación), entre estos se realizó una selección con el fin de escoger las que cumplieran los requisitos indispensables (diámetro mínimo de 3mm) y posteriormente se realizó el proceso de encapsulamiento adecuado de los cortes de roca en la resina de montaje necesario para realizar la prueba. Como producto de esta actividad se obtuvieron 41 muestras, las cuales se agruparon según la profundidad de donde provienen (Tabla 3).

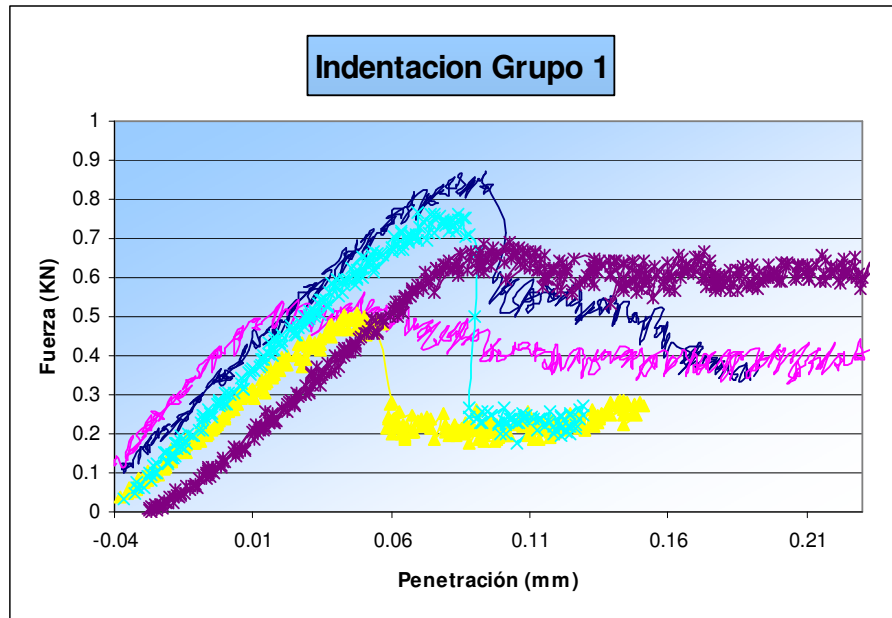
Tabla 3. Grupos de muestras seleccionadas para prueba de indentación sobre cortes de roca no expuestos.

	<b>Profundidad (f t)</b>
<b>Grupo 1</b>	10700,41
<b>Grupo 2</b>	10702
<b>Grupo 3</b>	10702,66

Fuente: Autora del proyecto

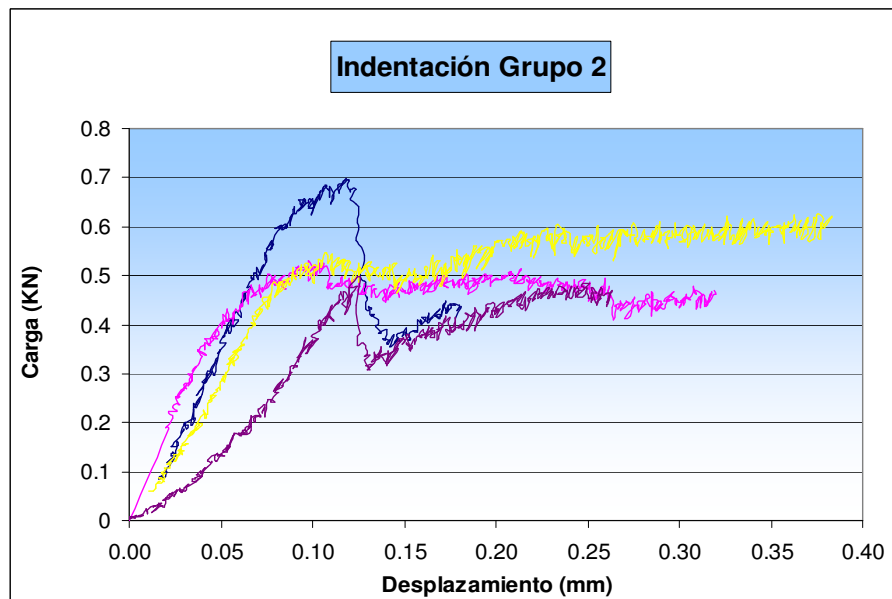
**6.3.1 Resultados de la prueba de Indentación sobre muestras de shales no expuestas** Debido al gran número de pruebas de indentación realizadas y por ende a la gran cantidad de curvas obtenidas, en las figuras 9, 10 y 11, solo se presentan algunas de estas gráficas, que representan el comportamiento de la roca.

Figura 9 Familia de curvas de indentación para muestras del grupo 1, no expuestas al contacto con fluidos de perforación.



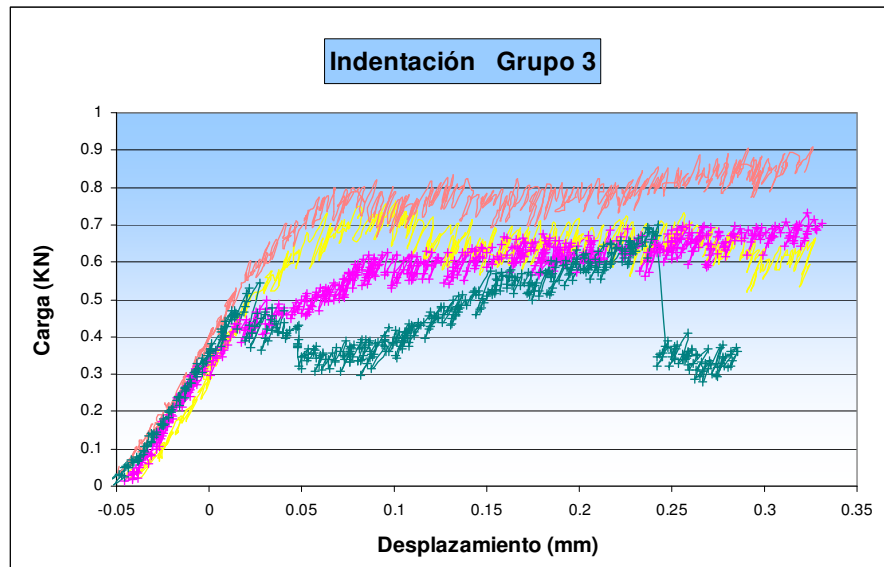
Fuente: Autora del proyecto

Fig. 10 Familia de curvas de indentación para muestras del grupo 2, no expuestas al contacto con fluidos de perforación.



Fuente: Autora del proyecto

Fig. 11 Familia de curvas de indentación para muestras del grupo 3, no expuestas al contacto con fluidos de perforación



Fuente: Autora del proyecto

En estas graficas se puede apreciar el comportamiento o la respuesta de la muestra de roca a medida que se aplica la carga, se observan también claramente las zonas de interés como la parte lineal, correspondiente al comportamiento elástico inicial de la roca (donde se calcula la pendiente o IM) y el punto donde se fractura la muestra (CTF).

Los resultados para cada una de las pruebas realizadas, se presentan en las tablas 4, 5 y 6. Para cada grupo de muestras se calculo un valor promedio de IM y CTF, además se muestran valores de parámetros estadísticos que servirán para analizar el comportamiento de los datos obtenidos.

Tabla 4 Resultados de modulo de indentación y Fuerza critica de transición, obtenidos de la prueba de indentación sobre muestras del grupo 1.

<b>Grupo 1 Prof. 10700.41 ft</b>		
<b>MUESTRA</b>	<b>IM</b>	<b>CTF</b>
1	5,385	0,578
2	5,470	0,624
3	5,806	0,497
4	6,280	0,511
5	6,393	0,499
6	6,707	0,660
7	6,795	0,670
8	6,835	0,745
9	6,846	0,734
10	6,944	0,504
11	6,964	0,702
12	7,089	0,765
13	7,089	0,615
<b>PROMEDIO</b>	<b>6,508</b>	<b>0,623</b>
<b>DESV. ESTANDAR</b>	0,600	0,099
<b>VARIANZA</b>	0,359	0,010
<b>COEF. VARIACION</b>	0,092	0,159

Fuente: Autora del proyecto

Tabla 5 Resultados de modulo de indentación y Fuerza critica de transición, obtenidos de la prueba de indentación sobre muestras del grupo 2.

<b>Grupo 2 Prof. 10702 ft</b>		
<b>MUESTRA</b>	<b>IM</b>	<b>CTF</b>
1	3,894	0,652
2	4,047	0,524
3	4,300	0,691
4	4,463	0,596
5	4,718	0,698
6	4,891	0,498
7	5,229	0,657
8	5,447	0,735
9	5,827	0,768
10	6,287	0,469
11	6,329	0,541
12	6,405	0,900
13	6,556	0,966
14	6,961	0,439
15	7,323	0,729
<b>PROMEDIO</b>	<b>5,512</b>	<b>0,658</b>
<b>DESV. ESTANDAR</b>	<b>1,104</b>	<b>0,152</b>
<b>VARIANZA</b>	<b>1,219</b>	<b>0,023</b>
<b>COEF. VARIACION</b>	<b>0,200</b>	<b>0,231</b>

Fuente: Autora del proyecto

Tabla 6 Resultados de modulo de indentación y Fuerza critica de transición, obtenidos de la prueba de indentación sobre muestras del grupo 3.

<b>Grupo 3 Prof. 10702.66 ft</b>		
<b>MUESTRA</b>	<b>IM</b>	<b>CTF</b>
1	5,225	0,508
2	5,440	0,766
3	5,538	0,598
4	5,785	0,516
5	5,807	0,477
6	6,110	0,763
7	6,412	0,477
8	6,520	0,612
9	7,180	0,719
10	7,450	0,708
11	8,190	0,732
12	8,290	0,556
13	8,654	0,614
<b>PROMEDIO</b>	<b>6,662</b>	<b>0,619</b>
<b>DESV. ESTANDAR</b>	1,175	0,108
<b>VARIANZA</b>	1,379	0,012
<b>COEF. VARIACION</b>	0,176	0,175

Fuente: Autora del proyecto

La buena repetibilidad de los resultados, y el comportamiento similar de la respuesta mecánica de los cortes de roca a medida que se aplica la carga, observado en las graficas obtenidas de la prueba de indentación, permite intuir que los parámetros medidos en esta prueba, están reflejando una característica de la roca, en este caso la resistencia que ofrece el material, a ser penetrado o endentado y esta característica, a su vez, según investigaciones realizadas anteriormente por otros autores <sup>1,2,3,4</sup> se encuentra relacionada con la resistencia compresiva uní axial UCS, situación que en este caso se quiere aprovechar para realizar el análisis del efecto de interacción entre diferentes fluidos de perforación y los shales.

Debido a que el ancho del intervalo al que pertenecen las muestras es pequeño (aproximadamente 2.25 ft. o 0.68 m) se decidió tomar el promedio de todos los resultados para obtener un solo valor de IM y uno de CTF, el resultado de esto se muestra en la tabla 7.

Tabla 7 Valores promedio de Modulo de indentación y Fuerza critica de transición, para la muestra de shale no expuesta al contacto con fluidos de perforación.

MUESTRA	IM (KN/mm)	CTF (KN)
No expuesta	6,192	0,634

Fuente: Autora del proyecto

Estos resultados, se utilizaran para analizar el efecto de interacción, comparándolos con los obtenidos luego de la exposición de las muestras a los diferentes fluidos de perforación.

#### **6.4 PRUEBAS DE INDENTACIÓN EN MUESTRAS DE SHALES, EXPUESTAS AL CONTACTO CON DOS FLUIDOS DE PERFORACION DURANTE EL ENSAYO DE ELONGACION**

Con el objetivo de analizar el efecto causado por la interacción fluido-roca. Se realizaron pruebas de indentación sobre muestras del shale descrito en el numeral 5, luego de que estuvieron en contacto con 2 tipos de lodo, en los cuales se vario la cantidad de dos aditivos Barablok y Barotrol plus, algunas de las características y funciones de estos dos aditivos se describen a continuación.

##### **6.4.1 Principales características y funciones de los aditivos utilizados<sup>13</sup>**

BARABLOK es una resina de hidrocarburo pulverizada, es un bitumen natural con un alto punto de ablandamiento que permite al producto entrar en las fracturas de la formación y planos de estratificación, y unir la matriz para prevenir cambios. El

agente controlador de filtrado BARABLOK no contiene ningún tratamiento químico y puede ser usado en fluidos de perforación base agua o base aceite. Se puede usar regularmente con temperaturas hasta 350°F (177°C).

Algunas funciones o aplicaciones del producto son:

- Estabilizar los shales
- Controlar las perdidas de fluido
- Reduce la invasión del fluido con el mecanismo de taponamiento
- Ayuda a proveer un sellamiento optimo y una depositación adecuada de la torta de filtrado.

BARO-TROL PLUS es una mezcla de hidrocarburos en polvo, finamente molidos y parcialmente dispersables en agua o aceite. BARO-TROL PLUS es usado como estabilizador de los shales, inhibidor de la dispersión de cortes, reductor de torque y aditivo de control de filtrado a alta temperatura para fluidos base agua.

Entre sus aplicaciones y ventajas mas importantes están:

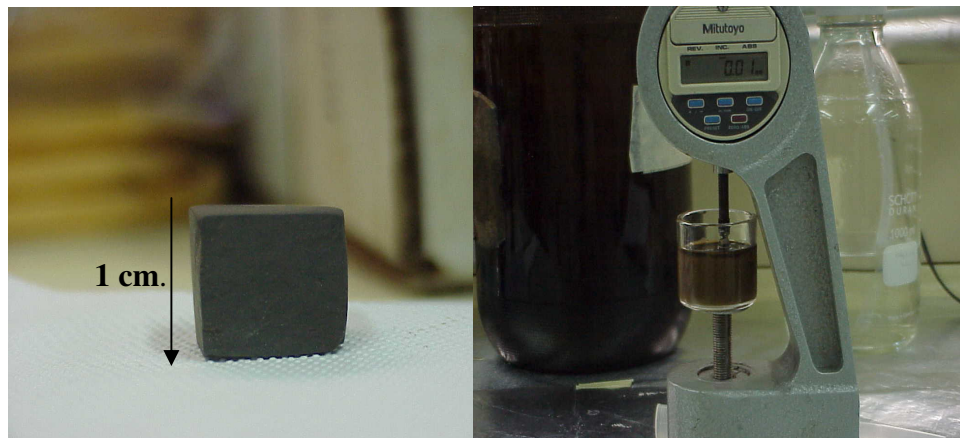
- Reduce el filtrado de alta temperatura
- Estabilizador de shales
- Inhibe la dispersión de cortes
- Estable a temperaturas hasta 325°F (163°C)
- Forma un revoque delgado y resistente
- Ayuda a proveer lubricidad
- Se dispersa fácilmente en fluidos base agua y base aceite
- Puede ser usado en la mayoría de formulaciones de fluidos

Teniendo en cuenta la función de estos aditivos, se esperaría que las muestras que estuvieran en contacto con un lodo que contiene mayor cantidad de estos, sufra una menor alteración de sus propiedades, y que esto a su vez, se pueda ver reflejado en valores de IM y CTF muy cercanos a los de la misma muestra que no

estuvo en contacto con ningún tipo de lodo y que conserva sus características originales.

Para esta prueba se utilizaron 3 muestras que median aproximadamente  $1 \text{ cm}^3$  y estuvieron expuestas a los lodos durante la realización de el ensayo de elongación lineal, el cual fue realizado por el frente de interacción química del grupo de investigación Estabilidad de pozo, con el fin de conocer la susceptibilidad al hinchamiento de una muestra de shale sumergida en un determinado lodo de perforación. Para llevar a cavo este ensayo, las muestras se sumergen en el lodo en un recipiente cilíndrico y se realizan mediciones constantemente hasta que el valor de elongación se estabilice. El dispositivo que se utiliza para el ensayo de elongación, junto con el tipo de muestra apropiada se presentan en la figura 12.

Figura 12 Muestra de shale y dispositivo utilizado para realizar la prueba de elongación



Fuente: Autora del proyecto

Las características principales de los fluidos utilizados se presentan en la tabla 8, dos de las muestras se sumergieron en el lodo L10-1, y una en el lodo L9-1.

Tabla 8. Composición de los fluidos de perforación utilizados durante el ensayo de elongación.

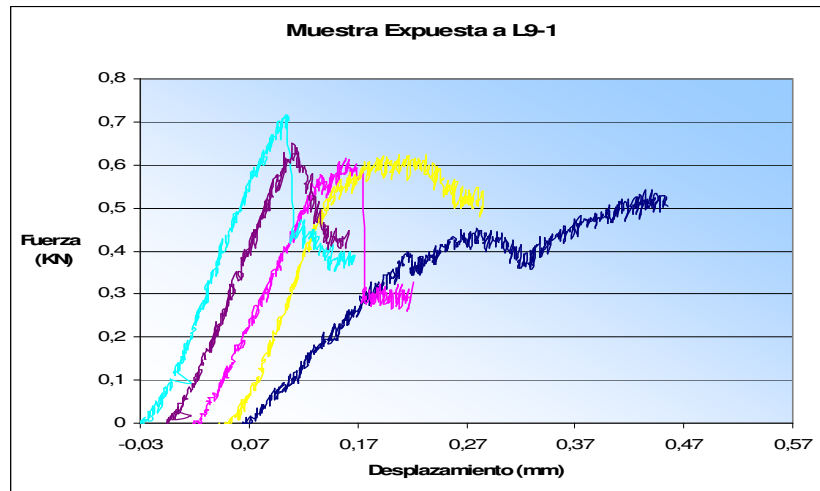
COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN			
LODO	RELACION ACEITE-AGUA	% CaCl <sub>2</sub>	RELACION BARABLOCK-BAROTROL
L 9-1	80/20	10	04:04
L 10-1	80/20	10	06:06

Fuente: Autora del proyecto

Luego de que finalizo este proceso de exposición de las muestras de shale a los lodos, se limpiaron y a partir de estas se realizaron cortes con el fin de obtener pequeñas muestras del tamaño apropiado, estos cortes de roca se sometieron al proceso de preparación de las probetas (descrito en el numeral 4.1.3) necesario para realizar la prueba de indentación.

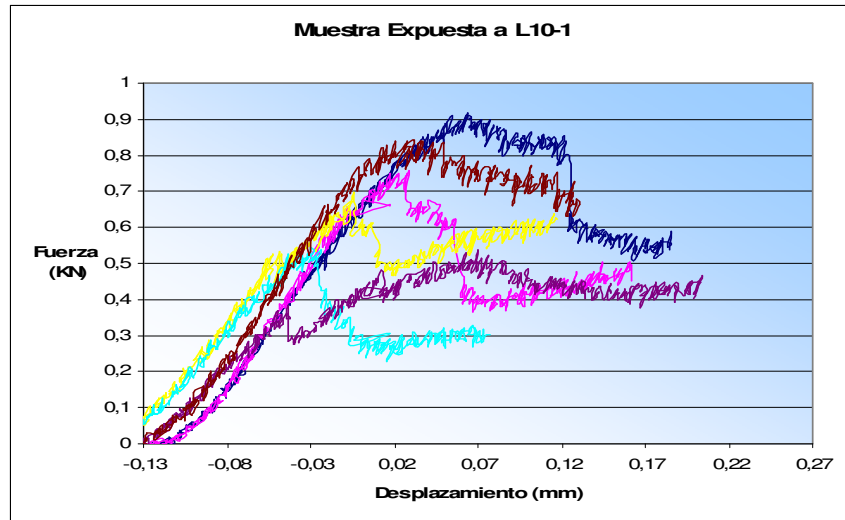
**6.4.2 Resultados de la prueba de indentación sobre muestras expuestas durante el ensayo de elongación** En las figuras 13 y 14, se presentan algunas de las curvas obtenidas de la prueba de indentación, a partir de las cuales se calcularon los parámetros de interés que son: el Modulo de indentación (IM) y la Fuerza critica de transición (CTF).

Figura 13 Familia de curvas de indentación para la muestra expuesta a L9-1.



Fuente: Autora del proyecto

Figura 14 Familia de curvas de indentación para la muestra expuesta a L10-1.



Fuente: Autora del proyecto

Los resultados de Modulo de indentación y Fuerza critica de transición para cada una de las muestras se presentan en las tablas 9 y 10, estas tablas incluyen algunos parámetros estadísticos calculados con el objetivo de medir la dispersión de los resultados. Además con el fin de realizar la comparación entre los valores promedio obtenidos, antes y después de que las muestras estuvieron en contacto con los lodos, se presenta un resumen de resultados en la tabla 11.

Tabla 9 Resultados de Modulo de indentación IM y Fuerza critica de transición CTF para muestras expuestas al lodo L9-1.

<b>Muestra expuesta a L9-1</b>		
<b>Muestra</b>	<b>IM</b>	<b>CTF</b>
1	6,448	0,695
2	6,435	0,693
3	6,205	0,638
4	6,137	0,613
5	5,843	0,602
6	5,356	0,591
7	5,273	0,467
<b>PROMEDIO</b>	<b>5,957</b>	<b>0,614</b>
<b>DESV. ESTANDAR</b>	0,484	0,077
<b>VARIANZA</b>	0,234	0,006
<b>COEF. VARIACION</b>	0,081	0,126

Fuente: Autora del proyecto

Tabla 10. Resultados de Modulo de indentación IM y Fuerza critica de transición CTF para muestras expuestas al lodo L10-1.

<b>Muestra expuesta a L10-1</b>		
<b>MUESTRA</b>	<b>IM</b>	<b>CTF</b>
1	6,745	0,768
2	6,703	0,745
3	6,616	0,71
4	6,399	0,683
5	6,128	0,671
6	6,123	0,663
7	5,917	0,661
8	5,892	0,603
9	5,744	0,554
10	5,491	0,536
11	5,372	0,516
<b>PROMEDIO</b>	<b>6,103</b>	<b>0,646</b>
<b>DESV. ESTANDAR</b>	0,473	0,084
<b>VARIANZA</b>	0,224	0,007
<b>COEF. VARIACION</b>	0,078	0,130

Fuente: Autora del proyecto

Los valores de los parámetros estadísticos calculados para cada caso (ver tablas 9 y 10), y el comportamiento similar de las curvas obtenidas, proporcionan un alto grado de confiabilidad de los resultados que se obtienen a partir de la prueba de indentación. Sin embargo el número de muestras apropiadas para realizar la prueba de indentación fue limitado debido a tamaño reducido ( $1 \text{ cm}^3$ ) de la muestra utilizada para la prueba de elongación, probablemente pudo disminuir la exactitud de los resultados, pero pese a esto, se espera que su valor cualitativo se mantenga.

Tabla 11 Resumen de valores promedio de Modulo de Indentación y Fuerza critica de transición, antes y después del contacto con los fluidos de perforación.

<b>Resultados</b>		
<b>Muestra</b>	<b>IM</b>	<b>CTF</b>
<b>No expuesta</b>	6,192	0,634
<b>L9-1</b>	5,957	0,614
<b>L10-1</b>	6,103	0,646

Fuente: Autora del proyecto

Al comparar los resultados del resumen de valores (tabla 11) se observa una pequeña disminución de las medidas de IM y CTF después de que las muestras fueron expuestas. A partir de lo cual se podría decir que el efecto causado por la interacción entre el fluido de perforación y el shale, en este caso fue mínimo, y que los resultados sugieren que este tipo de lodos de perforación donde se utilizan inhibidores ocasionan una alteración menor de las propiedades de la roca original, esto estaría de acuerdo con el hecho de que las 2 muestras expuestas al lodo L10-1 con una proporción mayor de Barablok-Barotrol tuvieron valores de IM y CTF mas cercanos a los de las muestras no expuestas. Pero por otro lado hay que tener en cuenta que durante la prueba de elongación solo están expuestas las 4 caras del cubo y los cortes realizados para obtener muestras apropiadas para la prueba de indentación incluyen el centro de este, el cual puede haber experimentado una alteración menor debido a que no estuvo en contacto directo con el fluido, además la muestra durante la prueba de elongación no esta

sometida a una temperatura elevada ni se encuentra en movimiento, como es la condición real de los rípos de perforación durante el recorrido que estos realizan desde el fondo del hueco, hasta la salida a la superficie, lo cual influye de manera significativa y causa una mayor alteración de las características originales de la roca.

El método de exposición de las muestras de shales, para futuras pruebas deberá garantizar que todas las caras de cada muestra a la que se le realizara la prueba de indentación, estén en contacto directo con el fluido y además que se reproduzcan las condiciones reales de los rípos en el pozo, en cuanto a temperatura y movimiento de las partículas de la manera mas apropiada.

Este análisis de interacción es un proceso muy delicado, que incluye la realización de una gran cantidad de pruebas (incluyendo pruebas preliminares), para conocer a fondo el comportamiento de las variables en estudio, estas también son necesarias para lograr obtener un punto de partida en el diseño del experimento, con el fin de calcular el numero de replicas necesarias para que el análisis sea representativo. Con este objetivo, se decidió aprovechar las muestras de shales que fueron manipuladas por el frente de interacción química del grupo estabilidad de pozo, quienes sometieron algunas muestras del mismo shale (descrito en el numeral 5), al contacto con diferentes lodos de perforación en un horno de rolado, con el fin de recolectar información acerca la tendencia del fluido de perforación para prevenir la dispersión del shale. A partir de estas muestras expuestas, se realizo la prueba de indentación cuyos parámetros serán utilizados en el calculo del numero de replicas necesario para que los análisis de las pruebas finales sean representativos. Los resultados y las especificaciones del experimento se describen a continuación.

## 6.5 PRUEBA DE INDENTACIÓN SOBRE MUESTRAS DE SHALES EXPUESTAS AL CONTACTO TRES FLUIDOS DE PERFORACIÓN DURANTE EL ENSAYO DE DISPERSIÓN

Se realizaron pruebas de indentación, sobre muestras sometidas al contacto con tres diferentes fluidos de perforación durante el ensayo de dispersión. La composición de los fluidos utilizados se presenta en la tabla 12.

Tabla 12 Composición de los fluidos de perforación utilizados durante el ensayo de dispersión.

<b>COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN</b>			
<b>LODO</b>	<b>REL. ACEITE-AGUA</b>	<b>% CaCl<sub>2</sub></b>	<b>RELACION BARABLOCK-BAROTROL</b>
L1-1	80/20	7,5	0
L2-1	80/20	10	0
L3-1	80/20	15	0

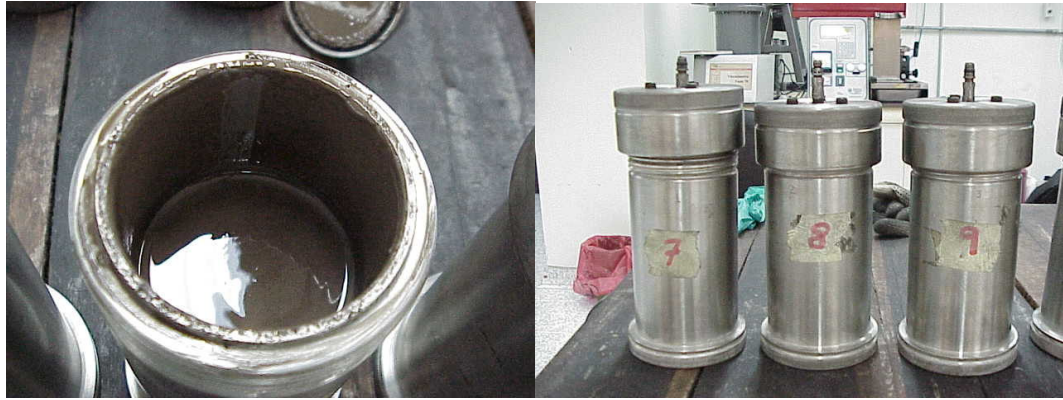
Fuente: Autora del proyecto

Como se dijo anteriormente, este ensayo fue realizado por el frente de interacción química del grupo estabilidad de pozo, con el fin de recolectar información acerca la tendencia del fluido de perforación para prevenir la dispersión del shale. El procedimiento para llevarlo a cabo involucra la trituración, tamizado y ubicación de las partículas de shale, en un fluido de perforación el cual se introduce a un Roller Oven (horno de rolado). El proceso completo de exposición de las muestras de shales en el horno de rolado, se describe a continuación.

**6.5.1 Procedimiento de exposición de los cortes al contacto con el fluido de perforación en el horno de rolado** Durante este proceso las partículas de shale se ubican en recipientes cilíndricos o celdas de envejecimiento (figura 15) junto con 350 cc del fluido de perforación, estos recipientes que contienen las muestras, se introducen a un horno de rolado (figura 16) el cual hace que giren normalmente entre 17 y 35 revoluciones por minuto (rpm) durante 16 horas, mientras están

sometidos a temperatura (en este caso 150 °F), simulando de esta forma la circulación del fluido de perforación por el anular), según la norma API 13I.

Figura 15 Celdas de envejecimiento utilizadas para el ensayo de dispersión.



Fuente: Autora del proyecto, Laboratorio TOP ICP.

Figura 16 Horno de rolado



Fuente: Autora del proyecto, Laboratorio TOP ICP.

Una característica importante que hay que resaltar, es que el procedimiento completo del ensayo de dispersión incluye que las muestras luego de salir del horno de rolado, se tamizan y se secan en un horno de convección a 105 °C hasta que alcancen un peso constante.

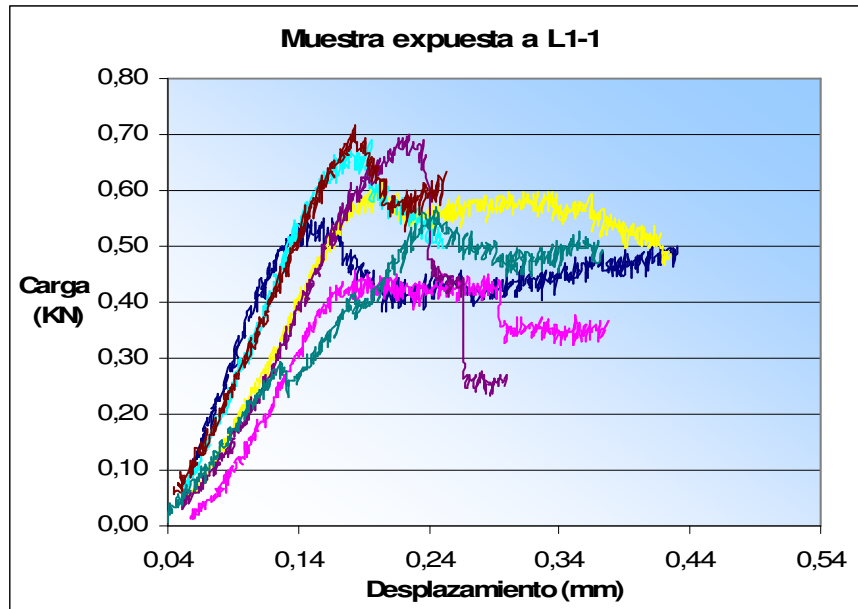
Debido a que durante este proceso, las muestras están bajo condiciones muy similares a las que se enfrentan los rípios de perforación en su transcurso desde el fondo del hueco hasta que salen a la superficie, y con el fin de utilizar un procedimiento que sea representativo de la realidad, se decidió recurrir al horno de rolado para realizar la exposición de los cortes de roca a los diferentes fluidos de perforación, para llevar a cabo el análisis del efecto de interacción en las pruebas finales. Pero teniendo presente que para estas pruebas, el proceso de exposición de los cortes de roca, en el horno de rolado, solo se llevara hasta obtener la muestras luego de que salgan del horno, ya que secarlas posteriormente, podría alterar aun mas las características de la roca.

**6.5.2 Resultados de la Prueba de indentación sobre muestras expuestas durante el ensayo de dispersión** Aprovechando la disponibilidad de las muestras que estuvieron en contacto con lodos de perforación durante la prueba de dispersión, se realizaron pruebas de indentación sobre cortes de estas muestras. Los aspectos relacionados con la metodología que involucra la prueba de indentación para la realización de las pruebas preliminares se trataron a fondo en el numeral 6.

En las figuras 17, 18 y 19 se muestran algunas de las graficas obtenidas de la prueba de indentación, de donde se extraen los parámetros IM y CTF, estas graficas reflejan el comportamiento o respuesta de la muestra de shale (después del contacto con los diferentes lodos) a medida que se le aplica la carga.

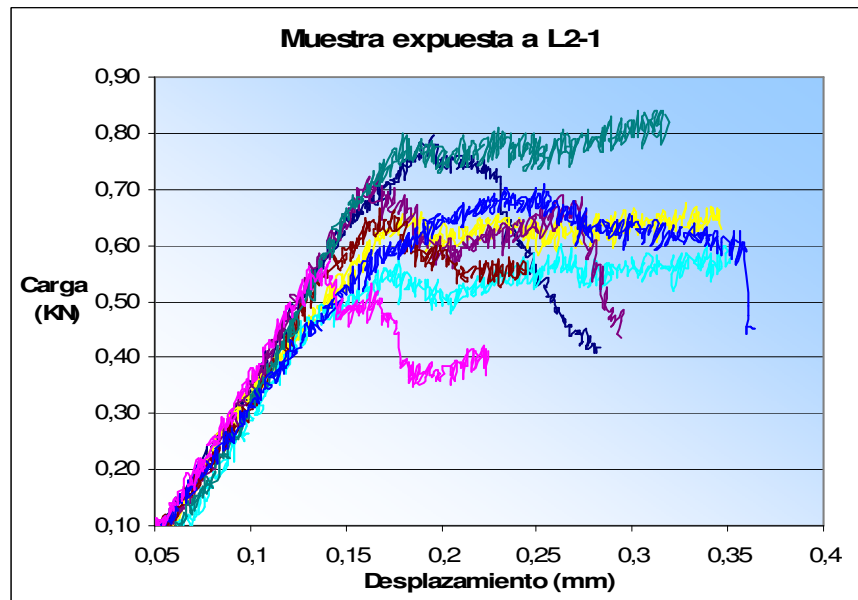
Los resultados obtenidos se presentan en las tablas 13, 14 y 15, junto con los valores promedio de IM, CTF y los parámetros estadísticos calculados para cada grupo. Además se muestra un resumen de valores en la tabla 16, incluyendo los resultados obtenidos de la prueba de indentación sobre las muestras no expuestas.

Figura 17 Familia de curvas obtenida de la prueba de indentación sobre muestras expuestas a L1-1



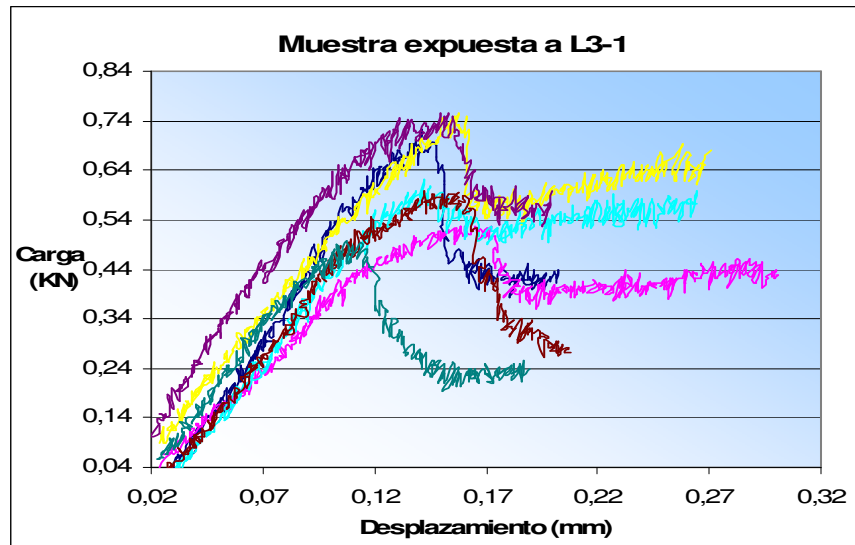
Fuente: Autora del proyecto

Figura 18 Familia de curvas obtenida de la prueba de indentación sobre muestras expuestas a L2-1



Fuente: Autora del proyecto

Figura 19 Familia de curvas obtenida de la prueba de indentación sobre muestras expuestas a L3-1



Fuente: Autora del proyecto

Tabla 13. Resultados de Modulo de indentación IM y Fuerza critica de transición CTF para muestras expuestas al lodo L 1-1.

<b>Muestra expuesta a L1-1</b>		
<b>MUESTRA</b>	<b>IM</b>	<b>CTF</b>
1	4,888	0,506
2	4,870	0,577
3	4,870	0,555
4	5,841	0,555
5	5,689	0,546
6	4,878	0,582
7	5,090	0,561
8	4,867	0,596
9	5,235	0,588
10	4,287	0,602
11	4,473	0,519
12	4,117	0,412
13	4,891	0,389
14	3,897	0,462
<b>PROMEDIO</b>	<b>4,850</b>	<b>0,532</b>
<b>DESV. ESTANDAR</b>	<b>0,541</b>	<b>0,068</b>
<b>VARIANZA</b>	<b>0,292</b>	<b>0,005</b>
<b>COEF. VARIACION</b>	<b>0,112</b>	<b>0,127</b>

Fuente: Autora del proyecto

Tabla 14. Resultados de Modulo de indentación IM y Fuerza critica de transición CTF para muestras expuestas al lodo L 2-1.

<b>Muestra expuesta a L2-1</b>		
<b>MUESTRA</b>	<b>IM</b>	<b>CTF</b>
1	5,998	0,582
2	5,760	0,557
3	5,524	0,449
4	6,246	0,692
5	6,650	0,498
6	5,325	0,544
7	6,573	0,627
8	4,496	0,675
9	4,630	0,554
10	6,131	0,515
11	5,269	0,490
12	4,292	0,557
13	5,706	0,548
14	5,185	0,398
<b>PROMEDIO</b>	<b>5,556</b>	<b>0,549</b>
<b>DESV. ESTANDAR</b>	0,742	0,080
<b>VARIANZA</b>	0,550	0,006
<b>COEF. VARIACION</b>	0,133	0,146

Fuente: Autora del proyecto

Tabla 15. Resultados de Modulo de indentación IM y Fuerza critica de transición CTF para muestras expuestas al lodo L 3-1.

<b>Muestra expuesta a L3-1</b>		
<b>MUESTRA</b>	<b>IM</b>	<b>CTF</b>
1	5,082	0,610
2	4,848	0,468
3	5,050	0,522
4	5,818	0,546
5	5,278	0,572
6	4,896	0,550
7	5,236	0,545
8	5,738	0,584
9	6,427	0,468
10	5,983	0,434
11	6,148	0,508
12	4,811	0,590
13	6,377	0,594
14	5,953	0,424
<b>PROMEDIO</b>	<b>5,546</b>	<b>0,530</b>
<b>DESV. ESTANDAR</b>	0,580	0,061
<b>VARIANZA</b>	0,337	0,004
<b>COEF. VARIACION</b>	0,105	0,115

Fuente: Autora del proyecto

Tabla 16 Resumen de valores promedio de Modulo de Indentación y Fuerza critica de transición, antes y después del contacto con los fluidos de perforación.

<b>RESUMEN DE RESULTADOS</b>		
<b>MUESTRA</b>	<b>IM</b>	<b>CTF</b>
<b>NO EXPUESTA</b>	6,192	0,634
<b>L1-1</b>	4,850	0,532
<b>L2-1</b>	5,556	0,549
<b>L3-1</b>	5,546	0,530

Fuente: Autora del proyecto

Al comparar los resultados del resumen de valores (tabla 16) se observa una disminución notoria de las medidas de IM y CTF después de que las muestras fueron expuestas al contacto con los tres diferentes lodos de perforación durante la prueba de dispersión en el horno de rolado, con lo cual se podría decir inicialmente que este efecto de interacción entre el fluido de perforación y el shale

se puede ver reflejado en los parámetros obtenidos de la prueba luego de que las muestras fueron expuestas, pero por otro lado hay que considerar que sin duda alguna las muestras se secaron luego de salir del horno de rolado, y esto probablemente ocasiono cambios mas drásticos de las condiciones originales y propiedades de la roca, lo cual puede estar reflejándose en la obtención de valores de IM y CTF mas bajos que los que se obtuvieron en la etapa preliminar del estudio con muestras que no estuvieron expuestas al contacto con lodos de perforación y en las que en lo posible se trato de conservar las características originales del lugar de donde provenían. Por esta razón la interpretación de los resultados obtenidos hasta el momento no aporta conclusiones definitivas, sino únicamente permite obtener un panorama inicial de lo que puede estar sucediendo, por lo tanto se requiere efectuar un mayor numero de pruebas utilizando muestras que no se hayan secado en horno luego de la exposición al lodo, ya que este proceso de secado puede alterar aun mas el comportamiento mecánico de la roca, debido a que cualquier disminución del nivel de saturación, durante la manipulación ó almacenamiento de las muestras, puede provocar cambios irreversibles de la matriz de los shales e influir en su comportamiento final.

A partir de los parámetros estadísticos calculados, (incluidos en las tablas 13, 14 y 15) se puede decir que existe una baja dispersión de los datos, esto nos da un alto grado de confiabilidad de los resultados que se obtienen a partir de la prueba de indentación para cada tratamiento. Sin embargo, el manejo de datos de laboratorio medidos en una muestra, que se realiza con el fin de inferir el comportamiento de una población, es una tarea que debe estar soportada por un número de pruebas suficiente para asegurar que los valores sean representativos y garantizar con algún grado de confianza la validez de la medición. Estas consideraciones quedan resueltas cuando se realiza un diseño experimental apropiado.

## 7 DISEÑO EXPERIMENTAL

El numero de replicas en un estudio de investigación es un factor muy importante, debido a que afecta la precisión de las estimaciones de las medias de los tratamientos y la potencia de las pruebas estadísticas para detectar las diferencias entre las medias de los grupos en tratamiento. Sin embargo, el costo de conducir estudios de investigación restringe las replicas a un numero razonable. Así las cosas, este numero esta determinado por las restricciones practicas que se pueden asignar al problema<sup>14</sup>.

En esta investigación, el análisis del efecto de interacción fluido-roca se realizara por separado para cada uno de los tratamientos aplicados, es decir variaciones en cuanto a salinidad, relación aceite-agua y aditivos, para tal fin se utilizara una prueba de hipótesis llamada análisis de varianza ANOVA (que se explicara detalladamente mas adelante), con la cual se espera tener un conocimiento acerca de la variabilidad en las observaciones del experimento. Teniendo en cuenta esto el numero de replicas a utilizar, se calculara con un método basado en el estadístico F.

### 7.1 NUMERO DE REPLICAS PARA LA PRUEBA F

Como se menciona anteriormente, para este análisis se determinara el numero de replicas requerido utilizando un método basado en el estadístico F, algunos de los parámetros que se deben tener en cuenta para este método se describen a continuación:

- $1 - \beta = P (F > F_{\alpha, \nu_1, \nu_2})$  que es la potencia de la prueba de hipótesis y corresponde a la probabilidad de rechazar una falsa hipótesis nula,  $\nu_1$  y  $\nu_2$  son los grados de libertad, que representan el numero de piezas de información independientes en las sumas de cuadrados.

$$\nu_1 = K - 1 \quad \nu_2 = K(n - 1)$$

Donde: K corresponde al numero de tratamientos, que para este caso es  $K = 3$

- $\alpha$  = Nivel de significancia, probabilidad del error, generalmente se utiliza  $\alpha = 5\%$
- $H_0 = \mu_1 = \mu_2 = \mu_3$  es la hipótesis nula, que plantea que las medias de los grupos son iguales.
- $F_0 = \frac{\text{Media cuadrática entre grupos muestrales}}{\text{Media cuadrática dentro de grupos muestrales}} = \frac{MCE}{MCD}$  es el estadístico que se usa para probar la hipótesis nula  $H_0$ .

Cuando  $H_0$  es falsa,  $F_0$  tiene una distribución F desplazada con  $v_1$  y  $v_2$  grados de

$$\lambda = r \sum_i^t \tau_i^2 / \sigma^2$$

libertad y parámetro de desplazamiento Si la hipótesis nula es cierta, entonces el parámetro de desplazamiento tiene un valor  $\lambda=0$ , puesto que todo  $\tau_i = 0$  y  $F_0$  tiene una distribución F centrada.

Se han calculado valores tabulados de la potencia de la prueba F para valores dados del nivel de significancia  $\alpha$ ; la potencia  $1-\beta$ ; los grados de libertad  $v_1$ ,  $v_2$  y  $\phi$ , una función del parámetro de desplazamiento, que esta dada por la ecuación (1):

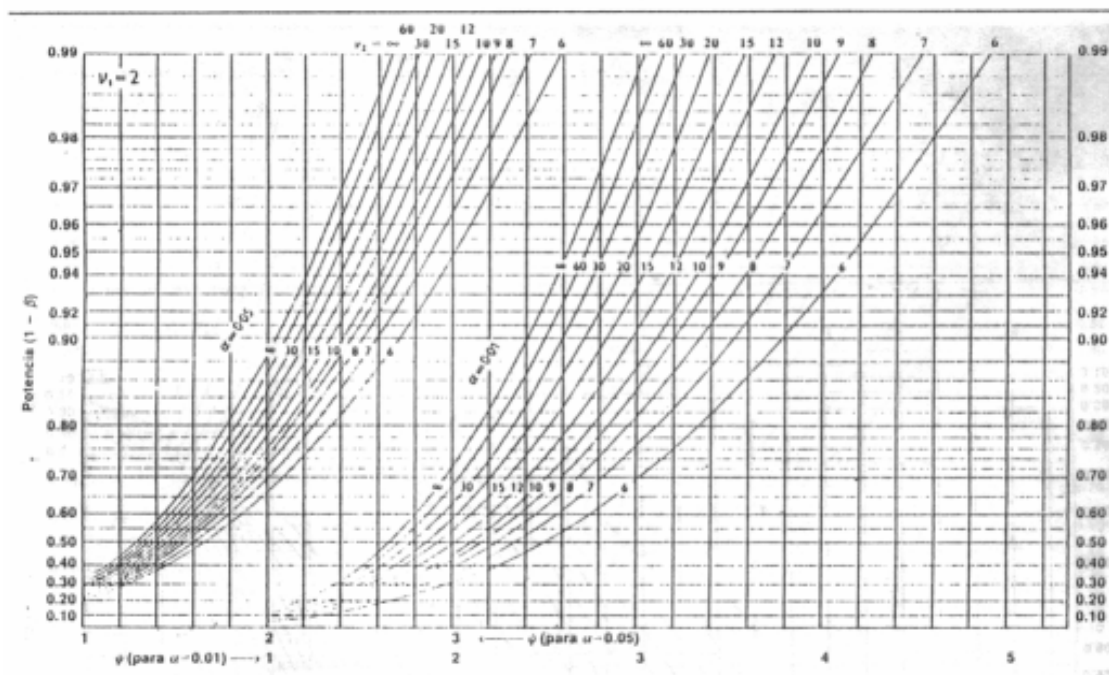
$$\Phi = \sqrt{\frac{\lambda}{t}} = \sqrt{\frac{n \sum_{i=1}^K \tau_i^2}{K \sigma^2}} \quad \text{Ec. (1)}$$

Existen graficas de curvas de potencia, que se usan para estimar el numero de replicas necesario para valores dados de  $\alpha$ ,  $1-\beta$ ,  $v_1$ ,  $v_2$  y  $\phi$ . Un valor de  $\phi$  requiere un valor de  $\sigma^2$  y valores específicos de las medias de tratamiento que conducen al rechazo de la hipótesis nula. Entonces dados  $\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_t$ , las  $\tau_i = (\mu_i - \bar{\mu})$  se evalúan para  $\phi$  en la ecuación anterior.

Para encontrar n (numero de replicas) necesario para analizar el efecto de interacción entre el fluido de perforación y la roca, es necesario recurrir a resultados de experimentos similares realizados anteriormente junto con datos tabulados de la potencia de la prueba F (figura 20) para valores dados de:  $\alpha$ ,  $v_1$ ,  $v_2$  y  $\phi$ .

Figura 20. Grafica de la potencia de la prueba F para valores dados del nivel de significancia  $\alpha$ ; los grados de libertad  $v_1$ ,  $v_2$  y  $\phi$ .

Tabla IX Curvas de potencia de la prueba F para análisis de varianza del modelo de efectos fijos.



Fuente: Robert O. Kuehl Diseño de experimentos

Los parámetros utilizados para calcular el numero de replicas necesario, se obtuvieron a partir de las pruebas de indentación realizadas sobre muestras que estuvieron en contacto con diferentes fluidos durante la prueba de dispersión, estos parámetros se muestran en la tabla 17.

Tabla 17. Parámetros utilizados para calcular el numero de replicas

$\mu_1 =$	4,8496
$\mu_2 =$	5,5560
$\mu_3 =$	5,5461
$\mu\tau =$	5,3172
$\sigma^2 =$	0,4743

Fuente: Autora del proyecto

A partir de estos datos se calculan los valores correspondientes a  $T_1$ ,  $T_2$  y  $T_3$  y la sumatoria de  $T_i^2$  (tabla 18), este resultado se reemplaza en la ecuación 1, para el calculo de  $\phi$ .

Tabla 18. Parámetros calculados para determinar  $\phi$ .

			$T_i^2$
$T_1 =$	$\mu_1 - \mu_t =$	-0,4677	0,2187
$T_2 =$	$\mu_2 - \mu_t =$	0,2388	0,0570
$T_3 =$	$\mu_3 - \mu_t =$	0,2289	0,0524
$\Sigma T_i^2 =$			0,3281

Fuente: Autora del proyecto

$$\Phi = \sqrt{\frac{n \sum_{i=1}^K \tau_i^2}{K \sigma^2}} = \sqrt{\frac{n * 0.3281}{3 * 0.4743}} \Rightarrow \Phi = \sqrt{n * 0.2306}$$

Luego de esto, se suponen valores de  $n$  para calcular  $\phi$  y entrar en la grafica de potencia de la prueba F (figura 20) y de esta manera escoger la que se ajuste con los requerimientos del experimento.

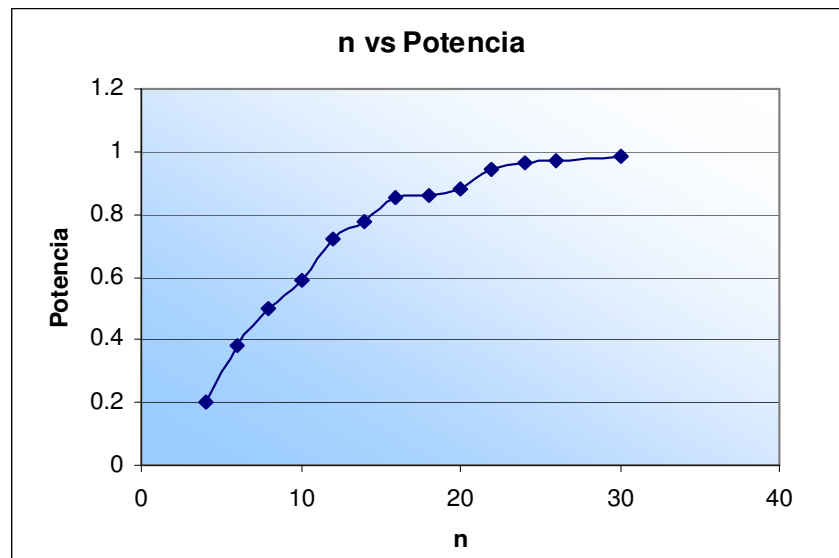
En la tabla 19, se muestran los valores de  $v_1$ ,  $v_2$ ,  $\phi$  y potencia de la prueba F, correspondientes para cada valor de  $n$  supuesto, además en la figura 21 se muestra la curva de los valores de  $n$  (supuestos) vs. potencia de la prueba.

Tabla 19. Valores de  $n$  supuestos, parámetros  $v_1, v_2$  y  $\phi$  calculados y potencia de la prueba tomada de la figura 20.

<b>n supuesto</b>	<b><math>\Phi</math></b>	<b><math>v_1</math></b>	<b><math>v_2</math></b>	<b>Potencia (tabla)</b>
4	0.9604	2	9	0.2
6	1.1763	2	15	0.38
8	1.3582	2	21	0.5
10	1.5186	2	27	0.59
12	1.6635	2	33	0.72
14	1.7968	2	39	0.78
16	1.9208	2	45	0.85
18	2.0374	2	51	0.86
<b>20</b>	<b>2.1476</b>	<b>2</b>	<b>57</b>	<b>0.90</b>
22	2.2524	2	63	0.945
24	2.3525	2	69	0.966
26	2.4486	2	75	0.969
30	2.6302	2	87	0.984

Fuente: Autora del proyecto

Figura 21 Grafica de potencia para valores de  $n$  supuestos.



Fuente: Autora del proyecto

Finalmente para este experimento se decidió que una potencia de 0.9 es suficiente para garantizar una buena confiabilidad de los resultados, por lo tanto se requiere un número de replicas de 20 para el experimento.

Para el análisis de los resultados de las pruebas finales, con el objetivo de disminuir la subjetividad, de la persona que esta realizando el estudio, en el momento de comparar los valores de los parámetros IM y CTF, luego de que las muestras estuvieron expuestas, con los resultados de las muestras no expuestas, para decidir si la variación entre estos es considerable, se decidió recurrir al cálculo de un intervalo de confianza para cada uno de los parámetros IM y CTF. Este intervalo se calculo utilizando los resultados del numeral 6.3.1 correspondientes a pruebas de indentación realizadas sobre muestras no expuestas.

El procedimiento que involucra el cálculo del intervalo de confianza se describe a continuación.

## 7.2 INTERVALO DE CONFIANZA<sup>15</sup>

Un intervalo de confianza en el contexto de estimar un parámetro poblacional, es un rango de valores (calculado en una muestra) en el cual se encuentra el verdadero valor del parámetro, con una probabilidad determinada.

La probabilidad de que el verdadero valor del parámetro se encuentre en el intervalo construido se denomina **nivel de confianza**, y se denota por  $(1-\alpha)$ . La probabilidad de equivocarnos se llama **nivel de significancia** y se simboliza  $\alpha$ . Generalmente se construyen intervalos con confianza  $1-\alpha= 95\%$  (o significancia  $\alpha = 5\%$ ). Menos frecuentes son los intervalos con  $\alpha =10\%$  o  $\alpha =1\%$ .

Para construir un intervalo de confianza, se puede comprobar que la distribución Normal Estándar cumple que:

$$P(-1.96 < z < 1.96) = 0.95$$

Lo anterior se puede comprobar con una tabla de probabilidades o un programa computacional que calcule probabilidades normales.

Luego, si una variable X tiene distribución  $N(\mu, \sigma^2)$ , entonces el 95% de las veces se cumple:

$$-1.96 \leq \frac{\bar{X} - \mu}{\frac{\sigma}{\sqrt{n}}} \leq 1.96 \quad \text{Ec. (2)}$$

Donde:  $\mu$  = media poblacional y  $\sigma^2$  = varianza poblacional, obtenidas de pruebas similares realizadas anteriormente.

Despejando  $\mu$  en la ecuación 2 se tiene:

$$\bar{X} - 1.96 \times \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \leq \mu \leq \bar{X} + 1.96 \times \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \quad \text{Ec. (3)}$$

El resultado es un intervalo que incluye al  $\mu$  el 95% de las veces. Es decir, es un **intervalo de confianza al 95% para la media**  $\mu$  cuando la variable X es normal y  $\sigma^2$  es conocido.

**7.2.1 Intervalo de confianza para un promedio:** Generalmente, cuando se quiere construir un intervalo de confianza para la media poblacional  $\mu$ , la varianza poblacional  $\sigma^2$  es desconocida, por lo que el intervalo para  $\mu$  explicado anteriormente es muy poco práctico.

Si en el intervalo se reemplaza la desviación estándar poblacional  $\sigma$  por la desviación estándar muestral **s**, el intervalo de confianza toma la forma:

$$\bar{X} - 1.96 \times \frac{s}{\sqrt{n}} \leq \mu \leq \bar{X} + 1.96 \times \frac{s}{\sqrt{n}} \quad \text{Ec.(4)}$$

La cual es una buena aproximación para el intervalo de confianza de 95% para  $\mu$  con  $\sigma^2$  desconocido. Esta aproximación es mejor en la medida que el tamaño muestral sea grande.

Cuando el tamaño muestral es pequeño, el intervalo de confianza requiere utilizar la distribución t de Student (con n-1 grados de libertad, siendo n el tamaño de la

muestra), en vez de la distribución normal (por ejemplo, para un intervalo de 95% de confianza, los límites del intervalo ya no serán construidos usando el valor 1,96).

### 7.3 CALCULO DEL INTERVALO DE CONFIANZA PARA IM Y CTF

Reemplazando en la ecuación 4, los parámetros obtenidos de pruebas realizadas anteriormente sobre muestras no expuestas, se obtiene:

- *Intervalo de confianza para IM*

$$6.19 - 1.96 * \frac{1.10}{\sqrt{41}} \leq \mu \leq 6.19 + 1.96 * \frac{1.10}{\sqrt{41}}$$
$$5.85 \leq \mu \leq 6.53$$

- *Intervalo de confianza para CTF*

$$0.63 - 1.96 * \frac{0.10}{\sqrt{30}} \leq \mu \leq 0.63 + 1.96 * \frac{0.10}{\sqrt{30}}$$
$$0.59 \leq \mu \leq 0.67$$

Por lo tanto los valores de IM y CTF, que se encuentren dentro de estos intervalos se considera que están dentro del rango en el cual se encuentra el valor del parámetro de una muestra no expuesta o que no ha sido afectada considerablemente por la interacción con el fluido de perforación.

Por otro lado, también es difícil decidir a simple vista si el tratamiento que se aplico en cada caso, es decir variaciones en cuanto a contenido de sal, proporción aceite agua y relación Barablock-Barotrol causo un efecto significativo en la respuesta mecánica de la roca, que se refleje a su vez en variaciones considerables de los parámetros de la prueba de indentación. Por esta razón, de aquí en adelante con el fin de obtener una idea clara de este hecho, se utilizara, la tabla de análisis de varianza ANOVA, la cual resume el conocimiento acerca de la variabilidad en las

observaciones del experimento. El procedimiento para aplicarla junto con los parámetros necesarios se describe a continuación.

## 7.4 PRUEBA DE ANALISIS DE VARIANZA (ANOVA)

La prueba de ANOVA es un análisis estadístico que se utiliza con el fin de conocer la variabilidad de los resultados en un experimento y verificar el efecto de un tratamiento, consiste en un contraste de hipótesis utilizando la distribución F, llamada así en honor a R.A. Fisher, los pasos a seguir para realizar este análisis se pueden resumir de la siguiente manera:

1. Definir los niveles del factor (diferentes tratamientos)
2. Plantear la hipótesis nula  $H_0 : \mu_1 = \mu_2 = \mu_k$
3. Definir hipótesis alternativa  $H_a$ : Las medias no son iguales.
4. Definir el nivel de significancia (error)  $\alpha$
5. Calcular el cociente F como:

$$F = \frac{\text{Media cuadrática entre grupos muestrales}}{\text{Media cuadrática dentro de grupos muestrales}} = \frac{MCE}{MCD}$$

6. Llenar la tabla 20 donde se muestra la manera como se pueden presentar de forma ordenada los resultados del análisis de varianza de un factor.

Tabla 20 . Tabla resumen para análisis de varianza de un factor.

TABLA RESUMEN PARA ANALISIS DE VARIANZA DE UN FACTOR				
Fuente de variacion	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Media cuadrática	Cociente F
Entre grupos	SCE	K-1	SCE/(K-1)	F
Dentro de grupos	SCD	N-K	SCD/(N-K)	
Total		N-1		

Fuente: Autora del proyecto

Donde:

SCE = Suma de cuadrados entre grupos

SCD = Suma de cuadrados dentro de los grupos

K= Niveles del factor o numero de tratamientos

N= Numero total de pruebas

## 7. Definir la región de rechazo

Teniendo en cuenta el nivel de significancia  $\alpha$  escogido (en este caso  $\alpha=0.05$  para todas las pruebas). Se compara el valor del cociente F calculado, con el valor correspondiente de F encontrado en las tablas según parámetros específicos del experimento como  $\alpha$ , y los grados de libertad  $\nu_1 = K - 1$ ,  $\nu_2 = (N - K)$  y se toma una decisión dependiendo de:

- \* Si **F** calculado > **F** obtenido de la tabla. Se rechaza la hipótesis  $H_0$  y se concluye que las medias de los grupos no son iguales.
- \* Si **F** calculado < **F** obtenido de la tabla. Se Acepta la hipótesis  $H_0$ , luego se concluye que las medias de los grupos son iguales, el factor (tratamiento) no influye y no hay diferencia significativa entre los niveles.

## 8 PRUEBAS FINALES

Teniendo en cuenta que la principal aplicación que se quiere desarrollar en el momento con esta novedosa técnica, es realizar mediciones sobre rípios de perforación, los cuales pueden sufrir alteración de sus propiedades debido a diversos eventos y condiciones a las que están expuestos durante su transcurso desde el fondo del hueco hasta la superficie (altas temperaturas, movimiento e interacción química entre el fluido y la roca). Un adecuado planteamiento de este proceso de investigación incluye entre otras cosas, lograr simular de la manera mas cercana, las condiciones reales a las que están sometidos los rípios en el pozo, para así obtener una respuesta que sea representativa.

Es por esto que para todas las pruebas que se describen de aquí en adelante, se decidió realizar la exposición de los cortes de shale al contacto con los lodos, en un horno de rolado ya que este simula las condiciones de temperatura y movimiento, de los ripios reales en el pozo.

El procedimiento completo que se llevo a cavo para la realización de estas pruebas se detalla a continuación

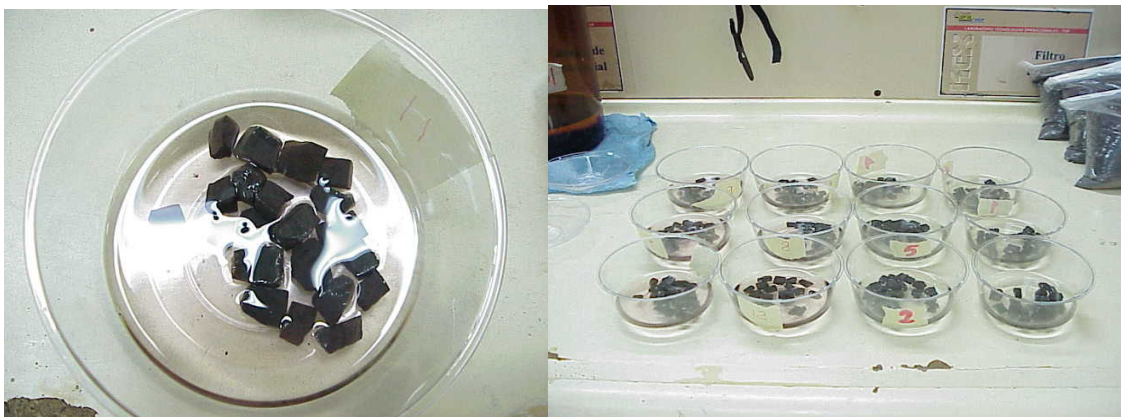
## **8.1 METODOLOGÍA UTILIZADA PARA LA REALIZACIÓN DE LAS PRUEBAS FINALES**

### **8.1.1 Procedimiento de exposición de los cortes de shale al contacto con los diferentes fluidos de perforación**

1. A partir de muestras de geometría irregular del shale descrito en el numeral 5, se realizaron cortes con el fin de obtener pequeños pedazos de roca, con las características apropiadas para realizar la prueba de indentación (ver figura 22) y simulando de esta manera los ripios de perforación.

Antes y después de cortar las muestras, estas se preservaron en aceite mineral para tratar de conservar en lo posible su contenido de humedad natural intacto.

Figura 22 Cortes de obtenidos a partir de muestras irregulares de shale, para la prueba de indentación.



Fuente: Autora del proyecto

2. El segundo paso fue agregar 350 cc del lodo a utilizar y sumergir las muestras en los recipientes metálicos (celdas de envejecimiento) como se aprecia en la figura 23, después de esto los recipientes se llevaron al horno de rolado (cuyo mecanismo de funcionamiento se detalla en el numeral 6.5.1) durante 16 horas, a 150 °F.

Figura 23 Celdas de envejecimiento que contienen el fluido y los cortes de roca.



Fuente: Autora del proyecto

3. Luego de que las muestras salieron del horno, se limpiaron y se sometieron posteriormente al proceso de preparación de probetas necesario para realizarles la prueba de indentación (este procedimiento se detalla en el numeral 4.1.3) el resultado de esto se puede apreciar en la figura 24.

Figura 24 Muestras de shale encapsuladas en la resina de montaje.



Fuente: Autora del proyecto

4. El cuarto paso fue realizar la prueba de indentación sobre estas muestras, para lo cual se utilizó el equipo que aparece en la figura 25 y cuyas características y parámetros de funcionamiento se describen a continuación.

**8.1.2 Equipo utilizado para realizar las pruebas de indentación** Las pruebas de indentación que hicieron de aquí en adelante se desarrollaron utilizando el Heavy Duty-texture analyzer (TA-HD) fabricado por *Stable Micro System* (figura 25), el cual se encuentra en las instalaciones del laboratorio de mecánica de rocas del Instituto Colombiano del petróleo. Algunas de las especificaciones más importantes del equipo son:

- Capacidad de la celda de carga: 5-750 Kg
- Capacidad de distancia: 0,1 -524 mm
- Resolución de distancia: 0,001 mm
- Capacidad de velocidad: Para  $\leq 500$  Kg de 0,01mm/s a 20mm/s  
Para 750 Kg 0,01 mm/s a 13 mm/s

El desplazamiento del aplicador de la carga es controlado por un motor móvil.

Figura 25 Equipo utilizado para realizar las pruebas de indentación finales.



Fuente: Autora del proyecto

El modo de la prueba fue compresión, la distancia de penetración del indentador fue de 0,4 mm, la velocidad de pre test se definió en 0,05 mm/s, la velocidad durante la prueba fue de 0,01 mm/s y la velocidad después de la prueba fue 1 mm/s, una de las ventajas mas importantes de este equipo son: que es un equipo moderno, por su tamaño se puede trasladar fácilmente de un lugar a otro y por esta razón seria posible realizar la prueba directamente en el sitio de perforación para obtener resultados en tiempo real, además permite una fácil adquisición y procesamiento de los datos con la ayuda de un software muy fácil de manejar.

## **8.2 PRUEBAS DE INDENTACIÓN SOBRE MUESTRAS EXPUESTAS A TRES FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON DIFERENTE CONTENIDO DE NaCl**

Se realizaron pruebas de indentación sobre cortes de roca, los cuales previamente se expusieron al contacto con tres diferentes lodos de perforación. Los tres fluidos de perforación utilizados en esta ocasión, contenían igual porcentaje aceite-agua 80/20 y diferente porcentaje en peso de NaCl de 7.5, 10, 15 y fueron nombrados como L1U, L2U, L3U respectivamente (los demás componentes utilizados para la preparación de los lodos se especifican en la tabla 21), la preparación de estos fluidos se llevo a cavo en las instalaciones del laboratorio de lodos y cementos de la Universidad Industrial de Santander, con la ayuda del personal auxiliar del laboratorio.

Tabla 21. Composición de los fluidos de perforación utilizados

<b>Composición de los fluidos de perforación utilizados</b>	
<b>Componente</b>	<b>Proporción</b>
Aceite	80% w/w
Agua	20% w/w
Arcilla	15 lpb
Controlador de filtrado	5 lpb
Dispersante	1-2 lpb
Sal	NaCl variable

Fuente: Autora del proyecto

**8.2.1 Resultados de la prueba de indentación sobre muestras expuestas a tres fluidos de perforación con diferente contenido de NaCl** Las graficas obtenidas de la prueba de indentación para cada grupo de muestras expuestas a partir de las que se calcularon los parámetros IM y CTF, se presentan en el anexo 1. El comportamiento similar que exhiben los cortes de roca durante la prueba de indentación, observado en estas graficas, permiten sugerir una vez mas que los parámetros obtenidos de la prueba de indentación, están evidenciando una característica de la roca, lo cual aporta un alto grado de confiabilidad para realizar los análisis deseados utilizando estos valores.

De las pruebas de indentación realizadas sobre cada una de las muestras se obtuvieron los resultados que se presentan en las tablas 22, 23 y 24, donde se incluyen también los valores promedio de IM y CTF para cada caso, que son los que se van a comparar con los resultados de las muestras no expuestas (ver tabla resumen 25), además se calcularon algunos parámetros estadísticos como la desviación estándar, la varianza y el coeficiente de variación, los cuales servirán para analizar la dispersión de los datos.

Tabla 22 Resultados de IM y CTF para muestras expuestas al lodo L 1U con porcentaje aceite agua 80/20 y % en peso de NaCl de 7.5.

<b>Resultados para L 1U con 7,5 % w/w NaCl</b>		
<b>Muestra</b>	<b>IM (KN/mm)</b>	<b>CTF (KN)</b>
1	4,5425	0,7550
2	4,5148	0,7126
3	4,3613	0,7057
4	4,3452	0,6829
5	4,1717	0,6604
6	4,1635	0,6495
7	4,1493	0,6259
8	4,1353	0,6197
9	4,0749	0,6079
10	4,0411	0,6078
11	4,0211	0,6060
12	3,9937	0,5674
13	3,9433	0,5488
14	3,8350	0,5478
15	3,8142	0,5320
16	3,7921	0,5313
17	3,7393	0,5208
18	3,6999	0,5074
19	3,5093	0,3706
<b>PROMEDIO</b>	<b>4,0446</b>	<b>0,5979</b>
<b>DESV. ESTANDAR</b>	0,2772	0,0898
<b>VARIANZA</b>	0,0768	0,0081
<b>COEF. VARIACION</b>	0,0685	0,1502

Fuente: Autora del proyecto

Tabla 23 Resultados de IM y CTF para muestras expuestas al lodo L 2U con porcentaje aceite agua 80/20 y % en peso de NaCl de 10.

<b>Resultados para L 2U con 10 % w/w NaCl</b>		
<b>Muestra</b>	<b>IM (KN/mm)</b>	<b>CTF (KN)</b>
1	4,4088	0,8484
2	4,2063	0,8316
3	4,1213	0,7066
4	4,1178	0,6229
5	4,0419	0,6017
6	4,0336	0,5993
7	4,0279	0,5862
8	3,9773	0,5815
9	3,9576	0,5538
10	3,9230	0,5271
11	3,8057	0,5121
12	3,7948	0,4981
13	3,7464	0,4849
14	3,6723	0,4785
15	3,6282	0,4748
16	3,5650	0,4699
17	3,5049	0,3818
18	3,1540	0,3670
19	3,1392	0,3268
<b>PROMEDIO</b>	<b>3,8329</b>	<b>0,5502</b>
<b>DESV. ESTANDAR</b>	0,3334	0,1381
<b>VARIANZA</b>	0,1112	0,0191
<b>COEF. VARIACION</b>	0,0870	0,2510

Fuente: Autora del proyecto

Tabla 24. Resultados de IM y CTF para muestras expuestas al lodo 3 con porcentaje aceite agua 80/20 y % en peso de NaCl de 15.

<b>Resultados para L 3U con 15 % w/w NaCl</b>		
<b>Muestra</b>	<b>IM (KN/mm)</b>	<b>CTF (KN)</b>
1	4,6079	0,9185
2	4,1943	0,8764
3	4,1298	0,6691
4	4,1086	0,6058
5	3,9856	0,6000
6	3,9546	0,5963
7	3,9388	0,5905
8	3,9037	0,5896
9	3,8340	0,5855
10	3,8304	0,5722
11	3,7980	0,5463
12	3,7346	0,5391
13	3,7259	0,5387
14	3,7003	0,5029
15	3,6815	0,4974
16	3,6204	0,4878
17	3,5706	0,4550
18	3,5548	0,4272
19	2,0007	0,4010
<b>PROMEDIO</b>	<b>3,7829</b>	<b>0,5789</b>
<b>DESV. ESTANDAR</b>	0,5007	0,1310
<b>VARIANZA</b>	0,2507	0,0172
<b>COEF. VARIACION</b>	0,1324	0,2262

Fuente: Autora del proyecto

Tabla 25. Resumen de resultados de IM y CTF para muestras expuestas y no expuestas.

<b>Resumen de resultados</b>		
<b>Muestra</b>	<b>IM</b>	<b>CTF</b>
<b>No expuesta</b>	6,192	0,634
<b>L 1U</b>	4,045	0,598
<b>L 2U</b>	3,833	0,550
<b>L 3U</b>	3,783	0,579

Fuente: Autora del proyecto

Con el objetivo de visualizar de manera mas clara los resultados, en las figuras 26 y 27 se muestran las graficas correspondientes a los intervalos de confianza calculados para IM y CTF, junto con los valores de obtenidos para muestras expuestas y no expuestas al contacto con los fluidos de perforación, el calculo de los intervalos de confianza se detallo en el numeral 7.3.

Figura 26 Intervalo de confianza, y valores promedio obtenidos del Modulo de indentación en muestras expuestas a fluidos de perforación con variaciones de NaCl.

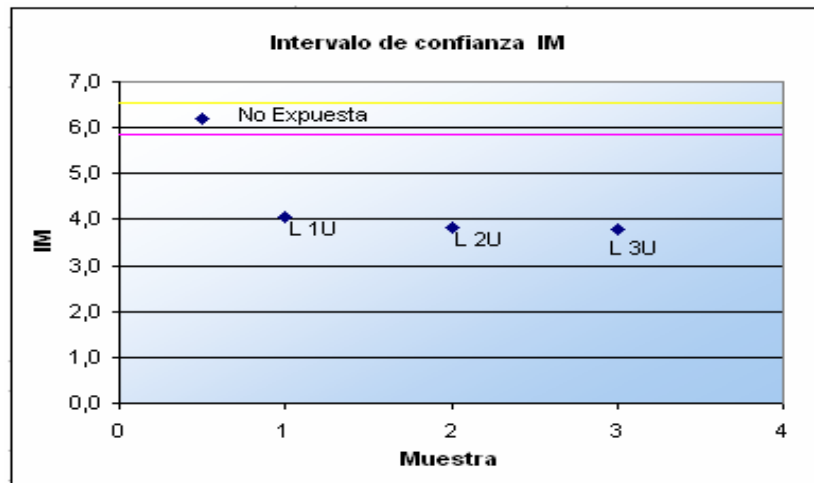
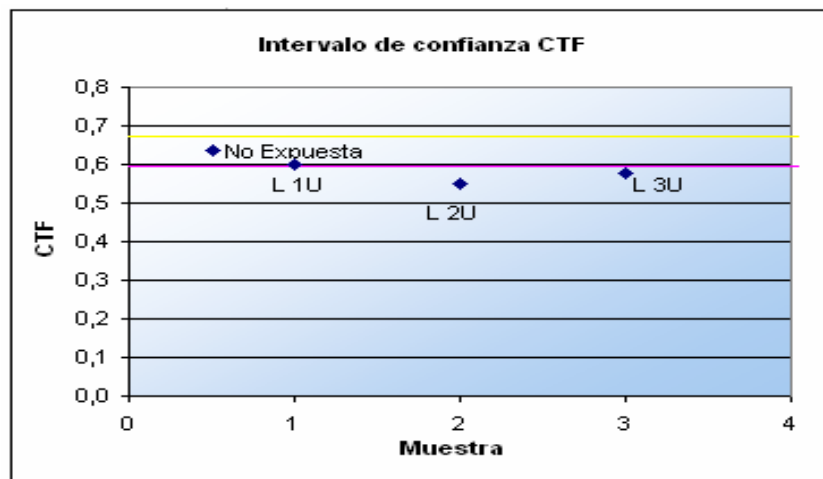


Figura 27 Intervalo de confianza, y valores promedio obtenidos de Fuerza critica de transición en muestras expuestas a fluidos de perforación con variaciones de NaCl.



Fuente: Autora del proyecto

Al comparar los resultados del resumen de valores (ver tabla 25) a simple vista se observa una disminución de las medidas de IM y CTF después de que las muestras fueron expuestas, esta apreciación se puede respaldar con el hecho de que para el caso del Módulo de indentación (IM) ninguno de los valores promedios obtenidos para las muestras expuestas a los diferentes lodos, caen dentro del intervalo de confianza calculado.

En el caso de la Fuerza crítica de transición (CTF) aunque la variación de los resultados parece ser menor, solo el valor correspondiente a la muestra expuesta al lodo L 1U cae dentro del intervalo de confianza calculado para este parámetro. Teniendo en cuenta este hecho, se podría decir inicialmente que la respuesta mecánica de la roca, se afectó debido al fenómeno de interacción y esto a su vez se ve reflejado en valores más bajos de los parámetros obtenidos de la prueba de indentación, sin embargo hay que resaltar que las muestras de shales expuestas al lodo con las características de L 1U tuvieron una menor afectación y por lo tanto el valor de CTF se conservó muy cercano al de la muestra no expuesta.

Por otro lado, se realizó el análisis estadístico (solo entre los grupos de muestras expuestas) utilizando la prueba de análisis de varianza ANOVA, con lo cual se espera conocer, si el tratamiento aplicado (diferencia en el contenido de sal de cada lodo) está afectando considerablemente las mediciones obtenidas, o si por el contrario el efecto de este tratamiento se puede considerar insignificante, el procedimiento que involucra el análisis de varianza se detalla en el numeral 7.4. Los resultados de la aplicación de ANOVA para cada uno de los parámetros, se muestran en las tablas 26 y 27.

Tabla 26. Resumen de resultados para análisis de varianza del Modulo de Indentación (IM).

$\alpha=$	0,05				
<b>N=</b>	57				
<b>K=</b>	3				
<b>IM</b>					
<b>Tabla resumen para análisis de varianza</b>					
<b>Fuente de variación</b>	<b>Suma de cuadrados</b>	<b>Grados de libertad</b>	<b>Media cuadrática</b>	<b>Cociente F</b>	<b>Valor F de la tabla</b>
<b>Entre grupos</b>	0,7335	2	0,3668	2,51	3,17
<b>Dentro de grupos</b>	7,8970	54	0,1462		
<b>Total</b>	8,6305	56			

Fuente: Autora del proyecto

Tabla 27. Resumen de resultados para análisis de varianza de la Fuerza critica de transición (CTF).

$\alpha=$	0,05				
<b>N=</b>	57				
<b>K=</b>	3				
<b>CTF</b>					
<b>Tabla resumen para análisis de varianza</b>					
<b>Fuente de variación</b>	<b>Suma de cuadrados</b>	<b>Grados de libertad</b>	<b>Media cuadrática</b>	<b>Cociente F</b>	<b>Valor F de la tabla</b>
<b>Entre grupos</b>	0,0219	2	0,0110	0,74	3,17
<b>Dentro de grupos</b>	0,7972	54	0,0148		
<b>Total</b>	0,8192	56			

Fuente: Autora del proyecto

A partir de estos resultados observamos que el cociente F calculado, en ambos casos tanto para IM como para CTF, es menor que el valor de F correspondiente en las tablas. Por lo tanto se acepta la hipótesis nula  $H_0 : \mu_1 = \mu_2 = \mu_3$  con un nivel de significancia de 0,05 % y se rechaza la hipótesis alternativa  $H_a$  : las

medias no son iguales, con lo cual se puede concluir, que a pesar de que existe un afectación en la respuesta mecánica de la roca, luego de que las muestras se exponen al contacto con el lodo y que este efecto se puede ver reflejado en la disminución de los parámetros IM y CTF que no entran en el intervalo de confianza calculado, se encontró también con el análisis de varianza, después de realizar la comparación de los resultados *solo* entre los grupos de muestras expuestas, que las variaciones de contenido de sal en los lodos utilizados, no causan diferencias considerables de los resultados de IM y CTF entre estos grupos de muestras expuestas.

### **8.3 PRUEBAS DE INDENTACIÓN REALIZADAS SOBRE MUESTRAS DE SHALE EXPUESTAS A 11 LODOS DE PERFORACIÓN**

Esta investigación concluye con las pruebas de indentación realizadas sobre cortes de la misma muestra del shale utilizado en los experimentos anteriores, luego de que estuvieron en contacto con 11 lodos de perforación, cuyas características principales se encuentran en la tabla 28. A partir de los resultados de estas pruebas se pretende realizar un análisis del efecto de interacción fluido-shale, encontrar cual de las composiciones propuestas para los lodos utilizados es la que ofrece una menor alteración de la respuesta mecánica de la roca (medida a través de parámetros de indentación) y descubrir por medio de análisis estadísticos, cuales de las variables como: contenido de sal, relación aceite-agua y relación barablok-barotrol, ocasionan efectos significativos sobre la muestra, que se evidencien en variaciones considerables de los parámetros IM y CTF obtenidos de la prueba de indentación.

Tabla 28 Composición de los 11 fluidos de perforación utilizados.

<b>COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN</b>			
<b>LODO</b>	<b>REL. ACEITE-AGUA</b>	<b>% CaCl<sub>2</sub></b>	<b>RELACION BARABLOCK-BAROTROL</b>
L1	80/20	7,5	0
L2	80/20	10	0
L3	80/20	15	0
L4	80/20	20	0
L5	80/20	25	0
L6	90/10	10	0
L7	70/30	10	0
L8	80/20	10	2:2
L9	80/20	10	4:4
L10	80/20	10	6:6
L11	80/20	10	8:8

Fuente: Autora del proyecto

**8.3.1 Resultados de la prueba de indentación sobre muestras de shale expuestas a 11 diferentes fluidos de perforación** Al final del proceso completo de exposición y preparación de los cortes de shale (descrito en el numeral 8.1) se obtuvieron 220 muestras (ver figura 28) a las cuales se les realizó la prueba de indentación.

Figura 28 Probetas obtenidas para la prueba de indentación.



Fuente: Autora del proyecto

Las graficas a partir de la cuales se calcularon los parámetros de indentación, se presentan en el anexo 2. Debido a la gran cantidad de datos que se manejaron, en la tabla 29 solo se presenta un resumen de los resultados con los valores promedio de modulo de indentación IM y fuerza critica de transición CTF, incluyendo los que corresponden a muestras no expuestas.

Con el objetivo de conocer si hubo una variación considerable de los parámetros IM y CTF, cada uno de los valores promedio de muestras expuestas se comparo con el valor obtenido de las muestras no expuestas. Para tomar una decisión acerca de esta comparación se utilizaron los intervalos de confianza calculados en el numeral 7.3. Estos intervalos junto con los valores promedio de los parámetros obtenidos de la prueba de indentación se graficaron en las figuras 29 y 30.

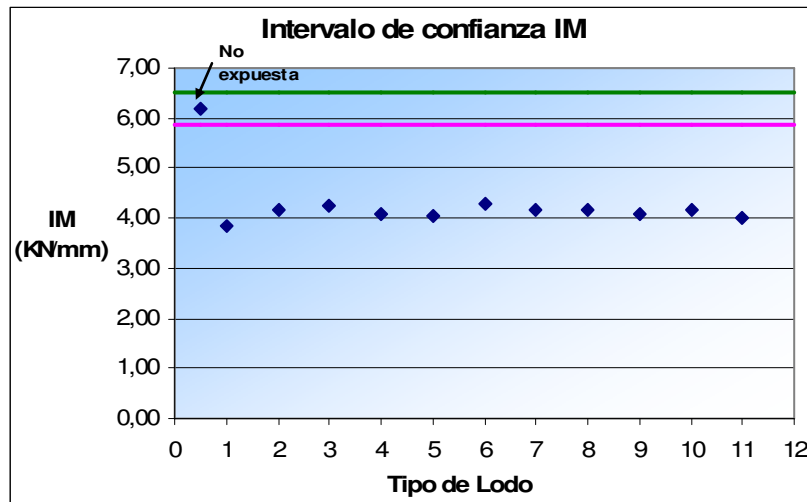
Adicional a esto, se realizo el análisis estadístico (solo entre los grupos de muestras expuestas) utilizando la prueba de análisis de varianza ANOVA, con lo cual se espera conocer, si el tratamiento aplicado (variaciones en el contenido de sal, relación aceite-agua y relación Barablok-Barotrol) esta afectando considerablemente los parámetros de la prueba, o si por el contrario el efecto de estos tratamientos se puede considerar insignificante. El procedimiento que involucra el análisis de varianza se detallo en el numeral 7.4. Los resultados de la aplicación de ANOVA para cada caso, se muestran en las tablas 30, 31, 32, 33, 34 y 35.

Tabla 29 Resumen de los resultados con valores promedio de IM y CTF obtenidos de la prueba de indentación en muestras expuestas a 11 diferentes fluidos de perforación.

Resumen de resultados	IM (Promedio)	CTF (Promedio)
Tipo de lodo	KN/mm	KN
Ninguno	6,192	0,634
L1	3,858	0,560
L2	4,183	0,605
L3	4,254	0,627
L4	4,099	0,583
L5	4,036	0,569
L6	4,287	0,601
L7	4,178	0,577
L8	4,168	0,557
L9	4,078	0,575
L10	4,183	0,596
L11	3,988	0,594

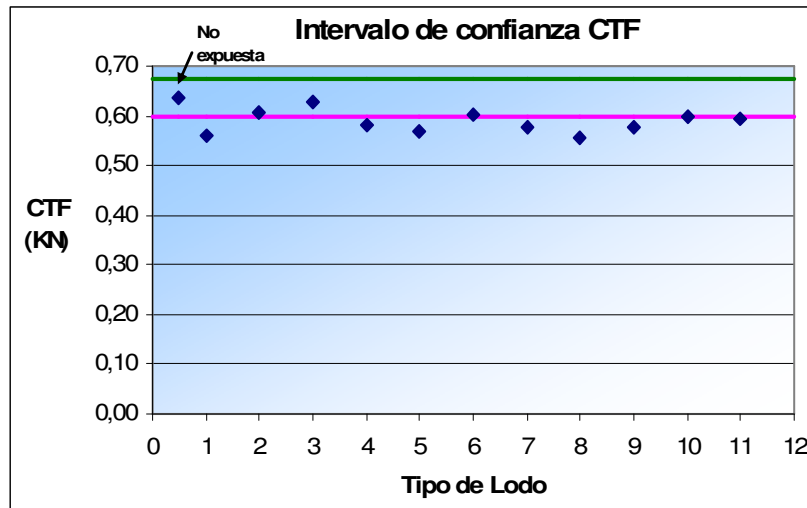
Fuente: Autora del proyecto

Figura 29 Intervalo de confianza, y valores promedio obtenidos del Modulo de indentación en muestras expuestas a 11 diferentes fluidos de perforación.



Fuente: Autora del proyecto

Figura 30 Intervalo de confianza, y valores promedio obtenidos de Fuerza critica de transición en muestras expuestas a 11 diferentes fluidos de perforación.



Fuente: Autora del proyecto

Cuando se comparan los resultados del resumen de valores (ver tabla 29) a simple vista se observa una disminución de ambos parámetros IM y CTF después de que las muestras fueron expuestas, pero en el caso de la fuerza crítica de transición la diferencia es mucho menor, esta apreciación se respalda con el hecho de que para el caso del Modulo de indentación (IM) ninguno de los valores promedios obtenidos para las muestras expuestas a los diferentes lodos, caen dentro del intervalo de confianza calculado (ver figura 29), a diferencia de la Fuerza crítica de transición en donde 5 de los valores promedio correspondientes a las muestras expuestas a L2, L3, L6, L10, L11 están dentro del intervalo de confianza (ver figura 30) y los demás se encuentran bastante cercanos. Este hecho, sugiere que en primera instancia la interacción química entre los lodos utilizados y la muestra de shale, afecta de manera más notoria los valores de modulo de indentación (IM), pero los valores de CTF tienden a conservarse muy cercanos a los de la muestra no expuesta. Para visualizar de manera más clara este fenómeno en las figuras 31 a 36 se graficaron los valores del índice de inhibición para IM y CTF, estas graficas se separaron de acuerdo a las variaciones

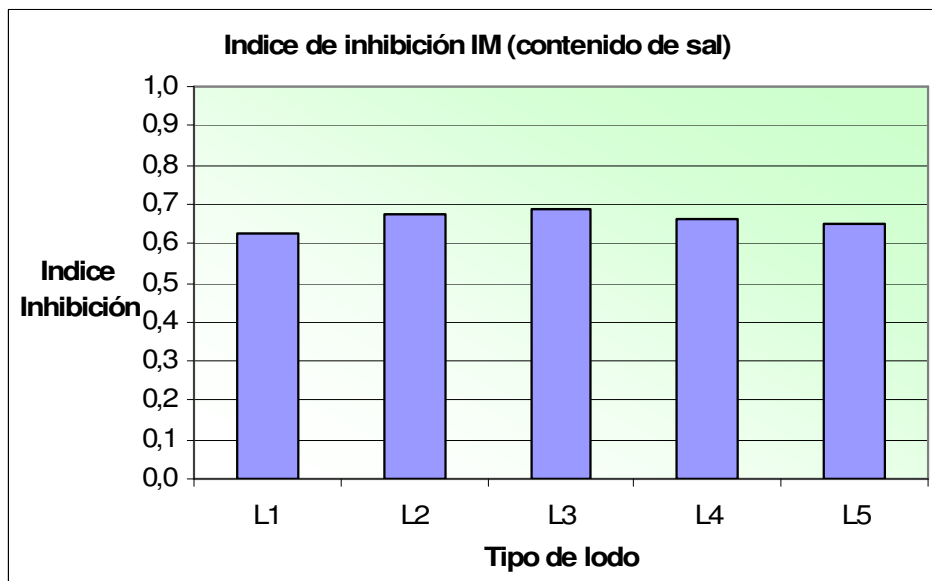
en los lodos (contenido de sal, relación aceite –agua y relación Barablok-Barotrol). El calculo realizado para obtener el índice de inhibición se muestra a continuación:

$$\text{Indice de Inhibicion IM} = \frac{\text{IM muestra exp uesta}}{\text{IM muestra no exp uesta}}$$

$$\text{Indice de Inhibicion CTF} = \frac{\text{CTF muestra exp uesta}}{\text{CTF muestra no exp uesta}}$$

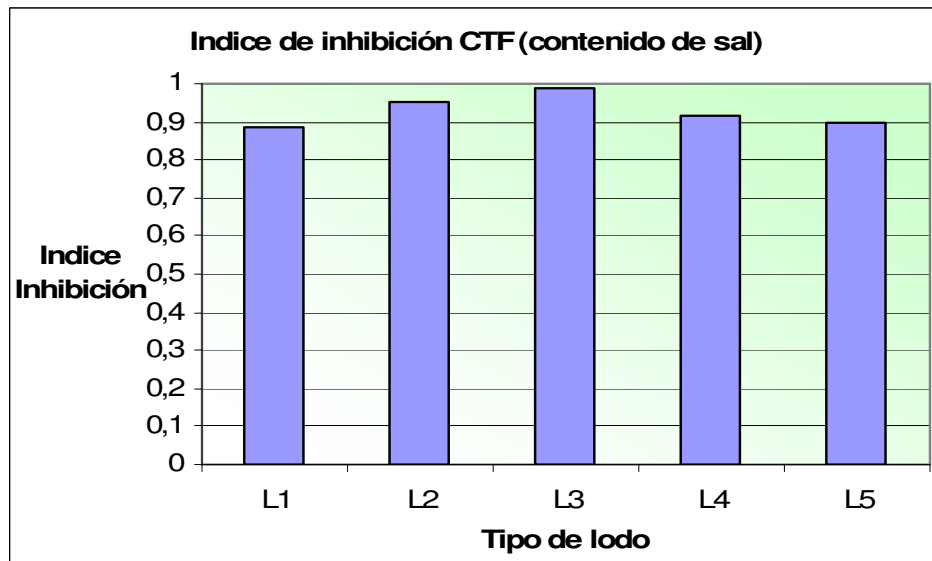
Se espera que si los parámetros IM y CTF no fueron afectados considerablemente por la interacción entre el fluido y el shale, los valores de índice de inhibición estén muy cercanos a 1.

Figura 31 Índice de inhibición calculado a partir de valores promedio de IM para muestras expuestas a lodos con diferente contenido de CaCl<sub>2</sub>.



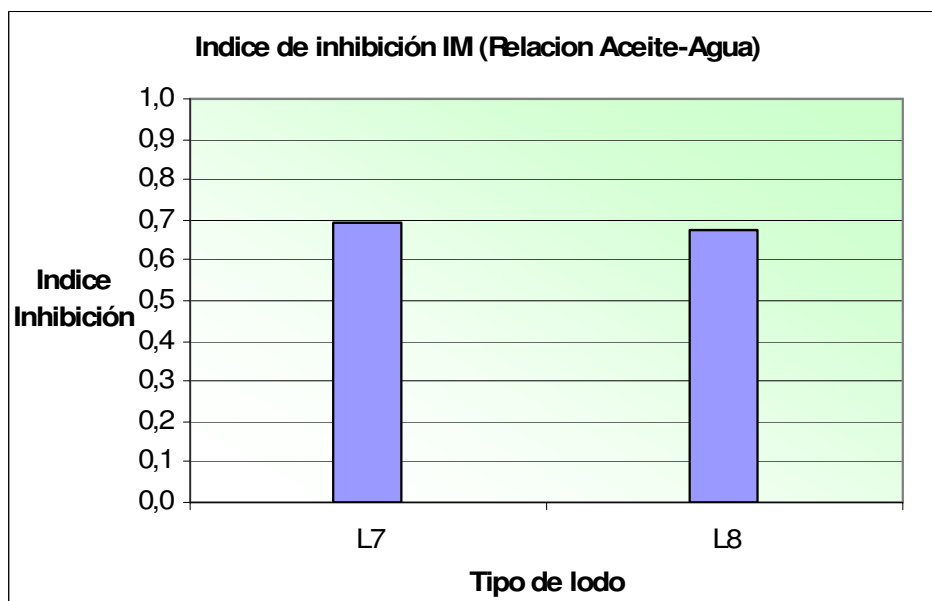
Fuente: Autora del proyecto

Figura 32 Índice de inhibición calculado a partir de valores promedio de CTF para muestras expuestas a lodos con diferente contenido de  $\text{CaCl}_2$ .



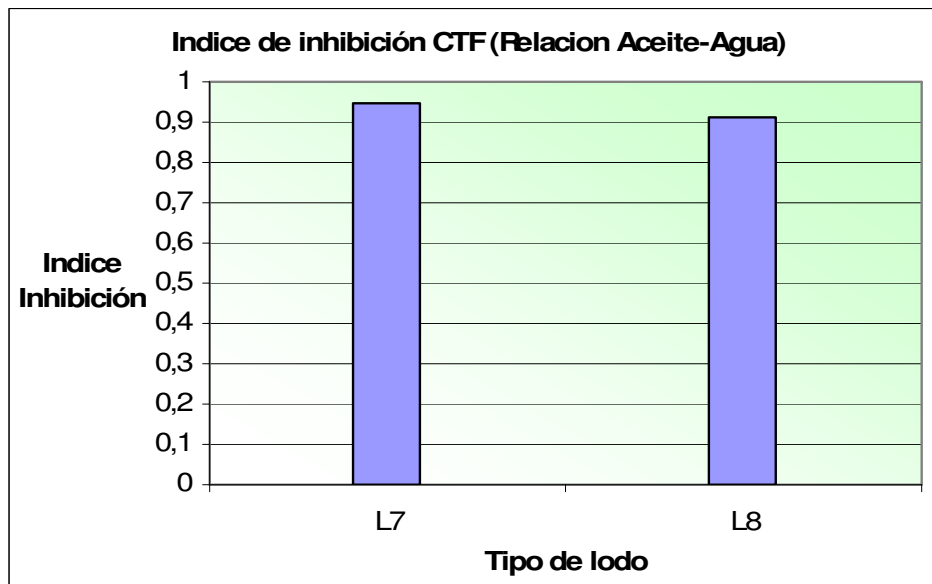
Fuente: Autora del proyecto

Figura 33 Índice de inhibición calculado a partir de valores promedio de IM para muestras expuestas a lodos con diferente relación aceite-agua.



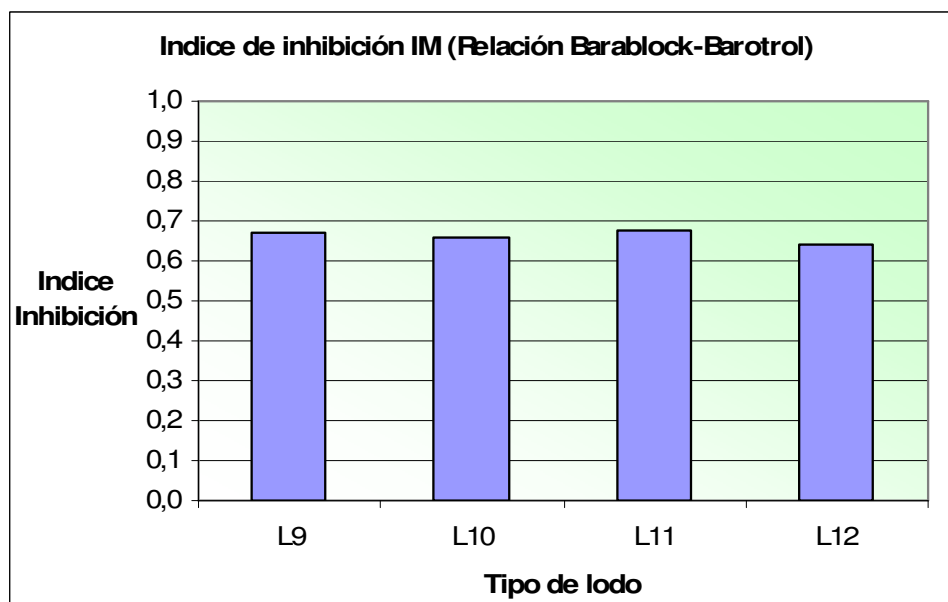
Fuente: Autora del proyecto

Figura 34 Índice de inhibición calculado a partir de valores promedio de CTF para muestras expuestas a lodos con diferente relación aceite-agua.



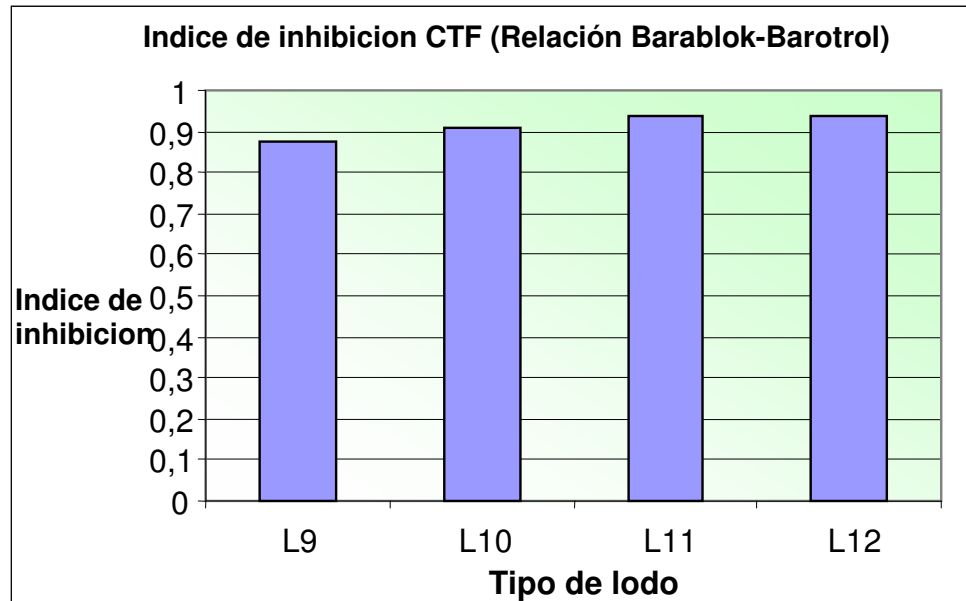
Fuente: Autora del proyecto

Figura 35 Índice de inhibición calculado a partir de valores promedio de IM para muestras expuestas a lodos con diferente relación Barablock-Barotrol.



Fuente: Autora del proyecto

Figura 36 Índice de inhibición calculado a partir de valores promedio de CTF para muestras expuestas a lodos con diferente relación Barablok-Barotrol.



Fuente: Autora del proyecto

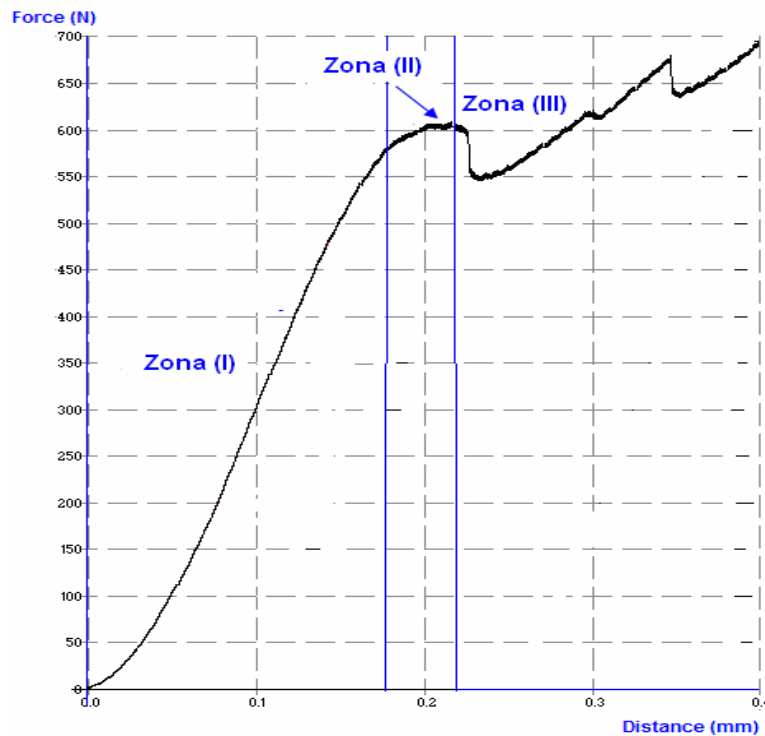
A partir de los resultados de Índice de inhibición mostrados en las figuras 31 a 36 podemos ver que efectivamente el parámetro CTF tuvo una menor afectación debido al contacto con el lodo, ya que los valores de este índice en casi todos los casos están por encima o muy cercanos a 0.9, a diferencia de los índices calculados para el Modulo de indentación los cuales están por debajo de 0.7 en todos los casos.

El hecho de que los valores de CTF obtenidos de la prueba de indentación (luego de que las muestras estuvieron en contacto con el fluido de perforación) exhiban una alteración mínima al compararlos con los resultados de las muestras no expuestas, y que por el contrario los valores del IM luego del contacto con el lodo, muestren una afectación considerable, puede explicarse teniendo en cuenta que el comportamiento de la grafica que se obtiene como resultado de una prueba de indentación, es muy similar al que se observo en una prueba realizada anteriormente por Md. Amanullah 1993, donde se utilizo un penetrometro de

aguja, con el fin de evaluar el funcionamiento de aditivos sobre diferentes muestras de shales.

Los resultados de estas pruebas mostraron que al igual que en la indentación, todas las graficas presentan claramente 3 zonas distintas (figura 37) como son: una zona inicial de pendiente positiva, una zona de pendiente aproximadamente cero y una zona de pendiente negativa. La primera zona representa una región de ablandamiento natural y la segunda y tercera zona representan la zona de pre y post falla respectivamente.

Figura 37 Grafica obtenida de la prueba de indentación, donde se aprecian las tres zonas de interés.



Fuente: Autora del proyecto

Con el aumento de la intensidad de la interacción fluido-roca las curvas cambian alejándose del eje de de la fuerza y generan un declinamiento de la pendiente cuando la interacción hace la roca mas dúctil y flexible.

La capa superficial de los cortes de shale ofrece una resistencia de confinamiento insignificante debido a su ablandamiento y a su estructura mecánica menos competente. En esta región la aguja (indentador) esta influenciada predominantemente por los efectos de skin (daño superficial debido a la infiltración del lodo). En la región de ablandamiento la carga generada debido a la resistencia de la muestra es directamente proporcional a la profundidad de penetración y las curvas muestran un aumento lineal.

El aumento en la resistencia a cizalla, los efectos de confinamiento de la muestra y el aumento de la resistencia de la parte central de la roca menos perturbada, ofrece mucho mas alta resistencia al avance de la aguja, y por consiguiente los valores de la fuerza requerida para realizar la indentación aumentan con la profundidad de penetración. La rata de aumento de la carga después de la zona de ablandamiento es menor, esto se debe a que el avance de la aguja causa una fragmentación de la roca, por lo que esta se comporta como un material remoldado<sup>6</sup>.

Con base en lo anteriormente expuesto y teniendo en cuenta que la prueba realizada con el penetrometro de aguja es muy similar a la prueba de indentación, se podría explicar que los valores de modulo de indentación se vean mas afectados luego de la interacción de los cortes de roca con el fluido de perforación, y que a diferencia de esto la fuerza critica de transición se mantenga en valores cercanos a los de la muestra no expuesta, debido a que este valor probablemente se midió en una zona menos afectada por la interacción.

Por otro lado hay que considerar también el tiempo de exposición de la roca al contacto con el lodo, debido a que a mayor tiempo de exposición hay mas posibilidades de que la muestra sea invadida por el lodo y sufra una alteración mayor de sus propiedades. Dado este caso seria posible que el fenómeno se reflejara en valores de CTF que difieran considerablemente del valor de una muestra no expuesta. Con el fin de verificar esto, se recomienda para futuros análisis realizar pruebas variando el tiempo de exposición de las muestras.

En las tablas 30 a 35, se muestran los resultados del análisis estadístico realizado (solo entre los grupos de muestras expuestas) utilizando la prueba de análisis de varianza ANOVA, con lo cual se espera conocer, si las variaciones en los lodos (diferente contenido de sal, relación aceite-agua y relación Barablok-Barotrol) afectaron considerablemente los resultados obtenidos, o si por el contrario los efectos de estos tratamientos se pueden considerar insignificantes, el procedimiento que involucra el análisis de varianza se detallo en el numeral 7.4.

Tabla 30. Resumen de resultados para análisis de varianza de IM, efecto de la salinidad.

<b><math>\alpha=</math></b>	0,05				
<b>N=</b>	95				
<b>K=</b>	5				
<b>IM</b>					
<b>Tabla resumen para análisis de varianza</b>					
<b>Fuente de variación</b>	<b>Suma de cuadrados</b>	<b>Grados de libertad</b>	<b>Media cuadrática</b>	<b>Cociente F</b>	<b>Valor F tabla</b>
<b>Entre grupos</b>	1,75	4,00	0,44	3,71	2,49
<b>Dentro de grupos</b>	10,64	90,00	0,12		
<b>Total</b>	12,39	94,00			

Fuente: Autora del proyecto

Tabla 31. Resumen de resultados para análisis de varianza de CTF, efecto de la salinidad.

$\alpha=$	0,05				
<b>N=</b>	95				
<b>K=</b>	5				
<b>CTF</b>					
<b>Tabla resumen para análisis de varianza</b>					
<b>Fuente de variación</b>	<b>Suma de cuadrados</b>	<b>Grados de libertad</b>	<b>Media cuadrática</b>	<b>Cociente F</b>	<b>Valor F tabla</b>
<b>Entre grupos</b>	0,06	4,00	0,01	0,99	2,49
<b>Dentro de grupos</b>	1,26	90,00	0,01		
<b>Total</b>	1,32	94,00			

Fuente: Autora del proyecto

Tabla 32. Resumen de resultados para análisis de varianza de IM, efecto de la relación aceite agua.

$\alpha=$	0,05				
<b>N=</b>	38				
<b>K=</b>	2				
<b>IM</b>					
<b>Tabla resumen para análisis de varianza</b>					
<b>Fuente de variación</b>	<b>Suma de cuadrados</b>	<b>Grados de libertad</b>	<b>Media cuadrática</b>	<b>Cociente F</b>	<b>Valor F tabla</b>
<b>Entre grupos</b>	0,11	1,00	0,11	0,87	4,12
<b>Dentro de grupos</b>	4,65	36,00	0,13		
<b>Total</b>	4,76	37,00			

Fuente: Autora del proyecto

Tabla 33. Resumen de resultados para análisis de varianza de CTF, efecto de la relación aceite agua.

$\alpha=$	0,05				
$N=$	38				
$K=$	2				
<b>CTF</b>					
<b>Tabla resumen para análisis de varianza</b>					
<b>Fuente de variación</b>	<b>Suma de cuadrados</b>	<b>Grados de libertad</b>	<b>Media cuadrática</b>	<b>Cociente F</b>	<b>Valor F tabla</b>
<b>Entre grupos</b>	0,01	1,00	0,01	0,35	4,12
<b>Dentro de grupos</b>	0,54	36,00	0,01		
<b>Total</b>	0,54	37,00			

Fuente: Autora del proyecto

Tabla 34. Resumen de resultados para análisis de varianza de IM, efecto de la relación Barablok-Barotrol.

$\alpha=$	0,05				
$N=$	75				
$K=$	4				
<b>IM</b>					
<b>Tabla resumen para análisis de varianza</b>					
<b>Fuente de variación</b>	<b>Suma de cuadrados</b>	<b>Grados de libertad</b>	<b>Media cuadrática</b>	<b>Cociente F</b>	<b>Valor F tabla</b>
<b>Entre grupos</b>	0,45	3,00	0,15	1,44	2,75
<b>Dentro de grupos</b>	7,46	71,00	0,11		
<b>Total</b>	7,91	74,00			

Fuente: Autora del proyecto

Tabla 35. Resumen de resultados para análisis de varianza de CTF, efecto de la relación Barablok-Barotrol.

$\alpha=$	0,05				
$N=$	75				
$K=$	4				
<b>CTF</b>					
<b>Tabla resumen para análisis de varianza</b>					
<b>Fuente de variación</b>	<b>Suma de cuadrados</b>	<b>Grados de libertad</b>	<b>Media cuadrática</b>	<b>Cociente F</b>	<b>Valor F tabla</b>
<b>Entre grupos</b>	0,02	3,00	0,01	0,34	2,75
<b>Dentro de grupos</b>	1,34	71,00	0,02		
<b>Total</b>	1,36	74,00			

Fuente: Autora del proyecto

A partir de los resultados de ANOVA para CTF (tablas 31, 33 y 35) se puede decir que ninguno de los tratamientos aplicados (variación del contenido de sal, relación aceite agua y relación Barablok-Barotrol) afecto considerablemente los valores de CTF obtenidos de la prueba de indentación sobre muestras expuestas, ya que en todos los casos el cociente F calculado resulto menor que el valor de F correspondiente en las tablas, lo cual quiere decir según la metodología planteada en el numeral 7.4, que se debe aceptar la hipótesis nula  $H_0$ : las medias de los grupos son iguales, no existen variaciones considerables en los valores de CTF y los tratamientos aplicados no influyen de manera significativa en los resultados.

Para el caso del Modulo de indentación los resultados de ANOVA (tablas 30, 32, y 34) mostraron que solamente la variación del contenido de sal ocasiono un efecto considerable en los valores de IM luego de que las muestras estuvieron en contacto con el lodo (ver tabla 30), ya que solo en este caso el valor del cociente F calculado fue mayor que el valor de F encontrado en las tablas, en los demás casos, los valores del cociente F calculado fueron menores y por lo tanto se concluye que los tratamientos no influyeron de manera significativa en los resultados de este parámetro.

## CONCLUSIONES

El estudio del fenómeno de interacción fluido-shale, requiere la realización de experimentos preliminares, a partir de los cuales sea posible tener una idea de la dispersión de los valores obtenidos de la prueba de indentación y al mismo tiempo, aprovechar estos datos como parámetros iniciales para plantear el diseño del experimento.

El comportamiento similar de las graficas, y la buena repetibilidad de los resultados de las pruebas de indentación realizadas, permiten sugerir que los parámetros obtenidos de esta prueba, están evidenciando una característica de la roca, lo cual aporta un alto grado de confiabilidad a la hora de utilizar estos valores para realizar el análisis de interacción planteado.

En todos los casos el parámetro CTF resulto menos afectado que el IM, esta conclusión surge del hecho que para el Modulo de indentación (IM) ninguno de los valores promedio obtenidos para las muestras expuestas, entraron en el intervalo de confianza calculado y a diferencia de esto los valores de CTF tienden a conservarse muy cercanos al de la muestra no expuesta, ya que varios de los resultados de para este parámetro entraron en el intervalo de confianza calculado y los demás se conservaron en todos los casos bastante cercanos. Este hecho esta de acuerdo con los resultados observados en las graficas del índice de inhibición, en donde se encontró que para todos los casos de IM el valor de este índice resulto menor o igual a 0.7, a diferencia del CTF en donde se conservo por encima o muy cercano a 0.9.

Las diferencias en la afectación de estos dos parámetros se puede explicar teniendo en cuenta que la primera zona de la grafica en donde se mide el Modulo de indentación representa una región de ablandamiento natural y se genera un declinamiento de la pendiente cuando la interacción hace la roca mas dúctil y flexible. A demás la capa superficial de los cortes de shale ofrece una resistencia

de confinamiento insignificante debido a su ablandamiento y a su estructura mecánica menos competente. A diferencia de esto los efectos de confinamiento de la muestra y el aumento de la resistencia de la parte central de la roca menos perturbada, ofrece mucho mas alta resistencia al avance de la aguja y por lo tanto el valor de CTF puede resultar menos afectado.

Con base en las características mineralogías de la muestra se puede decir que el shale utilizado en todas las pruebas realizadas para este análisis, posiblemente no evidencio una alteración muy marcada de su respuesta mecánica luego del contacto con los diferentes fluidos de perforación, gracias al bajo contenido de minerales arcillosos (apenas del 20%) y de minerales inestables (problemáticos) como esmectita (1%), lo cual hace que la muestra presente baja actividad y baja capacidad de intercambio cationico.

Los resultados del análisis de varianza ANOVA mostraron que ninguno de los tratamientos aplicados (variación del contenido de sal, relación aceite agua y relación Barablok-Barotrol) afecto considerablemente los valores de CTF obtenidos de la prueba de indentación sobre muestras expuestas.

Para el caso del Modulo de indentación los resultados de ANOVA mostraron que solamente la variación del contenido de sal ( $\text{CaCl}_2$ ) ocasiono un efecto considerable en los valores de IM luego de que las muestras estuvieron en contacto con el lodo. En los demás casos, se encontró que los tratamientos (en las proporciones utilizadas) no influyeron de manera significativa en los resultados de este parámetro.

## RECOMENDACIONES

Con el fin de plantear un experimento que sea representativo de la realidad, es importante definir claramente la metodología a seguir para realizar la exposición de las muestras de roca al contacto con los fluidos de perforación.

Para profundizar aun más en el análisis del efecto de interacción fluido-shale, se recomienda realizar pruebas de indentación sobre cortes de roca, variando el tiempo de exposición de estas muestras al contacto con los diferentes lodos de perforación, esto con el objetivo de verificar la influencia del tiempo en el fenómeno de interacción.

Se recomienda realizar pruebas sobre varias muestras de rocas arcillosas, que tengan diferente composición mineralógica, para poder hacer comparaciones y analizar el grado de afectación de la roca dependiendo de la cantidad y tipo de minerales arcillosos que la componen.

Es importante también proponer otras variaciones en la composición de los fluidos de perforación, incluyendo diferentes aditivos comerciales y tipos de sales, con el objetivo de encontrar la que tenga un mejor comportamiento, es decir la que cause una menor alteración de las propiedades de la roca.

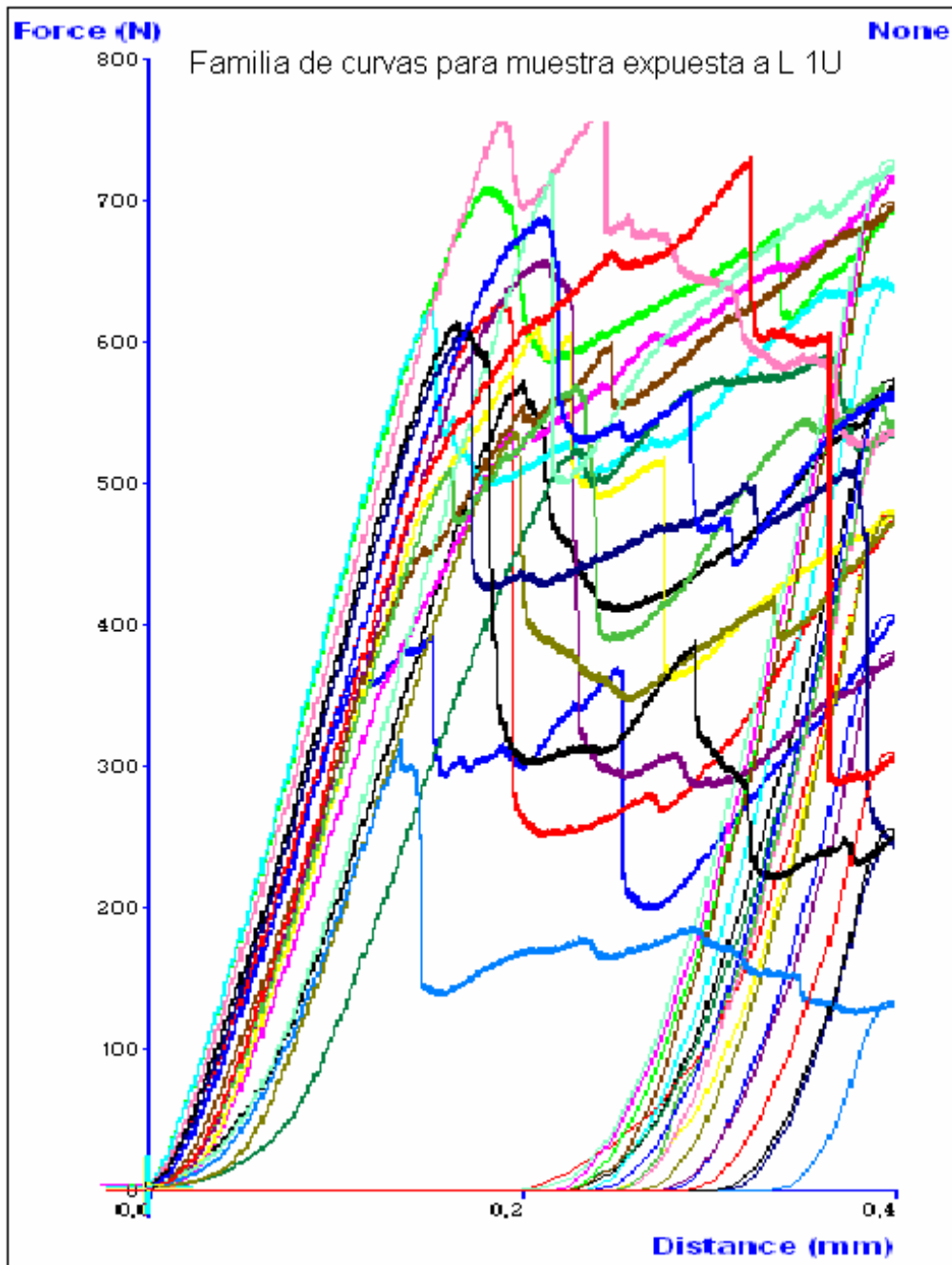
## REFERENCIAS

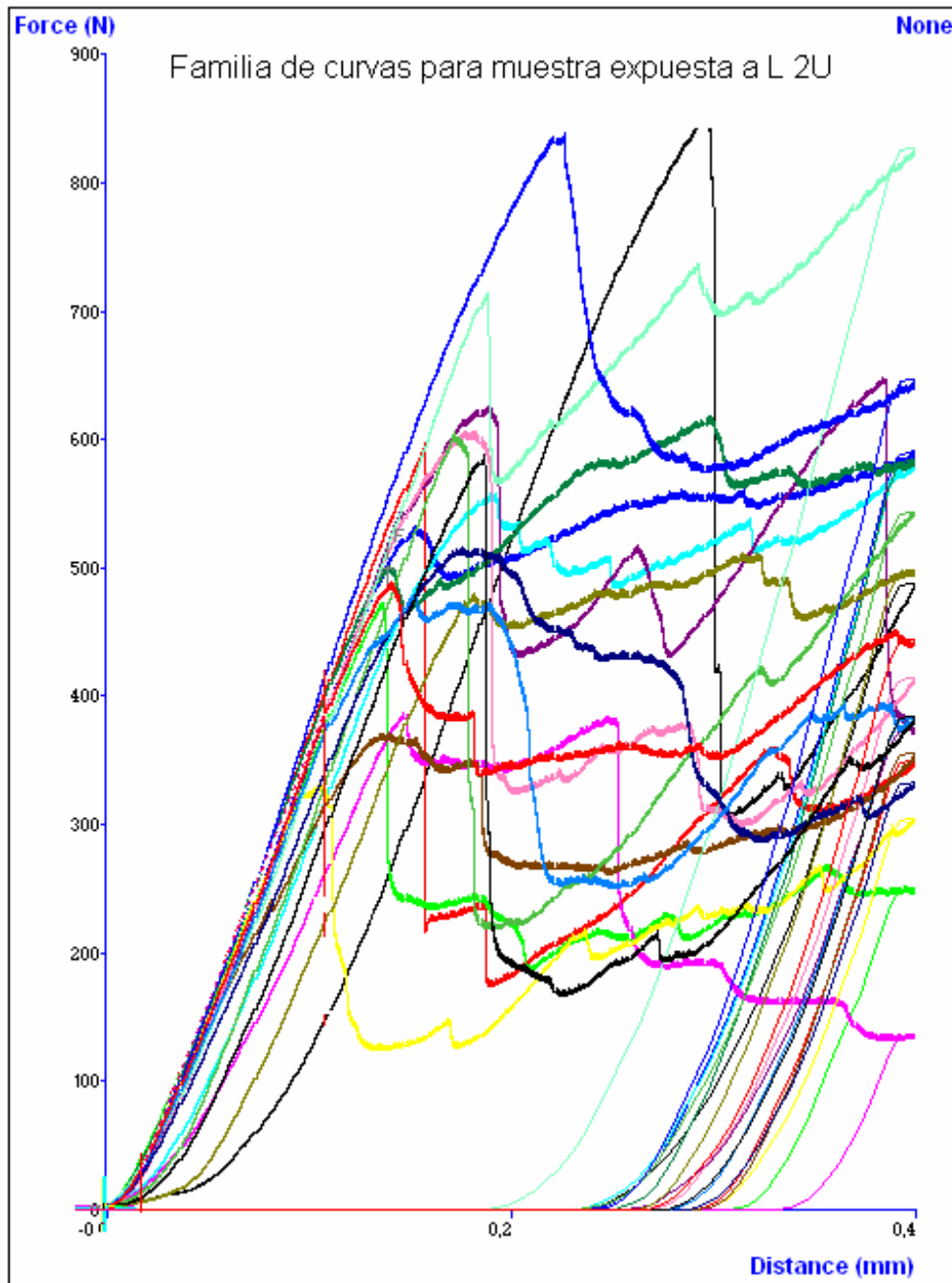
1. Santarelli, F.J., Marshala, A.F., Brignoli, M., Rossi E. and Bona N: "Formation Evaluation from Logging on Cuttings". Paper SPE 36851, Proc. Eur. Petrol. Conf. (Milano), 1996.
2. V. Uboldi, SPE, ENI SpA, L.Civolani, SPE, Smith International, and F. Zausa, "Rock Strength Measurements on Cutting as input data for Optimizing Drill Bit Selection" SPE, ENI SpA 56441
3. Ringstad, C., Lofthus, E.B., Sønstebo, E.F., Fjær, E., Zausa, F. and Giin- Fa Fuh: "Prediction of Rock Parameters from Micro- Indentation Measurements: The Effect of Sample Size". Paper SPE 47313 EUROCK '98, Trondheim 8-10 July 1998.
4. Zausa, F., Civolani, L., Brignoli, M. and Santarelli, F.J.: "Real time wellbore stability analysis at the rig-site". Paper SPE/IADC 37670 –Drilling Conference, Amsterdam 4-6- March 1997.
5. S. Carminati, SPE, L. Del Gaudio and G. Del Piero, EniTecnologie S.p.A., and M. Brignoli, SPE, ENI-Agip Division, "Water-Based Muds and Shale Interactions", paper SPE 65001.
6. Md. Amanullah, "Shale-Drilling Mud interactions", Imperial Collage of Science Technology and Medicine, Petroleum Engineering Section, department of Mineral resources Engineering, London SW7 2 BP, September 1993.
7. Betancourt Rodríguez Sergio. Elementos de Petrografía. Las rocas como fuente de origen de los suelos. Las rocas Sedimentarias. <http://campus.ecosur.org>
8. R. A. Reyes, J.G vargas "Análisis del fenómeno de ósmosis entre fluidos de perforación y formaciones arcillosas". Tesis. Universidad Industrial De Santander. (Bucaramanga 2005).
9. Oil & Gas Science and Technology "The Effects of Pore Pressure on the Mechanical and Physical Properties of Shales" Rev. IFP, Vol. 54 (1999).

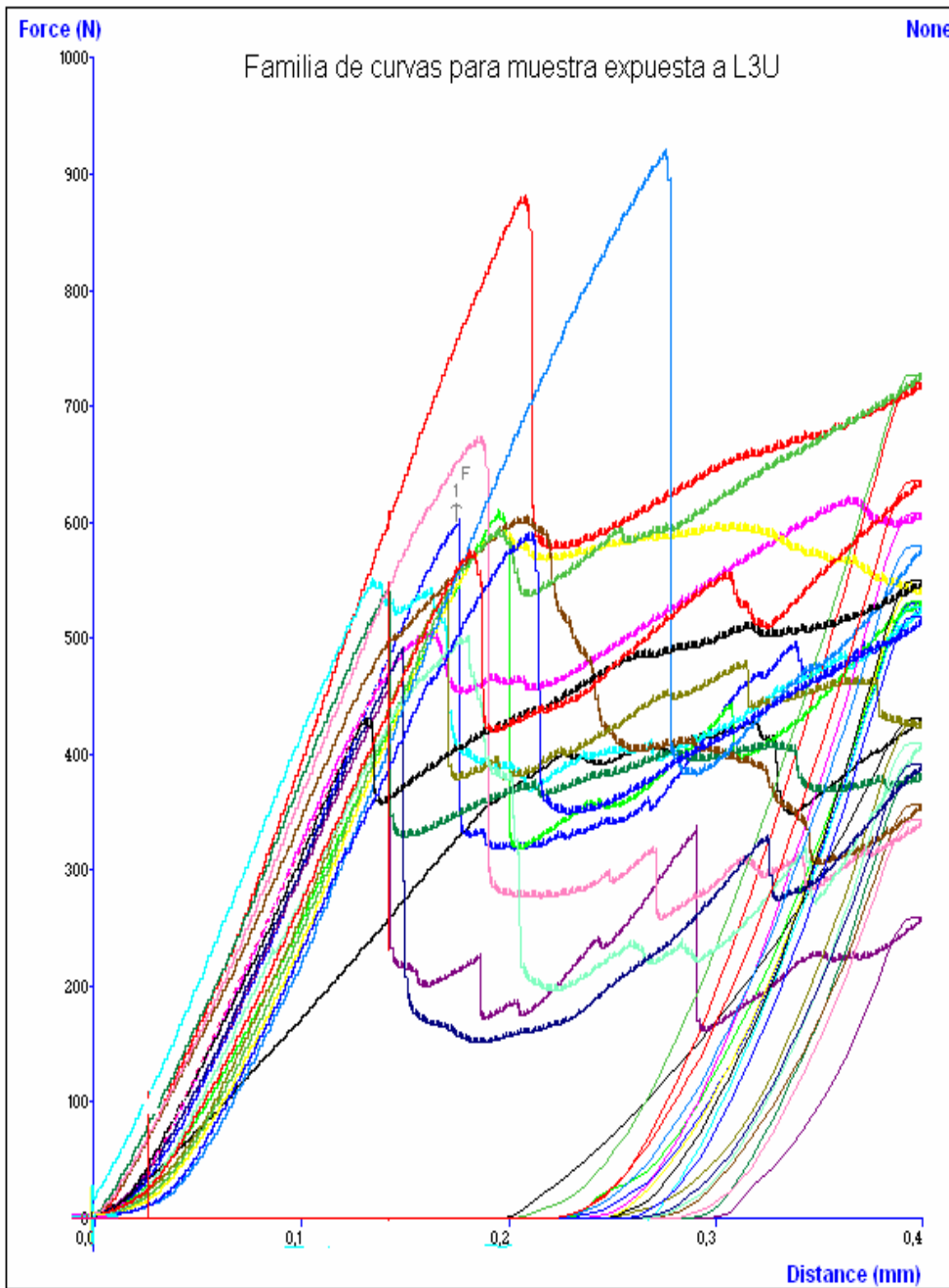
10. Mody, F. K. and Hale, A. H.: "A borehole Stability Model to Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling Fluid Shale Interaction, SPE/IADC 25728, Proc. 1993 SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Feb. 23-25, 1993.
11. Lal et al. Amoco Wellbore Stability Team, "Amoco Wellbore Stability Drilling Handbook," 1996.
12. G.V. Chiligarian. And P. Vorabutr. 1983. Drillind and Drilling Fluids: Updated textbook edition. Elsevier Science Publishers B.V. Amsterdam, the Netherlands.
13. Baroid Fluid Services. Halliburton 2006 All Rights Reserved P.O. Box 1675 Houston TX 77251.
14. Robert O. Kuehl Diseño de experimentos, Principios estadísticos de diseño y análisis de investigación
15. Universidad Catolica de Chile, Pagina web. <http://escuela.med.puc.cl/>
16. J. Mateus T. "Obtecion de la resistencia compresiva uniaxial (UCS) de las rocas a partir de mediciones sobre ripios de perforación" Tesis de grado Universidad Industrial de Santander (Bucaramanga 2005).

# **ANEXOS**

**Anexo 1. Gráficas obtenidas de las pruebas de indentación sobre muestras expuestas a tres fluidos de perforación con diferente contenido de NaCl**







**Anexo 2. Gráficas obtenidas de las pruebas de indentación sobre muestras expuestas a 11 diferentes fluidos de perforación**

