

DESARROLLO DE UN MÉTODO DE ANÁLISIS PARA EVALUACIÓN DE LODOS
DE PERFORACIÓN EN FORMACIONES ARCILLOSAS A TRAVÉS DE LA
PRUEBA DE CILINDRO DE PARED GRUESA TWC

JUAN PABLO ESPINOSA CARDENAS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2011

DESARROLLO DE UN MÉTODO DE ANÁLISIS PARA EVALUACIÓN DE LODOS
DE PERFORACIÓN EN FORMACIONES ARCILLOSAS A TRAVÉS DE LA
PRUEBA DE CILINDRO DE PARED GRUESA TWC

JUAN PABLO ESPINOSA CARDENAS

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director

M. Sc. EMILIANO ARIZA LEÓN

Co-Director

M. Sc. JENNY MABEL CARVAJAL JIMENEZ

M. Sc. ALEXÁNDER MARTÍNEZ RAMIREZ

ING. JAIME ALBERTO LOZA CASTILLO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2011

DEDICATORIA

*A la Mujer llena de amor infinito,
ternura y apoyo incondicional
MI MADRE*

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por darme la vida, la salud, y una familia maravillosa

A mis padres Carmen Elisa y Laureano por su esfuerzo, apoyo y ejemplo para formarme como una persona íntegra, con valores que hoy son la base de mis logros.

A mis hermanos Leidy Andrea y Julián por su motivación y confianza.

A mi director Emiliano Ariza, por su confianza depositada en el desarrollo de este proyecto.

A la ingeniera Jenny Mabel por sus brillantes aportes a este trabajo, por su colaboración y motivación

A los ingenieros Alexander Martínez y Jaime Loza por su espíritu de colaboración y soporte en esta investigación.

Al todo el personal del laboratorio de mecánica de rocas del ICP por brindar el soporte técnico necesario, para alcanzar la calidad de este trabajo.

Al Grupo de estabilidad de pozos por darme la oportunidad de realizar este proyecto con su apoyo y haberme inculcado el espíritu investigador.

A la Universidad Industrial de Santander por haberme permitido ser parte de tan prestigiosa institución y formarme académicamente.

TABLA DE CONTENIDO

1	ROCAS ARCILLOSAS Y FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	18
1.1	GENERALIDADES DE LA ROCAS ARCILLOSAS.....	18
1.1.1	Minerales arcillosos.....	18
1.1.2	Unidades estructurales básicas.....	19
1.1.3	Clases de arcilla.....	20
1.1.3.1	Minerales arcillosos hidratables.....	21
1.1.3.2	Minerales arcillosos no hidratables.....	23
1.1.4	Propiedades de los minerales arcillosos.....	26
1.1.4.1	Superficie específica.....	26
1.1.4.2	Capacidad de intercambio catiónico CEC.....	27
1.1.4.3	Hidratación de las arcillas.....	28
1.2	FLUIDOS DE PERFORACIÓN.	29
1.2.1	Propiedades del fluido de perforación.....	29
1.2.2	Principales funciones de los fluidos de perforación.....	31
1.2.3	Clasificación de los fluidos de perforación.....	33
1.2.3.1	Fluidos Neumáticos:.....	33
1.2.3.2	Fluidos base aceite.....	34
1.2.3.3	Fluidos base Agua.....	34
1.2.3.4	Fluidos No inhibidores.....	35
1.2.3.5	Fluidos inhibidores.....	35
2	ÁREA DE ESTUDIO.....	36
2.1	GRUPO HONDA (Ngh)	38
2.2	TRABAJO DE CAMPO.....	39
2.3	CARACTERIZACIÓN DE LAS FORMACIONES ARCILLOSAS	44
2.3.1	Composición mineralógica de las muestras (DRX).....	44
2.3.2	Capacidad de intercambio catiónico de la muestra.....	46
2.3.3	Contenido de Humedad Nativa y Actividad Química de las Muestras.....	47
3	FACTORES MECÁNICOS EN ESTABILIDAD DE ARCILLAS.....	52

3.1	PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA.....	52
3.1.1	Módulos Elásticos.....	52
3.1.2	Constante de Biot (α).....	53
3.2	FALLA DE LA ROCA POR COMPRESIÓN	54
3.2.1	Resistencia a la compresión uniaxial (UCS).....	55
3.2.2	Prueba de falla Triaxial.....	57
3.2.3	Esfuerzos alrededor de un Pozo.....	58
3.2.3.1	Prueba de cilindro hueco.....	59
3.2.3.2	Estado de esfuerzos de un cilindro Hueco.....	59
3.2.3.3	Prueba de Cilindros de pared gruesa TWC.....	60
3.3	MODELOS ANALÍTICOS.....	61
3.3.1	Modelo Elástico.....	62
3.3.2	Modelo Poroelástico.....	62
3.3.3	Modelo Químico-Poro-Elástico.....	62
4	<i>FACTORES FÍSICO-QUÍMICOS EN ESTABILIDAD DE ARCILLAS</i>	64
4.1	ACTIVIDAD DE LA FORMACIÓN.....	68
4.2	ACTIVIDAD DEL LODO	68
4.3	ÓSMOSIS QUÍMICA	70
4.4	EFICIENCIA DE MEMBRANA.....	71
4.5	PRESIÓN OSMÓTICA	72
4.6	PRESIÓN OSMÓTICA EFECTIVA.	72
4.7	SELECTIVIDAD IÓNICA.....	73
4.8	PRUEBA DE POTENCIAL ELECTROQUÍMICO.	76
5	<i>DISEÑO EXPERIMENTAL.....</i>	78
5.1	METODOLOGÍA PLANTEADA EN EL DISEÑO EXPERIMENTAL.	78
5.2	REQUERIMIENTOS DE DISEÑO EXPERIMENTAL.....	78
5.2.1	Definición de variables.....	80
5.2.2	Tamaño de la muestra.....	81

5.2.3	Selección de la muestra.....	82
5.2.3.1	Diseño de celda de carga para elaboración de plugs sintéticos.....	85
5.2.3.2	Protocolo para construcción de plugs sintéticos de TWC con la celda de carga.....	87
5.2.3.3	Procedimiento para construcción de plugs sintéticos de TWC.....	90
5.2.3.4	Resultado de la consolidación de plugs sintéticos.....	92
5.2.4	Ensayos de TWC a realizar.....	93
5.2.4.1	Sin fluido de perforación.....	94
5.2.4.2	Con fluido de perforación.....	94
5.2.4.3	Influencia del tiempo de exposición.....	94
5.2.5	Preparación de los plugs de TWC y convencionales.....	95
6	<i>ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....</i>	97
6.1	PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA.....	97
6.1.1	Pruebas de compresión uniaxial (No confinada-UCS).....	97
6.2	PRUEBA DE ADSORCIÓN ISOTÉRMICA.....	100
6.3	PRUEBAS DE CILINDROS DE PARED GRUESA (TWC).....	101
6.3.1	Ensayos de TWC sin fluido de perforación.....	102
6.3.2	Ensayos de TWC con fluidos de perforación.....	104
6.3.2.1	Ensayos de TWC con Agua.....	105
6.3.2.2	Ensayos de TWC con fluidos inhibidores.....	107
6.4	DETERMINACIÓN DEL COEFICIENTE DE BIOT (α).....	109
6.5	MODELO DE CILINDROS HUECOS.....	110
6.6	MODELO QUÍMICO POROELÁSTICO.....	112
7	<i>CONCLUSIONES.....</i>	114
8	<i>RECOMENDACIONES.....</i>	115
9	<i>REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....</i>	116

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1. Estructura básica Tetraédrica y octaédrica.....	20
Figura 1-2. Estructura básica de la Esmectita	22
Figura 1-3. Esmectita, Se expande fácilmente en contacto con el agua.....	23
Figura 1-4. Esquema de la estructura de Clorita.....	24
Figura 1-5. Láminas de Illita unidas por enlaces fuertes de potasio	25
Figura 1-6. Láminas de Illita unidas por enlaces fuertes de H y O.....	26
Figura 1-7. Hidratación de las arcillas.....	29
Figura 1-8. Clasificación de los fluidos de perforación.....	33
Figura 1-9. Clasificación de los Fluidos base Agua	35
Figura 2-1 Mapa de localización de la zona.....	37
Figura 2-2 Formación Honda	38
Figura 2-3. Localización de las estaciones	40
Figura 2-4 Composición Roca Total.....	45
Figura 2-5 Composición fracción menor a 2 micras.....	46
Figura 2-6. Curva de adsorción Isotérmica muestra C2.....	51
Figura 3-1. Diferentes situaciones de carga por compresión.....	55
Figura 3-2. Esfuerzo vs. Deformación en una prueba de compresión uniaxial .	56
Figura 3-3. Linealización de la envolvente de falla de Mohr Coulomb	57
Figura 3-4. Estado de esfuerzos alrededor de un cilindro Hueco	59
Figura 3-5. Esquema de prueba de cilindro de pared gruesa	61
Figura 4-1. Actividad del agua para las sales NaCl, KCl y CaCl ₂ a 20°F	69
Figura 4-2 Ósmosis Química	71
Figura 4-3. Esquema del equipo de la prueba de potencial electroquímico.....	77

Figura 5-1. Proceso Diseño experimental.....	79
Figura 5-2. Tamaño de las diferentes muestras.....	82
Figura 5-3. Condiciones del proceso de corte	84
Figura 5-4. Representación gráfica los componentes de la celda de carga.....	86
Figura 5-5 Equipo utilizado para construir plugs sintéticos de TWC	86
Figura 5-6. Plug convencional y plug de TWC	92
Figura 5-7. Esfuerzo axial Vs desplazamiento	93
Figura 5-8. Distribución de pruebas	95
Figura 6-1. Requerimiento de la prueba de resistencia compresiva uniaxial	98
Figura 6-2 Esfuerzos vs Deformación plugs Sintéticos.....	98
Figura 6-3. Prueba de adsorción isotérmica	101
Figura 6-4. Curva de adsorción isotérmica de la muestra.....	101
Figura 6-5. Esquema del montaje de la prueba de TWC con fluido de perforación.....	102
Figura 6-6. Colapso de las muestras sin fluido de perforación.	103
Figura 6-7. Muestra antes y después del colapso.....	104
Figura 6-8. Ensayos utilizando agua como fluido de perforación.....	106
Figura 6-9. Ensayo de TWC utilizando fluido inhibido a diferentes tiempos de exposición	107
Figura 6-10. Ensayo de TWC utilizando diferentes fluidos inhibidores	108
Figura 6-11. Módulo de Young Vs porosidad.....	110

LISTA DE IMAGENES

Imagen 2-1. Capa Arcillosa en la formación Honda. Estación C1.....	41
Imagen 2-2. Cruce Caldas Viejo	42
Imagen 2-3. Montículo Estación C2.....	42
Imagen 2-4. Capa Arcillosa en la formación Honda. Estación C2.....	43
Imagen 2-5. Capa Arcillosa en la formación Honda. Estación C3.....	44
Imagen 5-1. Algunas muestras extraídas.	83
Imagen 5-2. Muestras resinadas.....	84
Imagen 5-3. Celda de TWC armada	88
Imagen 5-4. Componentes de la celda debidamente marcados	89

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de minerales arcillosos según propiedades expansivas.	20
Tabla 2. Capacidad de intercambio catiónico de los minerales arcillosos.	27
Tabla 3: Coordenadas de las estaciones de la salida técnica	40
Tabla 4 . Resultados prueba de azul de metileno	47
Tabla 5 Resultados Humedad Nativa de las Muestras.	48
Tabla 6. Actividades para diferentes soluciones salinas	50
Tabla 7. Resultados de adsorción Isotérmica	50
Tabla 8. Coeficiente de difusión para los iones utilizados en la implementación de la prueba de potencial electroquímico a 20 °C.....	75
Tabla 9. Ecuaciones de las líneas de tendencia generadas por los valores de EM y SI de muestras de rocas arcillosas tomados del trabajo de AL-Bazali et al.	76
Tabla 10. Ensayos preliminares.....	87
Tabla 11 Actividades químicas del fluido de perforación	94
Tabla 12: Resistencia a la compresión uniaxial para 3 plugs sintéticos.....	99
Tabla 13. Módulo de Young para 3 plugs sintéticos	99
Tabla 14. Relación de Poisson para tres plugs sintéticos.....	100
Tabla 15. Presión de Colapso de las muestras antes de ser afectadas químicamente.	104
Tabla 16. Componentes de los esfuerzos principales según el modelo de cilindro hueco.....	111
Tabla 17. Parámetros de entrada de la ecuación químico poroelástico.....	112
Tabla 18. Modelo químico poroelástico	113

RESUMEN

TÍTULO: “DESARROLLO DE UN MÉTODO DE ANÁLISIS PARA EVALUACIÓN DE LODOS DE PERFORACIÓN EN FORMACIONES ARCILLOSAS A TRAVÉS DE LA PRUEBA DE CILINDRO DE PARED GRUESA TWC”.*

AUTOR: JUAN PABLO ESPINOSA CARDENAS**

Palabras claves: Interacción química, formaciones arcillosas, Cilindro de pared gruesa.

Durante la perforación de pozos de petróleo la roca es removida y remplazada por un fluido cuya principal función es mantener el equilibrio de esfuerzos que existía antes del disturbio, con el objeto de construir un pozo estable en un corto tiempo. Pero mantener la estabilidad del pozo en muchas ocasiones no es una tarea fácil, principalmente cuando se requiere perforar formaciones arcillosas que son las causantes de la mayoría de los problemas de estabilidad.

El contacto físico entre la formación arcillosa y el fluido de perforación genera rompimiento del equilibrio químico existente en la roca, ocasionando disminución en su resistencia o capacidad para soportar esfuerzos. Esta nueva condición del pozo con el fluido de perforación puede ocasionar que la cara del pozo falle por tensión o compresión.

En esta investigación se desarrolla una metodología para evaluar la influencia del intercambio químico en la pérdida de la resistencia mecánica, que se origina por la interacción del lodo y las formaciones arcillosas mientras se está perforando.

La metodología consiste en una serie de ensayos de Cilindros de Pared Gruesa (TWC), desarrollados en el laboratorio con el fin de reproducir las condiciones de perforación y simular tanto el estado de esfuerzos alrededor del pozo, como la exposición química de rocas arcillosas al fluido de perforación, para determinar el efecto de estos parámetros sobre la resistencia mecánica.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Ingeniería de Petróleos.

Director: M. Sc. Emiliano Ariza León Co-director: M. Sc. Jenny Mabel Carvajal Jimenez,
M. Sc. Alexander Martínez Ramirez, Ing. Jaime Alberto Loza Castillo

ABSTRACT

TITTLE: EVALUATION OF DRILLING FLUIDS PERFORMANCE IN CLAY FORMATIONS USING THICK-WALL CYLINDER TESTING*

AUTHOR: JUAN PABLO ESPINOSA CARDENAS**

Keywords: Chemical interaction, Clay formations, Thick wall cylinder testing.

Drilling fluids are used, among other reasons to maintain the stress balance on the rocks, which means to keep the stress conditions prior to drilling a well, in order to drill a more stable well in less operation time. However, maintaining wellbore stability while drilling is not often an easy job, especially when it involves drilling clay formations which are accountable for most of the stability problems.

The physical contact between clay formations and drilling fluids leads to a change in the original chemical balance in the rock, which may cause an alteration in rock strength or its ability to withstand the applied stress. This variation would possibly affect the wellbore stability performance and may trigger rock failure any under tension or compression.

This investigation depicts a methodology to evaluate the influence of chemical exchange in the loss of mechanical strength of clay rocks which may arise due to rock and drilling fluid interaction while drilling. The methodology consists on a series of thick-walled cylinder tests performed on laboratory to reproduce the drilling conditions of clays and simulate both the stress state around the wellbore and chemical exposure of clay rocks to drilling fluids in order to determine the effect of these parameters on the rock strength.

* Graduate Project - Thesis

** Faculty of Physic - Chemical Engineering. Petroleum Engineering School.
Director: M. Sc. Emiliano Ariza León. Co-Director: M. Sc. Jenny Mabel Carvajal Jimenez,
M. Sc. Alexánder Martínez Ramirez, Ing. Jaime Alberto Loza Castillo

INTRODUCCIÓN

Los problemas relacionados con la inestabilidad de un pozo pueden tener múltiples orígenes, debido a esto no es posible identificar un único factor que explique los problemas durante la perforación. En un panorama general los problemas de inestabilidad se pueden clasificar en: externos, debidos a las operaciones de perforación; mecánicos, que se refieren al estado de esfuerzos de la formación; y físico-químicos, los cuales están influenciados por aquellos mecanismos que inducen la interacción entre la roca y el fluido de perforación. La estabilidad de los pozos es un tema de interés actual debido a que se ha comprobado el impacto positivo que genera optimizar la perforación, ahorrándole tiempo y dinero a la industria.

Antes de iniciar la perforación, la formación se encuentra completamente estable, lo que significa que permanece en un perfecto equilibrio de esfuerzos. Durante la perforación este equilibrio se rompe, los esfuerzos se reordenan y se hacen más grandes hacia la cara del pozo; adicional a esto, cuando se perforan formaciones arcillosas, se genera un flujo iónico e hidráulico, provocado por la exposición al fluido de perforación; y se convierte en el principal problema de inestabilidad de este tipo de formaciones.

Este trabajo está enfocado a estudiar el impacto de la química del fluido de perforación y el tiempo de exposición sobre la pérdida de la resistencia mecánica de una formación arcillosa, y cómo estos parámetros afecta el estado de esfuerzos alrededor del pozo.

Esta investigación se realiza con el fin de generar conocimiento, que conduzca al entendimiento del fenómeno de intercambio químico que ocurre al interactuar el fluido de perforación y las formaciones arcillosas, y obtener un método útil que lleve a mitigar los problemas de estabilidad en este tipo de litología.

La metodología utilizada consiste en una serie de ensayos de laboratorio conocidos como cilindros de pared gruesa, TWC. Esta prueba simula los esfuerzos alrededor del pozo utilizando una muestra cilíndrica con un orificio coaxial que representa el pozo, Esta se somete a presión hidrostática, mientras circula fluido a través del agujero. Con el TWC se evalúa el comportamiento de la roca cuando se somete a diferentes tiempos de exposición con el fluido, hasta determinar un tiempo crítico, además se analiza la el efecto del interacción química de la muestra cuando se encuentra en contacto con fluidos inhibidos, para esto se utilizan salmueras con diferentes actividades químicas.

Se evalúa la capacidad del modelo analítico químico-poroelástico para describir el fenómeno, determinando la magnitud de los esfuerzos alrededor del pozo ($\sigma_{\theta\theta}$, σ_{rr} , σ_{zz}). El estado de esfuerzos de este modelo, se encuentra en función de las propiedades mecánicas de la muestra (Modulo de Young, relación de Poisson, coeficiente de Biot) y propiedades químicas del sistema fluido-shale (Actividad química del fluido de perforación, actividad química de la muestra, Eficiencia de membrana), para determinar los anteriores parámetros se realizan pruebas de Resistencia a la compresión uniaxial (UCS) y Adsorción Isotérmica.

1 ROCAS ARCILLOSAS Y FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Las rocas arcillosas son las causantes de la mayoría de los problemas durante la perforación, tener el mayor conocimiento acerca de estas y las características del fluido que va estar en contacto físico durante la perforación, hace la diferencia a la hora de prevenir inestabilidad en el pozo.

1.1 GENERALIDADES DE LA ROCAS ARCILLOSAS.

Las rocas arcillosas como las lutitas, son rocas sedimentarias que presentan baja permeabilidad y están compuestas principalmente de minerales finamente divididos, como cuarzo, feldespato, calcita y en su mayoría minerales arcillosos. Aunque muestran pobre conectividad entre sus gargantas de poro, tienen buenas porosidades y se encuentran saturadas con agua de la formación. Se caracterizan por poseer un tamaño de partícula de aproximadamente 2 micrones y presentar estructura laminar.

Los pequeños diámetros de poro explican por qué las lutitas se consideran frecuentemente impermeables. La permeabilidad puede oscilar entre 10^{-6} y 10^{-12} D, pero se encuentra por lo general en el orden de los nanodarcies (10^{-9} D). El tamaño promedio de poro de las lutitas también es pequeño: oscila entre 1 y 10 nm. En consecuencia, los mecanismos de transporte, tanto hacia dentro como hacia fuera de la formación, son muy lentos. La porosidad total de las lutitas disminuye con la compactación (profundidad), al igual que sucede con otras rocas¹.

1.1.1 Minerales arcillosos

¹ SANCHEZ, Erna; GRATEROL, Leonardo y SUAREZ, Jaime. Metodología de selección de parámetros óptimos de perforación lutíticas para estabilidad del pozo. Parte 1. PDVSA. Seflucempo. Isla margarita 2004.

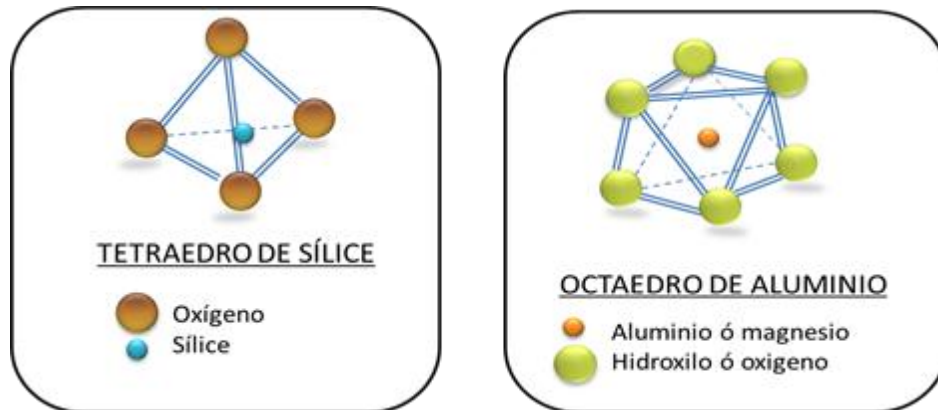
Desde el punto de vista mineralógico los minerales arcillosos son silicatos de aluminio hidratado, de granos finos que presentan estructuras bien definidas. Cuando están en presencia de agua desarrollan plasticidad. También se les conoce como silicatos estratificados porque su estructura dominante puede estar compuesta de dos, tres y cuatro capas con un mínimo tamaño de partícula de dos micrones.

1.1.2 Unidades estructurales básicas

La estructura atómica de los minerales arcillosos consiste de dos unidades básicas, una Lámina octaédrica y una tetraédrica. La lámina octaédrica está compuesta de oxígenos empaquetados muy cercanos e hidroxilos; en el cual átomos de aluminio, hierro y magnesio están dispuestos en coordinación octaédrica (Figura 1-1). Cuando el aluminio con una valencia positiva de tres es el catión presente en la lámina octaédrica, solo dos tercios de las posibles soluciones son llenados con el fin de balancear las cargas. Cuando solo dos terceras partes de las posiciones son llenadas, el mineral es llamado Di-octaédrico. Cuando el magnesio con una carga positiva de dos está presente, todas las tres posiciones son llenadas para balancear la estructura y el mineral es llamado tri-octaédrico. La segunda unidad estructural es la capa de sílice tetraédrica en el cual el átomo de silicio es equidistante de cuatro oxígenos o posiblemente hidroxilos dispuestos en la forma de un tetraedro con un átomo de silicio en el centro (Figura 1-1). Estos tetraedros están arreglados formando una estructura hexagonal que se repite infinitamente en dos direcciones horizontales para formar lo que es llamado la lámina de sílice tetraédrica².

² MURRAY H.H. Applied Clay Mineralogy: Occurrences, Processing and Application of kaolinis, Bentonites, Palygorskite, sepiolite, and common Clays.1 ed. : Elsevier: science and technology. 2007. P7

Figura 1-1. Estructura básica Tetraédrica y octaédrica



1.1.3 Clases de arcilla

Básicamente no todas las formaciones arcillosas son problemáticas. En efecto la inestabilidad durante la perforación está asociada a la clase y cantidad de los minerales arcillosos que la conforman. Consecuentemente es importante en perforación distinguir las arcillas hidratables y las no hidratables. En la Tabla 1. Se clasifican los minerales arcillosos más comunes según sus propiedades expansivas.

Tabla 1. Clasificación de minerales arcillosos según propiedades expansivas.

Arcillas expansibles		Arcillas no expansibles
Esmeclitas	Vermiculita	<ul style="list-style-type: none"> • Clorita • Illita • Caolinita
Grupo de las montmorillonitas. <ul style="list-style-type: none"> • Saponita (monmorillonita de magnesio) • Nontronita (montmorillonita de hierro) • Hectorita (monmorillonita de litio) • Beidelita (monmorillonita de calcio) 	Mineral arcilloso con carga más alta que la esmeclita.	

1.1.3.1 Minerales arcillosos hidratables

✓ Grupo de la Esmectita

Los principales minerales esmectíticos son montmorillonita de sodio, montmorillonita de calcio, saponita (montmorillonita de magnesio), nontronita (montmorillonita de hierro), hectorita (montmorillonita de litio), beidelita (montmorillonita de aluminio). Los minerales esmectíticos están compuestos de dos láminas tetraédricas de sílice con una lámina octaédrica central, y están designadas como una capa mineral 2:1. Las moléculas de agua y cationes ocupan el espacio entre las capas 2:1.³

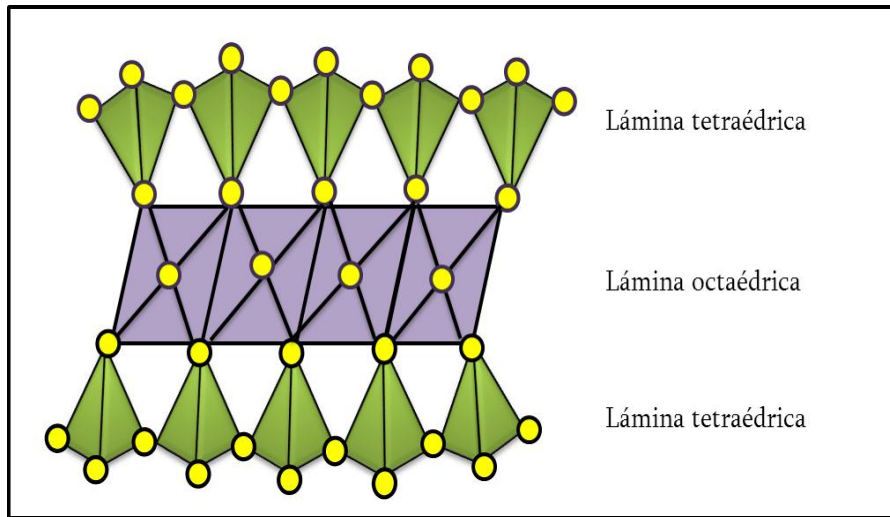
Las Esmectitas consisten de una capa de aluminio octaédrica intercalado entre dos capas de sílice tetraédrica (Figura 1-2). EL aluminio puede ser remplazado por átomos de magnesio o hierro causando un desequilibrio de cargas que es contrarrestado por la asociación de cationes positivos en la superficie de las partículas. Estos cationes pueden ser monovalentes, como por ejemplo el sodio, o divalentes como el calcio.

El carácter de intercambio catiónico influencia la medida en la cual la montmorillonita se hinchará. Los cationes divalentes, debido a la carga extra, tienden a asociarse con partículas adyacentes y consecuentemente restringir el hinchamiento de la arcilla. Por esta razón la montmorillonita de calcio es más pobre viscosificante que la montmorillonita de sodio.⁴

³ Ibid.,P. 12

⁴ Amoco Production Company, Drilling Fluids manual.

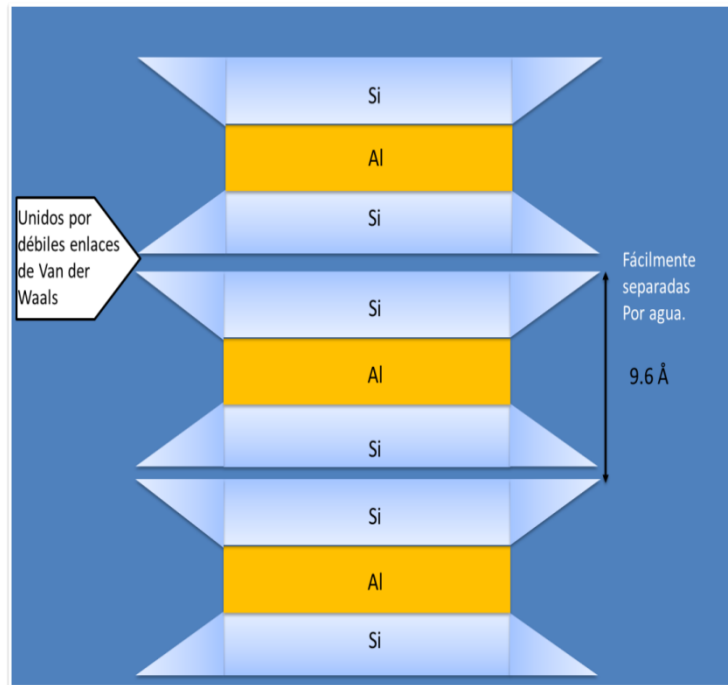
Figura 1-2. Estructura básica de la Esmectita



La característica sobresaliente de la estructura de la montmorillonita es que el agua y otras moléculas polares, tales como ciertas moléculas orgánicas, pueden entrar entre las láminas de la unidad causando que el mineral se expanda en la dirección “y”. La dimensión del eje “y” de la montmorillonita no es fija, pero su valor se encuentra alrededor de 9.6 Å (Figura 1-3). Cuando las moléculas no polares están entre las láminas de la unidad (para arcillas secas), su valor se incrementa, llegando a un rango de hinchamiento que va desde 12.5 a 20 Å, o en algunos casos hasta la separación completa. La cantidad de agua que puede absorber la unidad está controlada por su estructura y por la naturaleza del catión intercambiable.⁵

⁵ GRIM, R.: applied Clay Mineralogy, 1st ed. 1962 McGraw-Hill, New York.

Figura 1-3. Esmectita, Se expande fácilmente en contacto con el agua



✓ Vermiculita

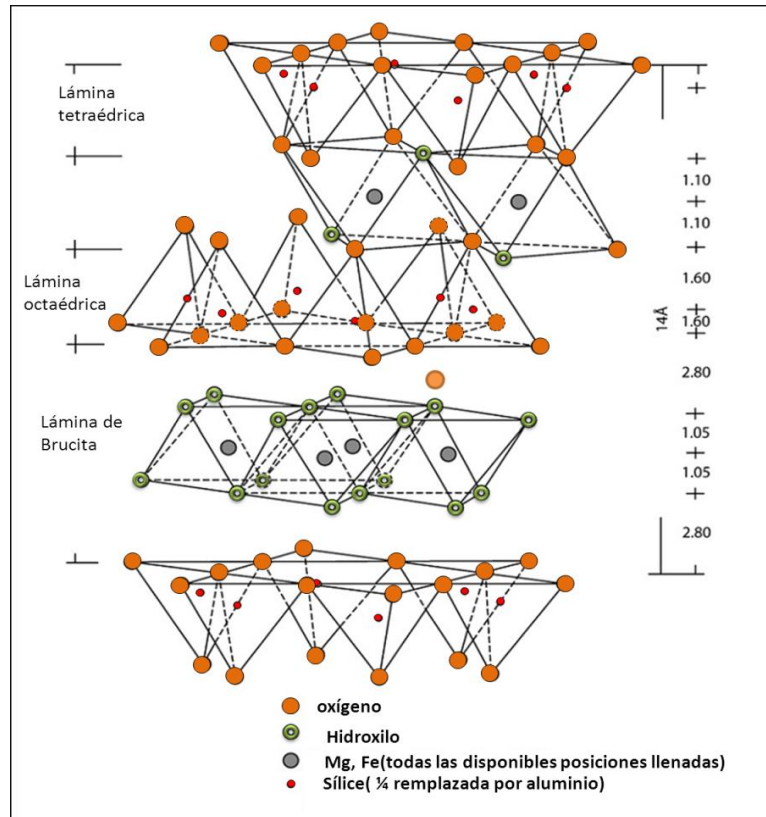
La estructura cristalina de la vermiculita es semejante a la de la Illita (t-o-t); La diferencia radica en que la capa octaédrica de la vermiculita está compuesta principalmente de hierro y magnesio. Las láminas son fácilmente separables permitiendo que el agua ingrese al espacio interlaminar y expanda las capas. En efecto el espacio interlaminar se amplía de 10 a 14.4Å.

1.1.3.2 Minerales arcillosos no hidratable

✓ Clorita

La clorita está comúnmente presente en las lutitas y también en formaciones asociadas a mantos de carbón. La clorita está compuesta por una capa mineral 2:1 con una lámina intercalada de brucita ($Mg(OH)_2$) (Figura 1-4).

Figura 1-4. Esquema de la estructura de Clorita



Fuente: Tomada de: Haydn .H MURRAY. "Applied Clay Mineralogy". Elsevier 2007.

Existe un amplio rango de sustituciones de cationes en cloritas, la mayoría comúnmente son Mg^{2+} , Fe^{2+} , Al^{3+} , y Fe^{3+} . Las láminas de la clorita a diferencia de la Esmeclita, se encuentran fuertemente enlazadas por iones hidratados de magnesio, aluminio o hierro por lo cual se hace difícil al acceso de los electrolitos.

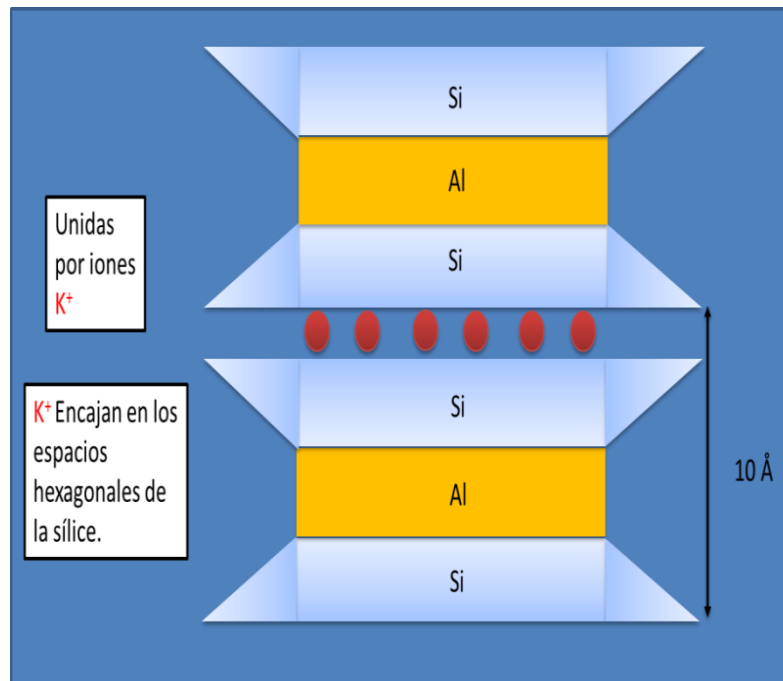
✓ Illita

Los minerales del grupo de la Illita son similares en sus características estructurales a las micas.⁶ La estructura es una capa 2:1 en el cual el catión de la lámina intermedia es un potasio. El tamaño, carga, y coordinación del número de potasios es tal que este se ajusta cómodamente en el anillo hexagonal de

⁶ AMOROCHO PARRA, Ricardo. Análisis de la interacción química entre los fluidos de formación, fluidos de perforación y composición Mineral de rocas arcillosas en la estabilidad del pozo. Bucaramanga, 2004, P20. Trabajo de grado (Geólogo). Universidad industrial de Santander. Facultad de ciencias físico-químicas. Escuela de Geología.

oxígenos de la lámina adyacente de sílice tetraédrica. Este da a la estructura un fuerte enlace iónico, el cual tiene las capas individuales juntas y previene que las moléculas ocupen la posición entre las capas, como lo hacen en la esmectita (Figura 1-5). La lámina octaédrica puede ser substituida de Al^{3+} por Mg^{2+} y Fe^{2+} . El espaciamiento basal de la Illita es de 10 \AA ⁷.

Figura 1-5. Láminas de Illita unidas por enlaces fuertes de potasio



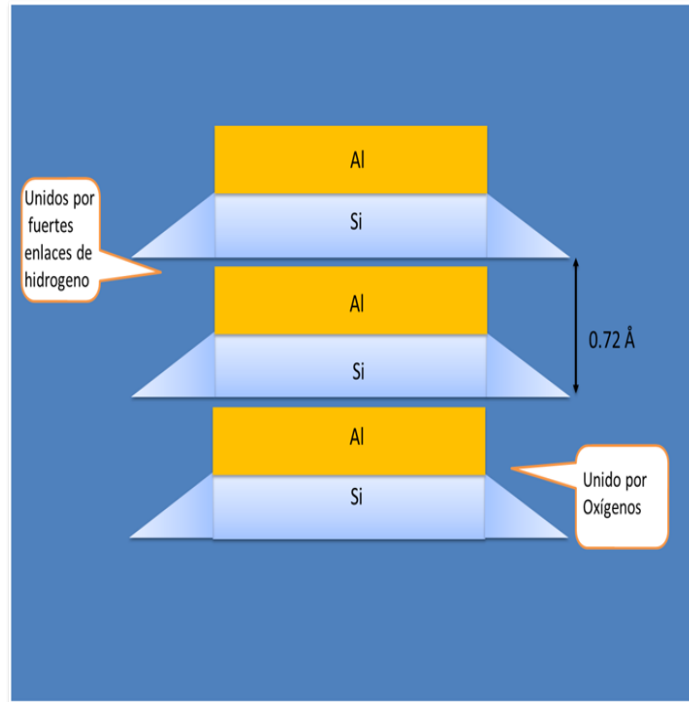
✓ Caolinita

La estructura básica del grupo de la caolinita comprende los minerales Caolinita, Dickita, nacrita, y halloysita. Esta es una capa compuesta de una única lámina tetraédrica y una única lámina Octaédrica, que se combinan para formar una unidad en la cual la punta del tetraedro de sílice está unido con la lámina Octaédrica. La fórmula estructural para la caolinita es $\text{Al}_4\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_8$ y la composición química teórica es SiO_2 , 46.54%; Al_2O_3 , 39.5%; y H_2O , 13.96%. La diferencia en las caolinitas con los demás minerales arcillosos es la manera en la

⁷ MURRAY, Op. Cit., p.15

cual las unidades de capa están apiladas, una encima de cada otra. El espesor de la unidad de capas es 7.13 Å (Figura 1-6).⁸ Las cargas en la estructura de la caolinita se encuentran balanceadas.

Figura 1-6. Láminas de Illita unidas por enlaces fuertes de H y O



1.1.4 Propiedades de los minerales arcillosos

A continuación se describen las diferentes propiedades que presentan los minerales arcillosos:

1.1.4.1 Superficie específica

La superficie específica o área superficial de una arcilla se define como como el área de la superficie externa más el área de la superficie interna (en el caso que 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

⁸ MURRAY, Op. Cit.,p.9

esta propiedad. A continuación se muestran algunos ejemplos de superficie específica de arcillas⁹:

- ✓ Caolinita de elevada cristalinidad 15 m²/g
- ✓ Caolinita de baja cristalinidad hasta 50 m²/g
- ✓ Hallosita hasta 60 m²/g
- ✓ Illita hasta 50 m²/g
- ✓ Montmorillonita 80-300 m²/g
- ✓ Sepiolita 100-240 m²/g
- ✓ Paligorskita 100-200 m²/g

1.1.4.2 Capacidad de intercambio catiónico CEC

Está definida como la cantidad de cationes intercambiables requeridos para balancear la deficiencia de carga de una partícula de arcilla y es expresado en miliequivalentes por 100 gramos de arcilla seca. Cada clase de mineral es caracterizado por un rango de valores de CEC pero a condiciones ambientales, principalmente el PH y la presencia de sal soluble, podría influenciar esta propiedad.¹⁰ La Tabla 2. Presenta el rango de CEC de los minerales arcillosos más comunes.

Tabla 2. Capacidad de intercambio catiónico de los minerales arcillosos.

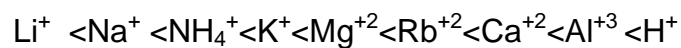
Mineral Arcilloso	CEC(Meq/100g)
Caolinita	3-15
Illita	10-40
Clorita	10-40
Montmorillonita	60-150

Fuente: tomado Amoco drilling cap 4. p17

⁹ GARCIA, Emilia y SUAREZ, Mercedes. Las arcillas: Propiedades y Uso. Universidad Complutense (Madrid) y Universidad de Salamanca.

¹⁰ SUMNER. M.E. y MILLER, W.P.: "Cation Exchange Capacity and exchange coefficients", Chapter 40 in Methods of Soil Analysis, part 3, SSSA Book Series no. 5, 1996, PP 1201-1229.

La tasa de reacción de intercambio catiónico varía con el tipo de mineral arcilloso, la concentración de cationes, y con la naturaleza y concentración de los aniones. En general, la reacción para la colinita es más rápida, siendo casi instantánea. Es un poco más lento para la montmorillonita y la atapulguita y requiere incluso de mayor tiempo, tal vez horas, para la illita y clorita¹¹. Los estudios acerca del intercambio catiónico concluyen que la resistencia o habilidad para intercambiar cationes obedece el siguiente orden (Amoco Drilling)



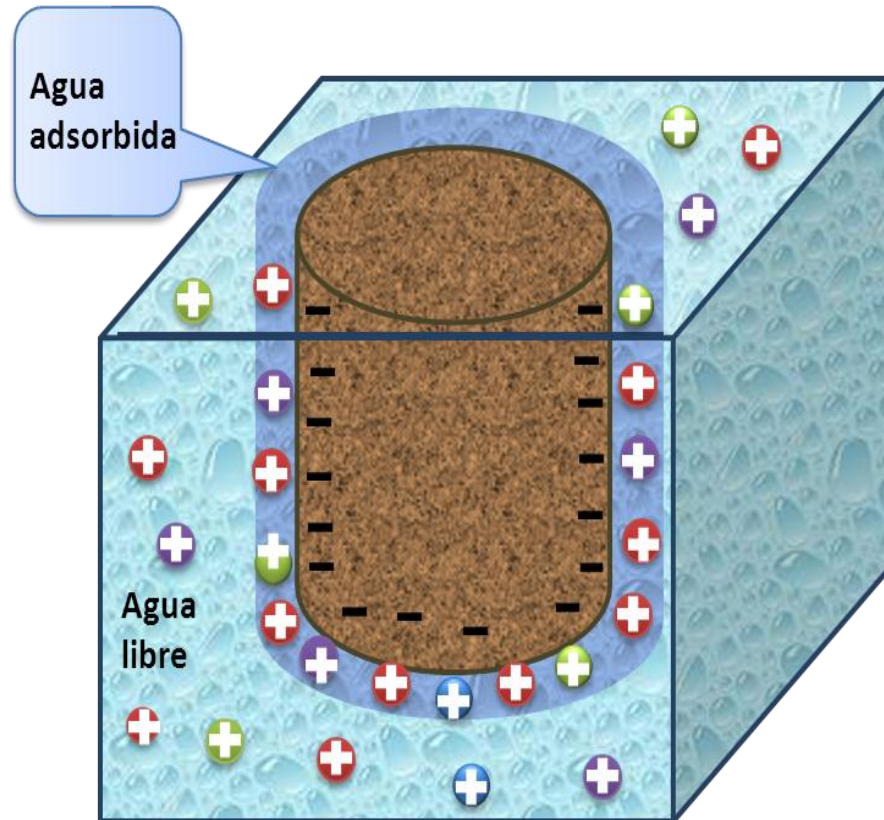
La lectura que se hace de la anterior desigualdad es que por ejemplo, es más fácil que un aluminio remplace un sodio, a que este remplace al Aluminio. En absoluto, el orden en que se remplazan los cationes en una arcilla es función de la valencia. Por esto un catión trivalente es más difícil de remplazar que uno divalente y a su vez un catión monovalente es más fácil de remplazar que uno divalente o trivalente. El Hidrogeno es la excepción de esta regla, siendo más difícil de remplazar incluso que un catión trivalente.

1.1.4.3 Hidratación de las arcillas

La molécula de agua es de carácter muy polar debido la diferencia de electronegatividad entre el hidrogeno y el oxígeno. Los minerales arcillosos presentan estructuras complejas, fuertemente cargadas; en algunos de estos minerales como el grupo de la esméctica, la atracción entre la molécula de agua y los espacios de cargas entre las láminas de arcilla produce hidratación de la arcilla como se observa en la Figura 1-7.

¹¹ RESTAN CALDERA, Luis jose y OSPINA HERNÁNDEZ Gustavo Adolfo. Estudio de la factibilidad para el uso del mucilago de fique como producto estabilizador de arcillas. Bucaramanga, 2005, P46,47. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos). Universidad industrial de Santander. Facultad de ciencias físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos.

Figura 1-7. Hidratación de las arcillas



1.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

Existen dos componentes básicos que soportan la estabilidad del pozo. Uno hace referencia a los aspectos geomecánicos y el otro a los fisicoquímicos. Este último hace referencia a la composición del fluido de perforación. Después que se ha definido la trayectoria por la cual el pozo será perforado y un peso del lodo óptimo, el fluido de perforación es el responsable de la estabilidad del pozo. Los fluidos de perforación deben poseer características fisicoquímicas que le permitan cumplir con las exigencias de acuerdo al plan de perforación que se haya trazado.

1.2.1 Propiedades del fluido de perforación

Densidad o peso: Es adecuado de acuerdo a la presión de la formación.

Viscosidad: Es la propiedad que afecta el arrastre de los ripios desde el fondo hasta la superficie. Si el lodo tiene su viscosidad demasiado baja, es decir, si está muy diluido en agua, puede ser que no acarree los ripios.

Gel o Tiroxitropía: Un buen lodo de perforación debe tener propiedades que permitan que las partículas sólidas, cortes y arena, que se estén trasportando a superficie se mantengan en suspensión una vez que se interrumpe o se suspende la circulación.

Filtración: Una cualidad deseable en el lodo es la suspensión de arcilla en el líquido. Al no tenerla, el lodo tiende a separarse por filtración. Este es un proceso que permite al agua separarse de la suspensión y filtrarse dentro de una formación porosa.

El Contenido de Arena: Para medir el contenido de arena en el lodo se usan el tubo de arena y la malla. La comparación entre el contenido de arena de las muestras tomadas en la línea de flujo y las tomadas en la línea de succión permite determinar si la arena se está retirando en superficie, o si por el contrario se está depositando a través del sistema. El contenido de arena no debe ser superior al dos por ciento.

La concentración de sal: Puesto que la sal tiene efectos adversos en las suspensiones de agua y arcilla, siempre es deseable saber el grado de salinidad del lodo. Esta se presenta debido a que las formaciones petrolíferas se originaron en agua salada y por esto siempre que se perfora se encuentra sal o corrientes de agua salobres.

EL Grado de Acidez (pH) : El pH del lodo tiene un papel importante en la hidratación de las latitas. Un lodo con un alto pH ataca las formaciones lutíticas

más rápidamente, por lo tanto un lodo usado para controlar lutitas no debe tener un pH demasiado alto¹².

1.2.2 Principales funciones de los fluidos de perforación

Transportar los cortes de perforación

El fluido de perforación debe tener la capacidad de evacuar continuamente desde el fondo a la superficie los cortes hechos por la broca o en algunos casos, pedazos de formación producidos por derrumbamientos. Prevenir el derrumbamiento de las paredes del hueco y controlar las presiones de las formaciones

Prevenir el derrumbamiento de las paredes del hueco.

Un buen lodo debe crear un revoque delgado, flexible y de baja permeabilidad con el objeto de minimizar los problemas del hueco, previniendo derrumbes y atascamiento de la sarta, así como impedir la pérdida del fluido hacia las formaciones permeables.

Control de las presiones de la formación

Una de las funciones del lodo es garantizar la seguridad en la operación de perforación. Esto es posible controlando las presiones de formación. Comúnmente cuando aumenta la presión de la formación se debe aumentar la densidad del lodo adicionando barita hasta que las presiones del fluido y la formación se equilibren. De esta manera se impide que los fluidos dentro de los poros de la formación fluyan hacia al pozo y puedan causar un reventón.

Mantener en suspensión los ripios y el material densificante cuando se interrumpe la circulación.

¹² AMOROCHO PARRA, Op. Cit.,p.38

De acuerdo a las propiedades tixotrópicas del lodo, este debe mantener en suspensión los recortes de perforación, el material densificante y aditivos cuando se detiene la circulación

Mantenimiento de la estabilidad del pozo.

La estabilidad del pozo se encuentra condicionada a un equilibrio entre un complejo de factores mecánicos y químicos. El primero hace referencia a las presiones de la formación, la densidad del fluido de perforación y a los esfuerzos que soporta el pozo. Los factores químicos, básicamente hacen referencia a la composición del lodo, el cual tiende a reaccionar en formaciones químicamente activas principalmente en formaciones arcillosas con alto contenido de esmectita.

Minimizar el daño a la formación

Es necesario que el fluido de perforación cause en la menor medida posible daños a la formación y por ende proteja el yacimiento de daños que puedan llegar a perjudicar la producción. Cualquier reducción en la permeabilidad ó porosidad es reflejada en un daño a la formación. Estos se pueden producir por la interacción química con el lodo, por la obturación causada por el fluido ó solidos de perforación.

Enfriar y lubricar la broca y la sarta de perforación

La cantidad de calor que se origina debido a la fricción por el contacto de la broca y la sarta de perforación, debe ser trasportado desde el fondo del pozo a la superficie. Las propiedades más importantes en este proceso de enfriamiento de la sarta y la broca son la conductividad térmica y la capacidad calorífica del fluido de perforación.

El lodo de perforación con la ayuda de emulsionantes y aditivos especiales que afectan la tensión superficial permite la lubricación de la sarta y la broca

disminuyendo el torque, aumentando la vida útil de la broca y reduciendo la presión de la bomba.

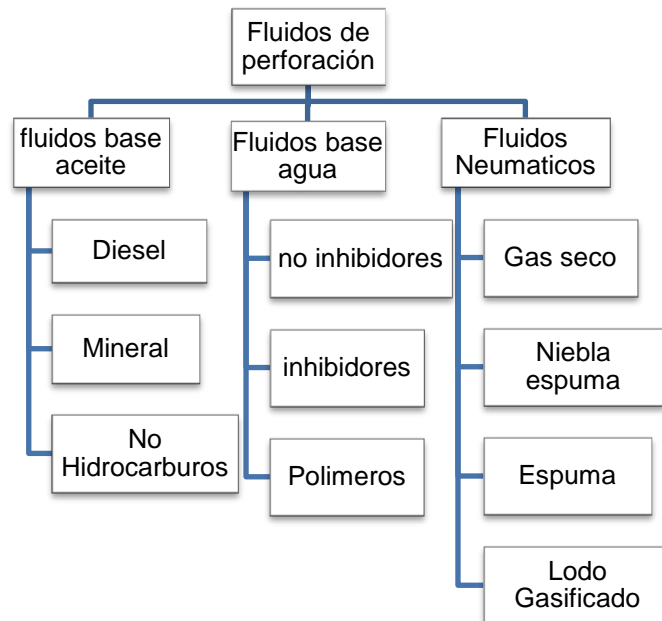
1.2.3 Clasificación de los fluidos de perforación

Los fluidos de perforación se clasifican en tres grupos principalmente.

- ✓ Fluidos base Agua
- ✓ Fluidos neumáticos
- ✓ Fluidos base aceite

En la Figura 1-8 se observan los diferentes grupos de fluidos de perforación.

Figura 1-8. Clasificación de los fluidos de perforación



Fuente: Amoco, drillings fluids manual

1.2.3.1 Fluidos Neumáticos:

Los fluidos neumáticos se usan para perforación en zonas depletadas o en áreas de presiones bajas de la formación. Estos fluidos presentan un mayor incremento en la tasa de penetración que los sistemas de lodo líquido. Los sistemas de lodos

Neumáticos son inefectivos cuando se manejan altos volúmenes de fluido de la formación y se recomienda utilizarlos en profundidades no mayores a 10.000 pies.

1.2.3.2 Fluidos base aceite

Los fluidos base aceite son utilizados para mejorar la estabilidad del pozo, principalmente en zonas que presentan arcillas problemáticas, en pozos desviados y/o situaciones especiales de pozos a altas temperatura y presiones. Una ventaja de los fluidos base aceite es que estos son resistentes a la contaminación con anhidrita, sal y gases ácidos (CO_2 y H_2S).

1.2.3.3 Fluidos base Agua

Los fluidos base agua son los más utilizado en la industria. Entre sus principales ventajas están: facilidad de preparación, económicos para mantenerlos y se pueden formular para superar cualquier problema durante la perforación. Estos se clasifican principalmente en: no inhibidores, inhibidores y polímeros. Como se observa en Figura 1-9.

Figura 1-9. Clasificación de los Fluidos base Agua



Fuente: Amoco, drillings fluids manual

1.2.3.4 Fluidos No inhibidores

Esta clase de fluidos no suprimen significativamente el hinchamiento de la arcilla. Principalmente están constituidos de arcilla natural o bentonita comercial con algo de soda caustica o cal. Además pueden contener desfloculantes y/o dispersantes.

1.2.3.5 Fluidos inhibidores

Los fluidos de perforación inhibidores son aquellos que contienen cationes como son Sodio (Na^+), Calcio (Ca^{++}) y potasio (K^+). En general K^+ ó Ca^{++} ó una combinación de los dos proveen la mayor inhibición a la dispersión de la arcilla.

2 ÁREA DE ESTUDIO

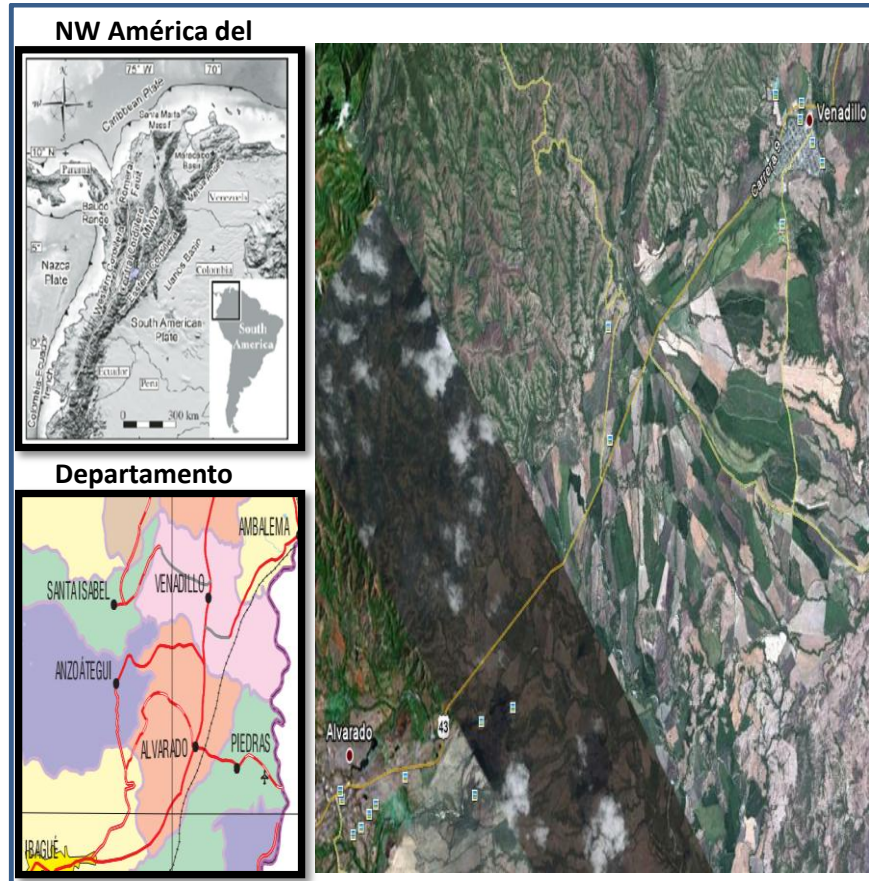
Con el objetivo de cuantificar el efecto de la interacción química entre el fluido de perforación y las formaciones arcillosas, sobre la resistencia de la roca y la magnitud de los esfuerzos alrededor de la cara del pozo, se seleccionó una formación con alto contenido de Esmeclita; Siendo este el mineral arcilloso que presenta mayores problemas durante la perforación. El área de estudio corresponde a la cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual presenta un clima tropical levemente húmedo, con temperatura aproximada de 28°C.

El área seleccionada para este trabajo corresponde en las planchas del IGAC (2) a escala 1:100.000. Este perímetro hace parte de los municipios de Venadillo y Alvarado ubicados al noreste del departamento del Tolima. Las formaciones Gualanday, Honda y Mesa afloran en el área enmarcada (Figura 2-1). El acceso a la zona desde Bucaramanga es por vía pavimentada pasando por Honda, Venadillo y aproximadamente a unos 10 minutos se llega al área de estudio.

Las unidades de roca encontradas en el área, de más antigua a más joven, son: el grupo Cajamarca, conformado por esquistos y filitas que corresponden al basamento; de manera discordante aparece la formación Honda compuesta por conglomerados, areniscas, arcillolitas intercaladas con capas de asfaltitas y capas de arcillas esmeclíticas. Suprayaciendo, está la formación Mesa, compuesta por conglomerados con cantos de chert, andesitas, dacitas y rocas metamórficas, areniscas tobáceas y pumitas, capas de lavas y arcillas de color blanco muy livianas. Las unidades más recientes corresponden a conos aluviales compuestos principalmente de arenas, arenas tobáceas, bloques, cantos de rocas ígneas,

terrazas aluviales de arenas y gravas, y aluviones recientes aledaños a los cauces actuales.¹³

Figura 2-1 Mapa de localización de la zona

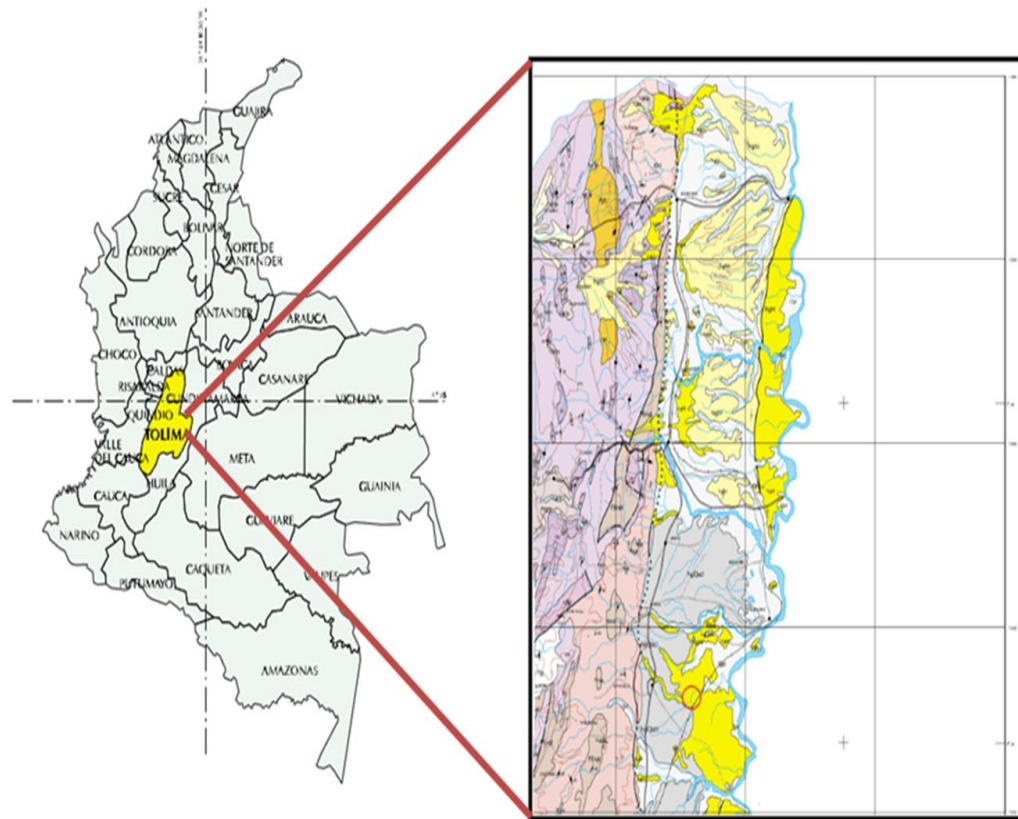


La formación Honda es la unidad que contiene las capas **arcillosas esmectíticas**, consiste de conglomerados con matriz arenosa de grano medio a fino cuyos cantos son de rocas volcánicas, capas de areniscas de grano fino a medio y arcillolitas. Los afloramientos encontrados corresponden al miembro Ceibita de la Formación San Antonio del grupo Honda. (Figura 2-2)¹⁴

¹³ MOLINA GALLEGU Carlos Martin : Caracterización de las Arcillas Esmectíticas de la formación honda al noreste del Tolima y su potencial de aplicación como catalizadores, tesis de maestría en ciencias geología. Bogotá,2006. Bucaramanga, 2005, P 4-6. Trabajo de grado (Magíster en ciencias Geología). Universidad Nacional de Colombia. Facultad de ciencias. Departamento de Geociencias.

¹⁴ Ibid.,P. 6

Figura 2-2 Formación Honda



2.1 GRUPO HONDA (Ngh)¹⁵

Otras formas de emplear el término: Estratos de Honda (STILLE,1938); Formación Honda (ROYO y GÓMEZ, 1945); Honda Group (STIRTON,1953); series de honda (STILLE, 1938). Deporta, 1974, hace un recuento del estudio de esta formación. Los primeros datos conocidos sobre Honda, entre Coyaima y Natagaima, aunque no ofrece datos concretos ,es de suponer que lo emplea en el mismo sentido que en el Valle Medio (1938), indicando que las facies de honda son más finas en relación con los conglomerados que se presentan en la localidad de Honda. Estos trabajos solo tienen un interés histórico como introductores en el término Honda.

¹⁵ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA INSTITUTO COLOMBIANO DE GEOLOGIA Y MINERIA INGEOMINAS. "Definición de zonas potenciales para esmectitas en los departamentos del valle del cauca, Tolima y caldas, Bogotá, junio de 2004. P. 13-15 [en línea] www.ingeominas.gov.co/index2.php?option=com_docman&task=doc_view&gid=4921&Itemid=1

Royo y Gómez (1942d) son quienes por primera vez describe el Honda y divide la formación Honda en superior e inferior y da la siguiente descripción del Honda Superior: "Pudingas Poligénicas con andesitas, areniscas con apariencia de Tobas volcánicas y cineritas, arcillas. Xilópalo. Colores grises ".Del Honda inferior dice: Pudingas poligénicas sin cantos de andesita, de cantos pequeños y medianos, areniscas bastas, arcillas, colores pardos con tonalidades rojizas y verdosas. En la base, colores más variados con cristales de yeso predominante arcilloso". Aunque no existen muchas secciones estratigráficas con datos sobre los espesores del Grupo Honda, los datos publicados hasta el momento permiten dar una idea general. En cuanto al límite superior del Honda se ha indicado que el honda queda recubierto por conglomerado pligénico, generalmente con grandes cantos. El contacto entre estas dos unidades es discordante. A este Conglomerado poligénico se le ha denominado de diversas maneras. Formación Mesa, Mesa Conglomerante, Formación Gigante. En cuanto a la edad el Grupo Honda quedaría comprendido entre el Oligoceno Superior y el mioceno superior. El grupo honda se distribuye por todo el extremo superior del Valle Medio del Magdalena, desde más al norte de la Dorada hasta la barrera de Girardot-Guataquí. En el extremo meridional, entre Cambao y Piedras el Grupo Honda presenta una sedimentación menos definida en bancos, lo que junto con la falta de cortes nítidos dificulta la obtención de sucesiones estratigráficas y hace difícil situar límites entre los miembros de la Formación San Antonio.

2.2 TRABAJO DE CAMPO

El trabajo de campo inició con la búsqueda de información de formaciones con alto contenido de minerales arcillosos expandibles, específicamente esmectita de tipo motmorillonita. En esta etapa se consultaron informes Geológicos de Ingeominas y trabajos anteriores enfocados a la posible explotación de este mineral. Con esta información y los mapas disponibles de Ingeominas se ubicó la zona de interés a

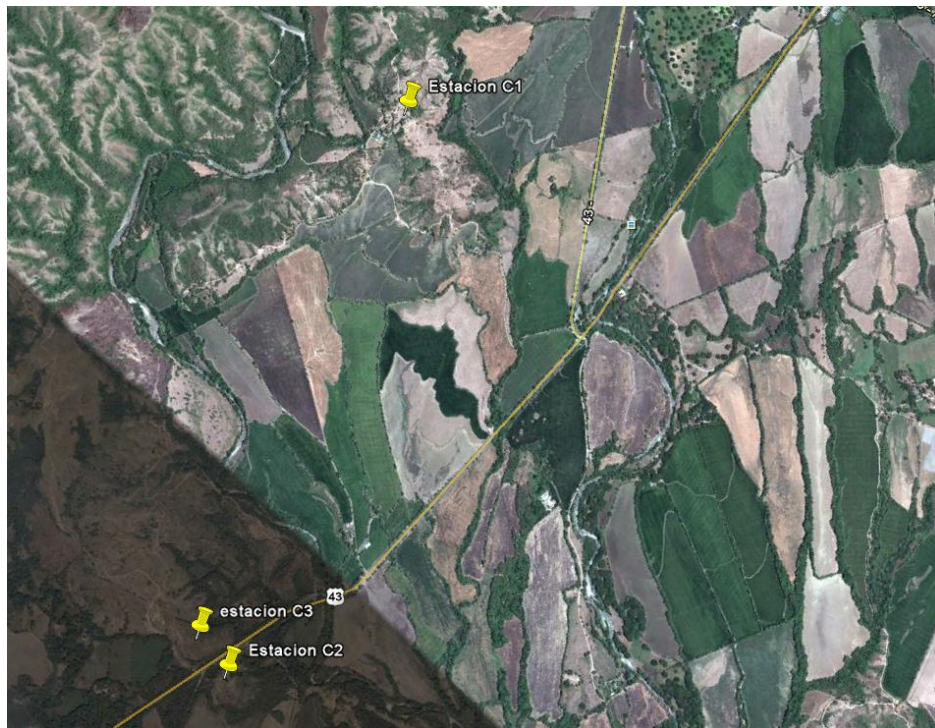
recorrer para tomar las muestras respectivas. En la Tabla 3 se observa las coordenadas de las estaciones seleccionadas.

Tabla 3: Coordenadas de las estaciones de la salida técnica

Estación	Longitud	latitud	Coordenadas origen Bogotá	
			x	y
C1	-74°57'6.60"	+4°39'18.48"	903360	1006262
C2	-74°56'18.93"	+4°37'44.47"	904826	1003372
C3	-74°56'26.99"	+4°37'42.60"	904577.3	1003314.8

Teniendo Ubicados los puntos en que se recolectaría la roca, se realizó una visita técnica en la que se tomaron muestras de mano en tres estaciones denominadas C1, C2, C3 como se observa en la Figura 2-3.

Figura 2-3. Localización de las estaciones



La estación C1 se encuentra ubicada en una finca, aproximadamente a media hora del municipio de Venadillo-Tolima, desplazándose en vehículo. El acceso a ésta es a través una carretera destapada que se desprende de la vía que conduce al municipio de Anzoátegui a unos 60 metros aproximadamente del cruce con la vía principal. En la parte superior del afloramiento se observa suelo de color pardo; subyacente aparecen arcilla esmectítica ligeramente meteorizada (ver Imagen 2-1).

Imagen 2-1. Capa Arcillosa en la formación Honda. Estación C1



Por la carretera que del municipio de Alvarado conduce a Venadillo se encuentra a mano derecha el cruce hacia Caldas Viejo, (Imagen 2-2) desde donde se observa un montículo en el cual aflora la formación Honda. (Imagen 2-3). En este punto se realizó la extracción de la segunda muestra.

Imagen 2-2. Cruce Caldas Viejo



El montículo correspondiente a la estación denominada C2, tiene buena vegetación, sobre un terreno árido que representa el ambiente general de la zona. La muestra fue tomada de la parte superior aproximadamente unos diez metros hacia la izquierda y 5 hacia arriba del árbol frondoso ubicado en la parte derecha en la Imagen 2-3.

Imagen 2-3. Montículo Estación C2



En este afloramiento se encuentra una capa arcillosa, con un espesor de 3.5 m que se ubica en medio de una arenisca conglomerática y la arenisca de grano medio a grueso. La Imagen 2-4 corresponde a la capa de arcilla esmectítica.

Imagen 2-4. Capa Arcillosa en la formación Honda. Estación C2



La estación denominada C3 se ubica en la vía Alvarado-Venadillo a mano izquierda, a pocos metros aproximadamente del cruce de Caldas Viejo con la carretera central. En el afloramiento se observa arcilla, arenisca de grano medio a grueso y arenisca de grano medio ligeramente conglomerática ver la Imagen 2-5.

Imagen 2-5. Capa Arcillosa en la formación Honda. Estación C3



2.3 CARACTERIZACIÓN DE LAS FORMACIONES ARCILLOSAS

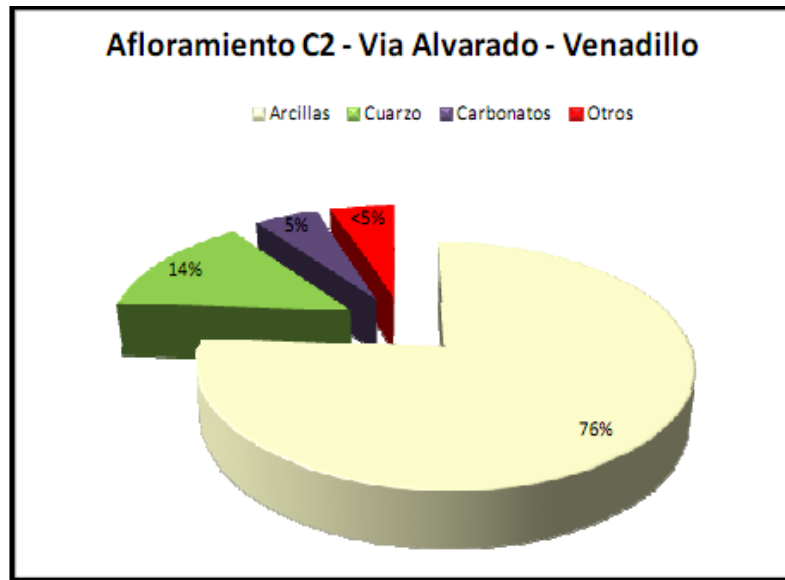
Principalmente existen dos grupos de pruebas para caracterizar una formación arcillosa. El primero hace referencia a pruebas que suministran información de la naturaleza de la roca y el segundo grupo de pruebas, muestran la respuesta de la formación al entrar en contacto con diferentes fluidos.

2.3.1 Composición mineralógica de las muestras (DRX)

Para determinar la composición mineralógica de las muestras obtenidas se realizó la prueba de DRX Total y fracción de arcilla siguiendo el manual de procedimientos técnicos del laboratorio de Difracción de rayos-X del instituto Colombiano del Petróleo. El análisis se realiza bajo dos modalidades: **Análisis bulk** o **Roca total** de acuerdo con el procedimiento UST-153-P-010; y **análisis Fracción arcilla** realizado por centrifugado según la Norma ASTM C 775-79 a.

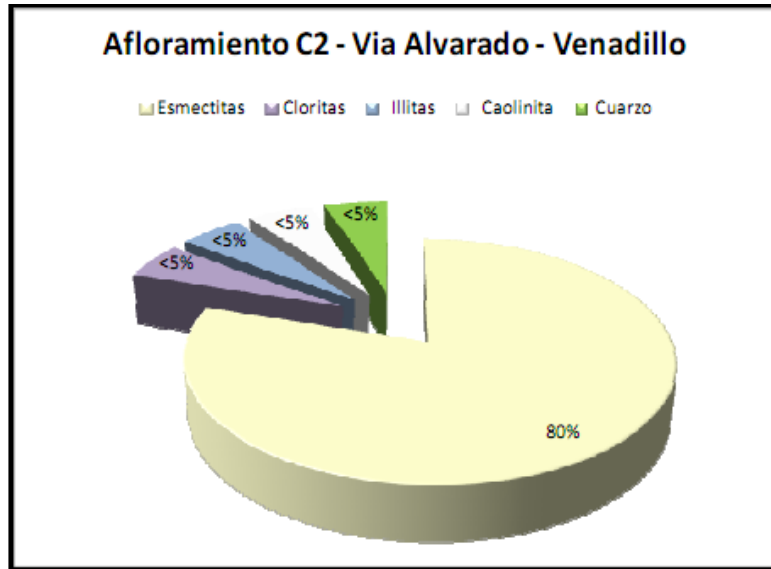
Los resultados obtenidos de la prueba de DRX indican que la muestra analizada está constituida principalmente por Minerales Arcillosos que corresponden al 76% en peso aproximadamente. El cuarzo, SiO_2 constituye el mineral secundario y representa alrededor del 14% en peso, adicionalmente se encuentran minerales accesorios con contenido menor al 5% en peso. (Figura 2-4).

Figura 2-4 Composición Roca Total



Los minerales arcillosos se caracterizaron a nivel de la fracción menor a 2 micras, representando el 95% de la fracción en peso aproximadamente. Los minerales arcilloso son básicamente Arcilla hinchable tipo Esmectita, que representa el 80% en peso; mientras el 20% restante corresponde a minerales arcilloso tipo Illita, Clorita, y Caolinita; estos minerales se encuentran en proporciones similares, alrededor de 5%. (Figura 2-5)

Figura 2-5 Composición fracción menor a 2 micras



2.3.2 Capacidad de intercambio catiónico de la muestra.

Es una propiedad esencial de las arcillas, especialmente de las Esmectitas, las cuales son capaces de cambiar con facilidad los iones de la superficie exterior de sus cristales en el espacio interlaminar de las estructuras por otros encontrados en soluciones acuosas envolventes. La CEC se define como la suma de los cationes de cambio que un mineral absorbe a un determinado PH.

La determinación de la capacidad de intercambio catiónico de la muestra se realizó mediante la prueba de Azul de metileno (MBT) en el laboratorio de Daño a la formación del instituto colombiano del petróleo ICP de acuerdo con la norma API RP 13 de 2000. Se sugiere que para muestras de arcilla se debe tener en cuenta la siguiente escala de acuerdo a los valores de MBT en meq por cada 100 gramos de muestra.

0-7	Arcilla de muy baja y baja reactividad
8-14	Arcillas de moderada reactividad
15 y más	Arcillas reactivas

En la Tabla 4 se observa los resultados obtenidos de la prueba de MBT la cual indica arcilla de alta reactividad, al obtener un valor de 57 meq/100 gr de muestra.

Tabla 4 . Resultados prueba de azul de metileno

Muestra	MBT (meq/100g)	MBT(Libras bentonita equivalente / 100 libras shale)
Afloramiento C2	57	81.22

2.3.3 Contenido de Humedad Nativa y Actividad Química de las Muestras.

✓ Contenido de Humedad Nativa

El contenido de Humedad Nativa es la cantidad de agua que la roca arcillosa tiene dentro de sus poros. Este parámetro debe ser medido una vez las muestras preservadas sean separadas de su preservación para que no intercambien humedad con el medio.

Luego de sacar el shale de su ambiente de preservación se realiza el siguiente procedimiento para determinar el contenido de humedad Nativa.

1. Se mide su peso inicial (W_i).
2. La muestra se seca llevándola a un horno con una temperatura de 105°C hasta que el peso sea constante.
3. El peso de la muestra seca (W_d) se registra.

El contenido de agua nativa se determina a partir de la siguiente ecuación.

$$Humedad\ Nativa(\%) = \left[\left(\frac{W_i - W_d}{W_d} \right) \right] \times 100 \quad \text{Ecuación. 2.1}$$

El % humedad nativa se determinó tomando 5 muestras de tamaño 4/8. Ver la Tabla 5.

Tabla 5 Resultados Humedad Nativa de las Muestras.

Muestras	% Humedad Nativa
1	14.69
2	14.72
3	14.68
4	14.90
5	14.69

Las muestras de afloramiento de la formación Honda en promedio tienen 14% en peso de humedad nativa.

✓ **Actividad Química de Muestra:**

La determinación de la Actividad Química de la muestra se realizó a partir de las curvas de adsorción isotérmica en el Laboratorio de Daño a la formación, apoyados en los artículos: SPE 2559-PA Shale Control with balanced activity oil-continuous muds”; “Physico chemical modelling of wellbore stability in shale formations”; JPT 1996. La grafica de adsorción isotérmica relaciona la cantidad de agua adsorbida por el shale y la actividad Química del agua adsorbida.

La prueba de adsorción isotérmica es conducida de la siguiente manera



Dónde:

%w agua adsorbida= porcentaje de agua adsorbida.

Wf=Peso de estabilizado (final)

Wi=Peso inicial.

Para la preparación de los desecadores varios tipos de soluciones salinas son requeridos. En esta prueba en particular, las soluciones utilizadas se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Actividades para diferentes soluciones salinas

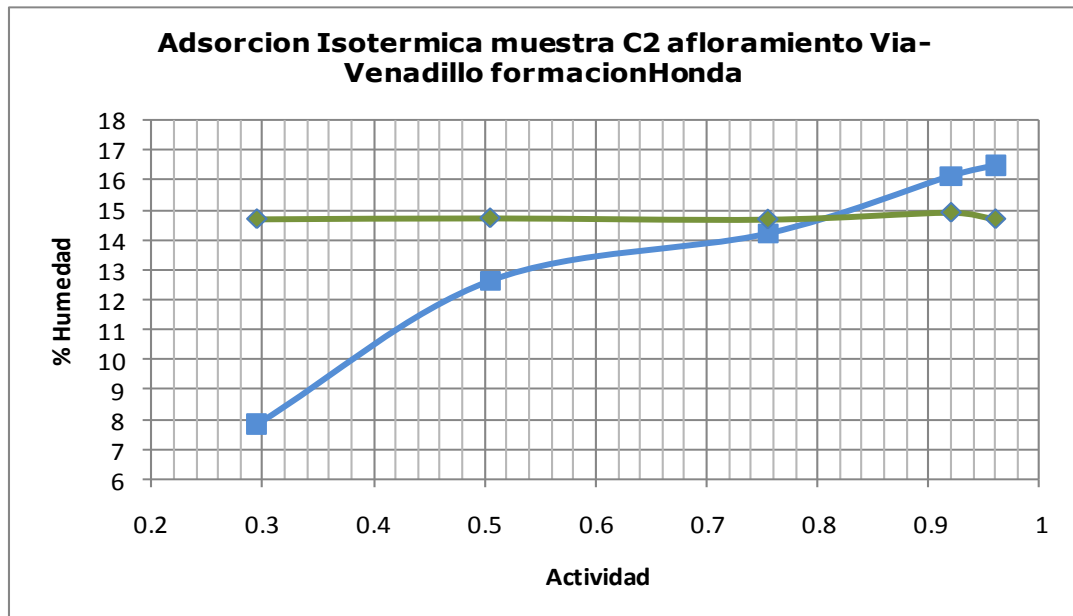
Sal	Actividad
CaCl ₂	0.295
Ca(NO ₃) ₂	0.505
NaCl	0.755
C ₄ H ₄ Na ₂ O ₆	0.92
KH ₂ PO ₄	0.96

Los resultados de las curvas de adsorción isotérmicas para la muestra de afloramiento C2 formación Honda se muestran en la Tabla 7 y la Figura 2-6.

Tabla 7. Resultados de adsorción Isotérmica

Actividad	%W de H ₂ O absorbida
0.295	7.83
0.505	12.63
0.755	14.21
0.92	16.13
0.96	16.49

Figura 2-6. Curva de adsorción Isotérmica muestra C2



Los resultados de la curva de adsorción isotérmica (Figura 2-6), indican que la Actividad Química presente en las muestras es 0.80. Esto demuestra que el shale tiene alta tendencia a ser hidratado y por ende cumple con las características químicas necesarias para el estudio de la pérdida de la resistencia mecánica, en función de la interacción con el fluido de perforación.

3 FACTORES MECÁNICOS EN ESTABILIDAD DE ARCILLAS

Los problemas de inestabilidad de pozos durante la perforación son atribuidos a diferentes factores. Los más frecuentes son los debidos a elementos mecánicos y fisicoquímicos. La falla mecánica ocurre cuando el esfuerzo que actúa sobre la pared del pozo sobrepasa la resistencia mecánica de la roca, ocurriendo el colapso del pozo. A continuación se estudia los factores de tipo mecánico implicados en la estabilidad del pozo.

3.1 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA.

Ley de Hook

En la resistencia de materiales clásica, cuando un material es expuesto a esfuerzo en una única dirección, sea a compresión simple o a tracción directa, este sufre en el primer caso una contracción en el sentido de la aplicación de la carga, ϵ_y , y una expansión en el sentido transversal a ella, ϵ_x .

3.1.1 Módulos Elásticos.

✓ **Módulo de Young:** también conocido como modulo elástico longitudinal y se define como la constante de proporcionalidad (E) que relaciona el esfuerzo aplicado y la deformación unitaria que sufre un material en el sentido de la aplicación de la carga. Matemáticamente se define como:

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon_x}$$

Ecuación. 3.1

Donde σ es el esfuerzo aplicado

ϵ_x es la deformación en la dirección de la aplicación del esfuerzo.

✓ **Relación de Poisson. (ν):** Se refiere a la relación entre la expansión lateral y la contracción longitudinal.

$$\nu = \frac{\epsilon_y}{\epsilon_x} \quad \text{Ecuación. 3.2}$$

✓ **Modulo volumétrico (K):** Se define como la relación entre el esfuerzo hidrostático σ_p y la deformación volumétrica ϵ_v .

$$K = \frac{\sigma_p}{\epsilon_v} \quad \text{Ecuación. 3.3.}$$

El módulo volumétrico (K) también puede expresarse en función del módulo de Young (E) y la relación de Poisson (ν).

$$K = \frac{3E}{(1 - 2\nu)} \quad \text{Ecuación. 3.4.}$$

3.1.2 Constante de Biot (α).

Es la medida del cambio en el volumen poroso relativo al cambio del volumen total a presión de poro constante.

$$\alpha = \frac{\Delta V_p}{\Delta V_{tot}} \quad \text{Ecuación. 3.5}$$

También se puede expresar en función del módulo volumétrico total o Bulk (K) y el módulo volumétrico de la matriz de la roca (K_s).¹⁶

$$\alpha = 1 - \frac{K}{K_s} \quad \text{Ecuación. 3.6}$$

Si la roca no tiene porosidad, la compresibilidad de la matriz K_s es igual a K y α se convierte en cero. Lo inverso ocurre en rocas con alta porosidad, la

¹⁶ FJAER, ET AL. Petroleum Related Rock mechanics.2 ed. Amsterdam: Elsevier Science Publisher, 2008. P.20-33.

compresibilidad de la matriz es pequeña comparada con la compresibilidad total y α tiende a la unidad.¹⁷

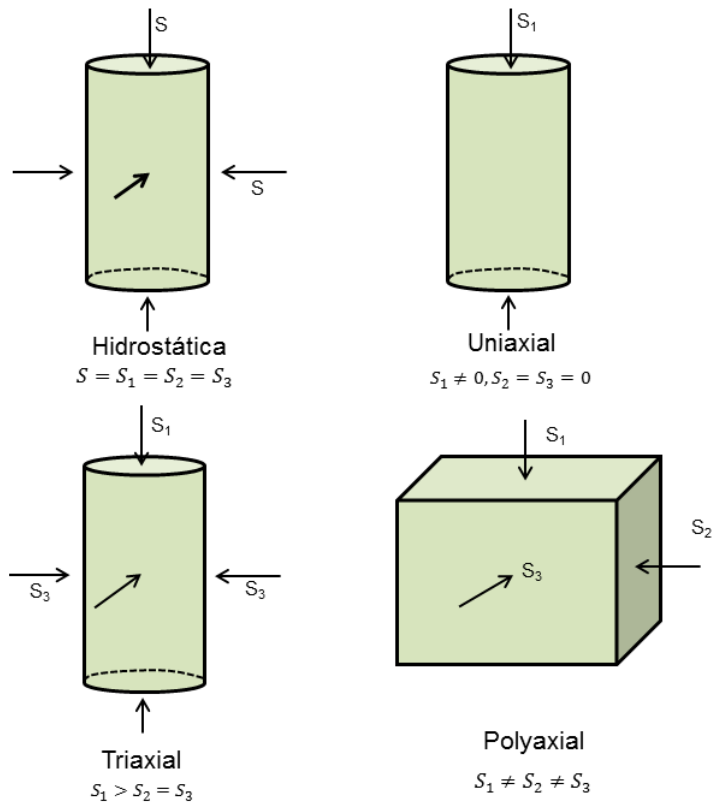
3.2 FALLA DE LA ROCA POR COMPRESIÓN

La falla por compresión ocurre cuando los esfuerzos actuando en una masa rocosa exceden la resistencia mecánica de la roca¹⁸. Diferentes condiciones de carga pueden ser estudiadas variando la aplicación de los esfuerzos en sus componentes principales. En la Figura 3-1, se pueden observar distintos ensayos por compresión en los que se encuentran: **ensayo uniaxial**, en el que un único esfuerzo es aplicado en la dirección axial, sin ejercer presión de confinamiento sobre la muestra; **ensayo hidrostático**, en el cual, la muestra es sometida a presión de confinamiento uniforme en todas las direcciones; **ensayo triaxial**, el cual se aplica esfuerzo en la dirección axial y presión de confinamiento; y el **ensayo Polyaxial**, en el que se aplica diferentes esfuerzos sobre los tres ejes principales.

¹⁷ FRANQUET, J; ABASS, H. Experimental Evaluation of Biot's poroelastic parameter –Three different methods. Rock Mechanics for industry. ISBN 9058090523; Balkema, Rotterdam, 1999.

¹⁸ Zoback D. Mark. Reservoir Geomechanics: Earth Stress and Rock Mechanics Applied To Exploration, Production and Wellbore Stability. Department Of Geophysics: Stanford University, 2006. P. 118.

Figura 3-1. Diferentes situaciones de carga por compresión.

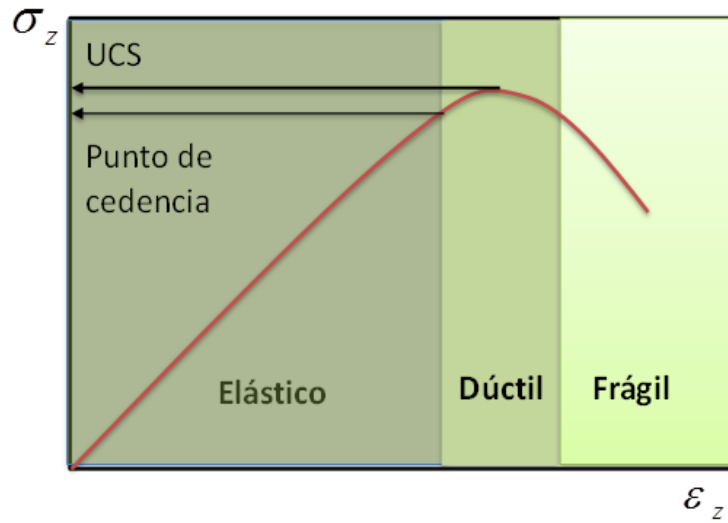


Fuente: Zoback D. Mark. Reservoir Geomechanics: Earth Stress and Rock Mechanics Applied To Exploration, Production and Wellbore Stability. Department Of Geophysics: Stanford University, 2006.

3.2.1 Resistencia a la compresión uniaxial (UCS)

Es también conocida como resistencia a la compresión no confinada y se define como el máximo esfuerzo que soporta la roca sometida a presión uniaxial. La prueba se realiza a un cilindro con relación Longitud –Diámetro 2:1, y un par de pistones al final de las caras le aplican esfuerzo axial. La Figura 3-2 es un esquema típico de una muestra sometida a esfuerzo compresivo uniaxial.

Figura 3-2. Esfuerzo vs. Deformación en una prueba de compresión uniaxial



Fuente: FJAER, ET AL. Petroleum Related Rock Mechanics.2 ed. Amsterdam: Elsevier Science Publisher, 2008. P.323

- **Región Elástica:** la roca se deforma elásticamente, si se retira el esfuerzo la roca vuelve a su estado original.
- **Yield Point:** El punto más allá del permanente cambio. Después de este la roca ya no volverá a su estado original.
- **Resistencia compresiva uniaxial (UCS):** Es el punto más alto de esfuerzo.
- **Región dúctil:** La muestra se somete a permanente deformación sin perder la habilidad de soportar esfuerzos.
- **Región frágil:** La capacidad de la muestra para soportar esfuerzos disminuye rápidamente a medida que la deformación se incrementa.

De la prueba de compresión uniaxial se obtienen propiedades mecánicas de la roca como: La resistencia compresiva uniaxial (UCS), El módulo de Young (E), la relación de Poisson (ν), e indirectamente el módulo de Bulk o Volumétrico (K).

el ángulo medido entre la fuerza normal y la fuerza resultante que se alcanza un instante antes que ocurra la falla a consecuencia de aplicación de esfuerzo de corte. Lal (1999) presentó la siguiente expresión para calcular el ángulo de fricción interna del shale.

$$\phi = \sin^{-1} \left(\frac{V_p - 1}{V_p + 1} \right) \quad \text{Ecuación. 3.7}$$

$$UCS = 10 \times (V_p - 1), MPa \quad \text{Ecuación. 3.8}$$

Resistencia cohesiva (C_o):

La resistencia cohesiva representa la resistencia intrínseca de la roca. Linealizando la envolvente de falla (figura anterior), y utilizando la ley de Mohr-Coulomb la cual se obtiene de:

$$\tau = C + \sigma \tan \phi \quad \text{Ecuación. 3.9}$$

El valor de cohesión C , puede ser determinado usando datos de laboratorio apoyados en la expresión siguiente, la cual es una derivación del criterio de falla de Mohr-Coulomb.

$$C = \left(\sigma_1 - \frac{1 + \sin \phi}{1 - \sin \phi} \right) \frac{1 - \sin \phi}{2 \cos \phi} \quad \text{Ecuación. 3.10}$$

La cohesión se relaciona con la resistencia compresiva uniaxial (UCS) y el ángulo de fricción interna (ϕ) de la siguiente manera:

$$C_o = \frac{1 - \sin \phi}{2 \cos \phi} UCS \quad \text{Ecuación. 3.11.}$$

3.2.3 Esfuerzos alrededor de un Pozo

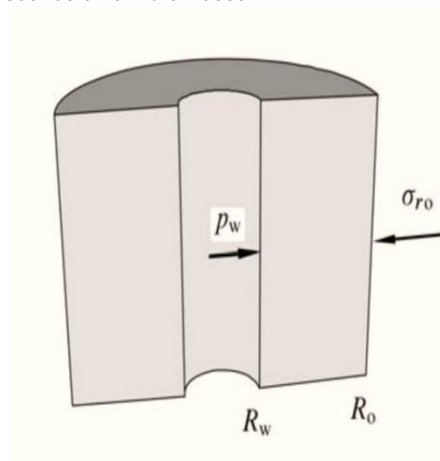
En el subsuelo las formaciones se encuentran sometidas a los esfuerzos, ejercidos principalmente por el peso de los estratos (esfuerzo de sobrecarga) y los

esfuerzos tectónicos. En una perforación el material sólido es removido y el pozo queda soportado únicamente por la presión del fluido de perforación. En esta nueva condición, se crea un estado de esfuerzos alrededor de la cara del pozo; y si la magnitud de estos, es mayor que la resistencia mecánica de la formación, se presenta la falla.

3.2.3.1 Prueba de cilindro hueco

Los cilindros huecos se pueden utilizar como modelos escala para simular la perforación del pozo en el laboratorio. La Figura 3-4, es un ejemplo de una formación sometida a esfuerzos durante la perforación.

Figura 3-4. Estado de esfuerzos alrededor de un cilindro Hueco



Fuente: FJAER, ET AL. Petroleum Related Rock mechanics.2 ed. Amsterdam: Elsevier Science Publisher, 2008. P.323

3.2.3.2 Estado de esfuerzos de un cilindro Hueco

Utilizando el sistema convencional de coordenadas cilíndricas y denotando los esfuerzos principales: radial, σ_r , tangencial, σ_θ , y axial, σ_z ; las ecuaciones generales que describen el estado de esfuerzos de un cilindro hueco están dadas por:

$$\sigma_r = \frac{R_0^2 \sigma_{r0} - R_w^2 P_w}{R_0^2 - R_w^2} - \frac{R_0^2}{R_0^2 - R_w^2} \frac{R_w^2}{r^2} (\sigma_{r0} - P_w) \quad \text{Ecuación. 3.12.}$$

$$\sigma_\theta = \frac{R_0^2 \sigma_{r0} - R_w^2 P_w}{R_0^2 - R_w^2} + \frac{R_0^2}{R_0^2 - R_w^2} \frac{R_w^2}{r^2} (\sigma_{r0} - P_w) \quad \text{Ecuación. 3.13.}$$

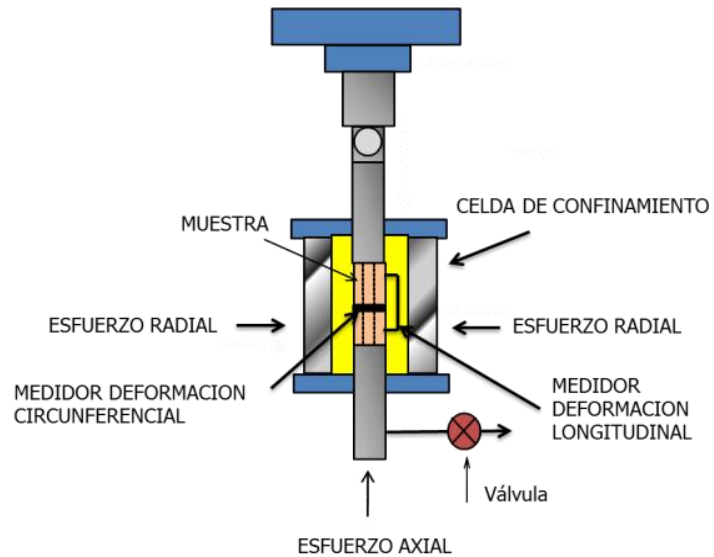
$$\sigma_z = \frac{F_z}{\pi(R_0^2 - R_w^2)} - \frac{P_w R_w^2}{R_0^2 - R_w^2} \quad \text{Ecuación. 3.14.}$$

Las ecuaciones anteriores permiten determinar los esfuerzos principales para diferentes valores de r , desde el radio del hueco R_w hasta el radio externo de la muestra R_o . Sin embargo la zona crítica es la pared del pozo, donde se empiezan a formar los breakouts que finalmente conducen a la falla.

3.2.3.3 Prueba de Cilindros de pared gruesa TWC

Para prevenir los problemas debido a la inestabilidad de pozos, es necesario determinar los esfuerzos y deformaciones, que puede soportar la formación antes de la falla. La prueba de cilindros de pared gruesa, emplea una geometría que simula las condiciones reales de esfuerzo de carga en el fondo del pozo. Es utilizada con éxito para medir directamente la presión bajo la cual el pozo empezará a producir arena. La Figura 3-5 es la representación del equipo usado para la prueba de TWC. Con este se aplica fuerza axial y presión de confinamiento, simulando el régimen de esfuerzos en el pozo. Al tiempo que se aplica esfuerzo, se mide la deformación longitudinal y circunferencial para seguir cercanamente el comportamiento de la roca durante el ensayo y determinar el momento que ocurre la falla.

Figura 3-5. Esquema de prueba de cilindro de pared gruesa



Fuente: FracTech Laboratories. Joint Industry Project. Disponible En: www.fractech.com/consortiaPEA135.html

La prueba de cilindro de pared gruesa permite simular la falla en la cara del pozo. Esta falla se simula por medio de ensayos de laboratorio denominados Holle collapse Strength. El equipo consta de dos cilindros de acero que se colocan sobre ambos extremos de la muestra la cual es después encapsulada en los end caps con una manga compuesta de material flexible e impermeable.

La muestra con los end-caps se coloca en un core-holder o recipiente a presión, se aplica presión de confinamiento alrededor de toda la muestra mediante la presurización del aceite que se encuentra en el recipiente. Esta presión actúa alrededor de la muestra por medio del empuje sobre la chaqueta y también sobre los extremos de la misma, de tal manera que la muestra queda sometida a Tensión hidrostática.

3.3 MODELOS ANALÍTICOS

A continuación se exponen los modelos analíticos más importantes que describen el comportamiento de la roca.

3.3.1 Modelo Elástico

Este modelo no reconoce la variación de los esfuerzos, y presión de poro alrededor del pozo. En esta formulación, el fluido y los procesos de difusión de iones no están contenidos. Las diferencias químicas entre el fluido de perforación y el fluido de formación no se tienen en cuenta, pero si usa el concepto de esfuerzo efectivo.

3.3.2 Modelo Poroelástico

En esta formulación, los procesos de difusión de iones no están descritos. Este modelo toma en cuenta la ecuación de flujo de fluido continuo, la cual se resuelve sin tener en cuenta el componente de la concentración de sal. Detounary y Cheng desarrollaron una solución poroelástica transitoria. Muchos estudios ampliaron esta solución a otros problemas usando la misma metodología. El proceso de perforación es simulado, considerando la excavación instantánea del pozo, y las ecuaciones son resueltas usando transformaciones de Laplace.

3.3.3 Modelo Químico-Poro-Elástico

Este modelo relaciona los esfuerzos totales y la variación del contenido de fluido a las deformaciones, presión de poro y fracción de masa del soluto, a través de los coeficientes de material anisotrópico

Los componentes principales de los esfuerzos en un modelo químico poroelástico, son los siguientes:

$$\sigma_{rr} = P_w$$

Ecuación. 3.15.

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{\alpha(1-2\nu)}{1-\nu}(P_w - P_\pi - P_o) - P_w$$

Ecuación. 3.16.

$$\sigma_{zz} = \frac{\alpha(1-2\nu)}{1-\nu}(P_w - P_\pi - P_o)$$

Ecuación. 3.17.

4 FACTORES FÍSICO-QUÍMICOS EN ESTABILIDAD DE ARCILLAS

La estabilidad del pozo durante la perforación se ve afectada en gran medida por el fenómeno químico debido al intercambio de agua y soluto a través del shale, cuando este se encuentra en contacto con el lodo. Este flujo másico es producido principalmente por los gradientes de temperatura, presión, actividad química del shale y del fluido de perforación. El shale es altamente flexible a la interacción fisicoquímica dependiendo de su composición y del tiempo de exposición.

A continuación se mencionan los principales autores con sus aportes para el tema de la interacción química en la estabilidad de pozos.

Edwin (1982) “Además de aumentar de la presión de poro y disminuir la resistencia de la formación arcillosa, el flujo de agua genera el hinchamiento de la roca, ocasionando la falla del pozo si la cara de la formación no se expande libremente dentro del mismo”¹⁹

Santarelli (1992) “Hay una alta relación entre el hinchamiento y la permeabilidad de la formación. La permeabilidad de los minerales arcillosos está afectada en uno o dos órdenes de magnitud por el hinchamiento de los mismos”²⁰.

Ballard (1992). Planteo diferentes formas para la estabilidad del shale y concluyo que las tasas de transporte de iones y agua a través del shale, por difusión cambian de acuerdo al tipo de shale²¹.

Mody and Hales (1993). “ La inestabilidad de un pozo se ocasiona por mecanismos de transporte, contenido de agua, contenido de minerales arcillosos,

¹⁹ HACKETT, E. A laboratory technique for screening shale swelling inhibitors, 1982. SPE 11117.

²⁰ SANTARELLI, F., Et al. On the stability of shales and its consequences in terms of swelling and wellbore stability, 1992. IADC/SPE 23886.

²¹ BALLARD, T., Et al. Fundamentals of shale stabilization: Water transport through shales, 1992. SPE 24974

composición del fluido de poro y de perforación, esfuerzos in situ, presión de poro, temperatura, tiempo y longitud del hueco abierto”. Se consideran factores importantes para prevenir la falla en formaciones arcillosas la restricción del flujo de agua debido las presiones capilares que existen entre lodos base aceite y la baja permeabilidad de estas formaciones²².

Dzialowski (1993) “ De las formaciones que se perforan un noventa por ciento son arcillosas y generan problemas asociados al hinchamiento del hueco, pegas y alto torque”²³.

Van Oort (1996) “Las formaciones arcillosas producen inestabilidad en los pozos lo que genera gastos de aproximadamente quinientos millones de dólares al año”²⁴. En 1997, la magnitud y la tasa del aumento de la presión de poro esta relacionado directamente con el filtrado del lodo, propiedades del fluido de poro (viscosidad y adhesión), propiedades petrofísicas de la roca (permeabilidad, porosidad, distribución del tamaño de poro). El incremento de la presión de poro en las formaciones arcillosas reduce el esfuerzo efectivo²⁵.

CHOI, S.K. (1998) “A partir de un estudio paramétrico se obtuvo como resultado que la diferencia en temperatura entre el fluido de perforación y la formación, puede provocar cambios importantes en la presión del fluido de poro y los esfuerzos efectivos en la pared del pozo”²⁶.

Carminati (1999) “La inestabilidad de un pozo se produce por la alteración del estado de esfuerzos, al incrementar la presión de poro de la formación debido al incremento de la presión del lodo, debilitando los enlaces entre láminas de las arcillas lo cual se debe a la interacción de la formación arcillosa con el lodo. Los

²² MODY, Et al. 1993 Op.

²³ DZIALOWSKI, A. Et al. 1993. Op

²⁴ OORT, V. Et al. Transport in shales and the desing of improved water based shale drilling fluids. SPE drilling and completion. 1996. SPE 28309.

²⁵ OORT, V. 1997. Op

²⁶ CHOI, S., y TAN, C. Modeling of effects of drilling fluid temperatura on wellbore stability, 1998. SPE 47304.

mecanismos para prevenir esto según el autor son utilizar aditivos taponadores, complejos de aluminio, silicatos que generen la presión osmótica necesaria para equilibrar o reducir la presión de poro en la formación”²⁷.

M. Yu, Et al (2001). “La eficiencia de membrana de la formación determina la presión osmótica necesaria para contribuir a la presión de poro. Cuando la eficiencia de membrana en las formaciones es alta varía el peso de lodo crítico necesario para mantener el pozo estable, los coeficientes de difusión de soluto son importantes cuando se perfora un shale con muy baja permeabilidad; formaciones con altos coeficientes de expansión térmica podrían causar altos esfuerzos térmicos bajo la misma diferencia de temperatura y puede fracturarse a bajas presiones”²⁸.

Ghassemi, Et al (2001). “La inestabilidad es producida por la cantidad y distribución de agua dentro de la formación arcillosa, por el influjo y filtrado de lodo que ingresa a la formación incrementando el contenido de agua y la presión de poro en las paredes del pozo, alterando la estructura sólida y recude la resistencia compresiva de la formación. El efecto adverso del flujo de agua a la formación, el flujo de iones cambia la concentración iónica del fluido de poro, afectando las propiedades mecánicas de la matriz de la formación, ocasionando una degradación de la cohesión y debilitamiento del cemento conduciendo a la reducción de la resistencia de la roca”²⁹.

Ghassemy y Diek (2003). Estos autores afirmaron que “La transferencia de soluto causa que la ósmosis química dependa del tiempo. A medida que se incrementa el

²⁷ CARMINATI, S. Et al. How do anions in water based muds affect shale stability?. 1999. SPE 50712.

²⁸ YU., Et al. 2001. Op.

²⁹ GHASSEMI, A. Et al. Effects of ion diffusion and thermal osmosis on shale deterioration and borehole instability. Paper AADE National Drilling Technical Conference 2001.

tiempo, la transferencia de iones hace que la presión osmótica desaparezca y restablece un régimen de presión de poro característico del flujo hidráulico”³⁰.

Rojas, Et al (2006). “Plantea una relación entre la actividad del lodo de perforación, la temperatura y la presión de confinamiento”³¹.

Zhang, J. Et al. (2006) “Tener en cuenta los efectos químicos en un modelo de estabilidad de pozo es generar un modelo acoplado en el cual se puede modificar la presión de poro en la roca o los parámetros de resistencia mecánica. Por lo tanto, fueron analizadas las propiedades fisicoquímicas del fluido de perforación y los shales ya que presentan efectos significativos en la estabilidad de pozo. Se deben tener en cuenta principalmente las propiedades de actividad química del lodo, actividad química de la formación arcillosa y la eficiencia de membrana a través de una formulación adecuada del fluido de perforación para mejorar la estabilidad”³².

Fjaer (2008). “El mecanismo de falla de la roca está influenciado por el cambio en la presión de poro, los efectos químicos y la saturación parcial de la roca, con dos efectos: aumento de la presión de hinchamiento (Intercambio catiónico desfavorable, lo cual reduce los esfuerzos efectivos); la alteración química y debilitamiento de las uniones cementadas en la matriz de la roca”³³.

³⁰ GHASSEMI, A., y DIEK, A. Linear chemo-poroelasticity for swelling shales: Theory and application. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2003.

³¹ ROJAS, Et al. 2006. Op

³² ZHANG, J. Et al. 2006. Op

³³ FJAER. Et al. 2008. Op.

4.1 ACTIVIDAD DE LA FORMACIÓN.

Es un excelente indicador del estado de hidratación del shale y su potencial para absorber o perder agua. Esta propiedad se ve afectada por cambios en factores como: Presión, temperatura, mineralogía y composición del fluido de poro.

Medición de la actividad del shale en el laboratorio.

La actividad química del shale se mide en el laboratorio utilizando un higrómetro o a partir de la construcción de la curvas de absorción isotérmica (ver página 48 a 51).

4.2 ACTIVIDAD DEL LODO

En 1993 Halle et al propusieron correlaciones para determinar la actividad química del lodo en función de la concentración de sal.

1. Cloruro de sodio (NaCl)

$$A_{df} = \left(1 - 0.00451 \times \% \frac{W}{W}\right) - \left(0.000199 \times \left(\% \frac{W}{W}\right)^2\right) \quad \text{Ecuación 4.1}$$

2. Cloruro de potasio (KCl)

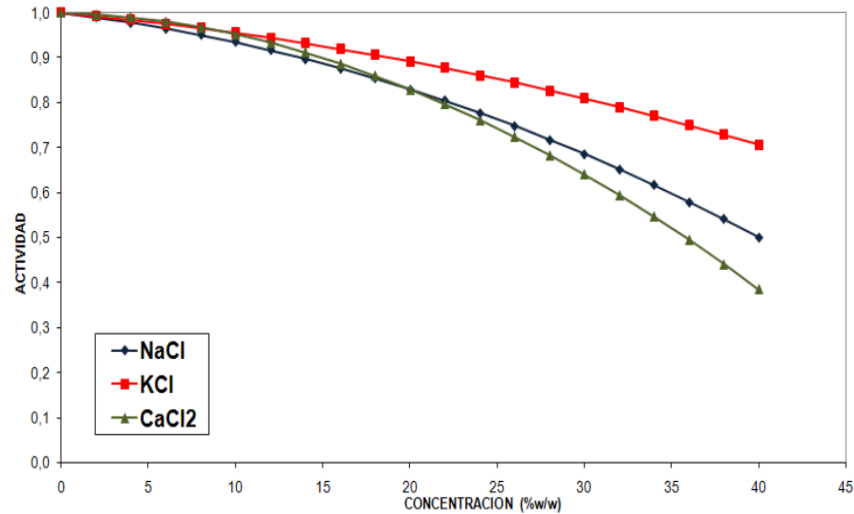
$$A_{df} = \left(0.99999 - 0.003443 \times \% \frac{W}{W}\right) - \left(0.00009691 \times \left(\% \frac{W}{W}\right)\right) \quad \text{Ecuación 4.2}$$

3. para el cloruro de calcio (CaCl₂)

$$\left(1 - 0.00065 \times \% \frac{W}{W}\right) - \left(0.000438 \times \left(\% \frac{W}{W}\right)^2\right) + \left(0.00000281 \times \left(\% \frac{W}{W}\right)^3\right) - \left(0.0000000265 \times \left(\% \frac{W}{W}\right)\right) \quad \text{Ecuación 4.3}$$

Las correlaciones anteriores no se deben utilizar para el cálculo de la actividad química del shale porque el agua contenida en sus poros, está compuesta por diferentes clases de sales. En la Figura 4-1 se observa la actividad del agua para las diferentes sales a una temperatura específica.

Figura 4-1. Actividad del agua para las sales NaCl, KCl y CaCl₂ a 20°F



Fuente: CORZO, Reinel. Modelamiento de la química del lodo sobre la Resistencia a la compresión de Formaciones arcillosas. Tesis de Maestría Universidad Industrial de Santander 2009.

La actividad del fluido de perforación no depende únicamente de las concentración salina sino que está influenciada por de la presión y la temperatura. Esto fue demostrado por Chenevert y Strassner (1975)³⁴

Rojas et al., (2006), propone una relación entre la actividad del lodo de perforación y la temperatura.

$$a_{w,mud} = C_1 \times Exp(C_2 \times T) \quad \text{Ecuación 4.4}$$

Donde $a_{w,mud}$ es la actividad del lodo, T es la temperatura en °C, y C_1 y C_2 son constantes.

³⁴ CHENEVERT, M; STRASSNER J. Temperature Effect on Water Activities of Argillaceous Shale and Oil Mud Systems. Fifteenth Oil Gas conference: Hungary. 1975. SPE.

Con base en los datos (Chenevert y strassner 1957), fue encontrado que las constantes C_1 y C_2 en la ecuación anterior dependen fuertemente de la concentración de la solución de CaCl_2 . Las relaciones pueden ser expresadas como.

$$C_1 = -0.0153C + 1.1211 \quad \text{Ecuación 4.5}$$

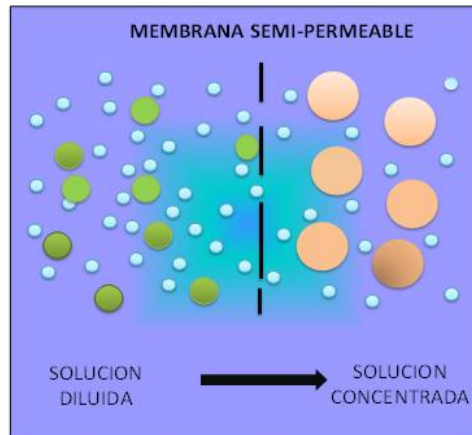
$$C_2 = 8.451 \times 10^{-5} \exp(0.07114692 \times C) \quad \text{Ecuación 4.6}$$

Donde C es la concentración de la solución de CaCl_2 en la fase interna de lodos base aceite. Las ecuaciones anteriores son solo aplicables a concentraciones de CaCl_2 . (10 wt% < C < 40 wt%)

4.3 ÓSMOSIS QUÍMICA

La osmosis es el fenómeno físicoquímico que ocurre cuando dos soluciones acuosas de diferente concentración se encuentran separadas por una membrana semipermeable en la que la solución más diluida empuja el fluido hacia la solución más concentrada buscando igualar ambas concentraciones ver Figura 4-2. La osmosis está asociada a dos tipos de flujos simultáneos, que son concurrentes y pueden darse en presencia de una única fuerza: Gradiente de concentración o gradiente hidráulico.

Figura 4-2 Ósmosis Química



Fuente: Modificado de FERNANDEZ, William. Tesis de pregrado, UIS. 2008.

La base para la osmosis es la existencia de una membrana semipermeable que permita las moléculas de agua pasar, pero prevenir la entrada de iones a través del shale. Los lodos base aceite pueden actuar como una membrana semipermeable. Los iones asociados a sales impiden el movimiento entre la fase acuosa del lodo y la formación. El shale es con frecuencia considerado como una membrana semipermeable cuando se encuentra en contacto con los lodos base agua. Debido a que los minerales arcillosos tienen cargas superficiales, se cree que el movimiento de los iones es más fácil, dando lugar a propiedades de membrana.³⁵ Por esto aparece un nuevo concepto conocido como eficiencia de membrana.

4.4 EFICIENCIA DE MEMBRANA³⁶.

Habilidad de la formación arcillosa para prevenir el movimiento iónico cuando interactúa con los fluidos de perforación. La eficiencia de membrana es cuantificada por el coeficiente de reflexión, σ . Una perfecta membrana tiene un

³⁵ FJAER , Op. Cit.,p.323

³⁶ SCHLEMMER, ET AL. Membrane Efficiency in Shale - An Empirical Evaluation of Drilling Fluid Chemistries and Implications for Fluid Design. 2002. IADC/SPE 74557

coeficiente de reflexión de 1. Las membranas no ideales tienen un coeficiente de reflexión de 0 a 1. El flujo osmótico del solvente continuará a menos o hasta que la presión osmótica sea equilibrada por la presión hidráulica, si la membrana semipermeable es de tipo real el movimiento del soluto será inevitable. Entonces el flujo de soluto continuará hasta que la concentración sea igual en ambos lados de la membrana.

4.5 PRESIÓN OSMÓTICA

Es la presión necesaria para detener el flujo neto de solvente a través de una membrana semipermeable. Matemáticamente la presión osmótica entre dos fluidos de diferente actividad y separados por una membrana semipermeable se define como:

$$\Delta\pi = \frac{RT}{V_w} \ln \left[\frac{A_{w,df}}{A_{w,sh}} \right] \quad \text{Ecuación 4.7}$$

Donde $\Delta\pi$ es la presión osmótica ideal, R es la constante de los gases, T la temperatura absoluta, v el volumen molar parcial del agua. $A_{w,df}$ es la actividad del lodo, $A_{w,sh}$ es la actividad del shale.

Al adicionar sal al fluido de perforación de tal manera que $A_{w,df} < A_{w,sh}$ se establece un potencial osmótico $\Delta\pi < 0$, lo cual tenderá a la deshidratación del shale y por lo tanto actúa efectivamente en la reducción de la presión de poro. Esto tendrá un efecto instantáneo de estabilización en el pozo.³⁷

4.6 PRESIÓN OSMÓTICA EFECTIVA.

³⁷FJAER, Op. Cit.,p.324

La presión osmótica efectiva o real surge al introducir el término de eficiencia membrana (σ) debido a la tendencia del shale a comportarse como una membrana no ideal al permitir el paso de iones a través de la misma. Como la eficiencia de membrana es menor que uno ($\sigma < 1$), la presión osmótica efectiva también será menor.

$$\Delta\pi_{eff} = \sigma \frac{RT}{V_w} \ln \left[\frac{A_{w,df}}{A_{w,sh}} \right] \quad \text{Ecuación 4.8}$$

De acuerdo a la ecuación 4.8. Pueden ocurrir tres situaciones diferentes de flujo osmótico dependiendo de la actividad del fluido de perforación y del shale, como se muestra a continuación:

- $a_{w,shale} < a_{w, mud}$, se produce una presión osmótica negativa. La osmosis química genera un flujo acuoso dentro del shale incrementando el contenido de agua y la presión de poro cerca a la pared del pozo. Este efecto se agrava con el tiempo de exposición al fluido.
- $a_{w,shale} = a_{w, mud}$, No existe flujo acuoso inducido por osmosis química. Este principio es la base para la formulación de los lodos de actividad balanceada.
- $a_{w,shale} > a_{w, mud}$, La presión osmótica es positiva, el flujo osmótico es conducido fuera del shale, reduciendo la presión de poro y el contenido de agua en las cercanías del pozo.

4.7 SELECTIVIDAD IÓNICA

En un medio en el que dos soluciones acuosas de diferente concentración iónica se separan por un medio poroso permeable a cationes y aniones se desarrolla un potencial eléctrico. Este potencial eléctrico es debido a la separación de cargas

negativas y positivas a través de la membrana causando la movilidad iónica. Los iones cruzan la membrana en función de su tamaño de molécula, su polaridad y la diferencia de concentración entre las soluciones. La SI es la habilidad que poseen algunas rocas para restringir o permitir el paso de aniones, y puede ser determinada al definir la caída de voltaje en una celda de potencial a través de la siguiente relación:

$$\left| SI = \left\{ \frac{(V_M - V_{LJ})}{(V_N - V_{LJ})} \right\} \times 100 \right| \quad \text{Ecuación 4.9}$$

Donde: V_M = potencial que se mide; V_{LJ} = potencial de difusión o potencial de unión líquida, que se produce en membranas que no son selectivas; V_N = potencial de Nerst, producido en membranas selectivas, La selectividad iónica mide la tendencia de la membrana para restringir el paso de aniones a través de la misma.

Cuando el valor de SI es igual a 1 (100 %) indica que es una membrana cationicamente selectiva perfecta (permite el paso de cationes y restringe el paso de los aniones), valores de SI entre 0 y 1 indican que es una membrana cationicamente selectiva no perfecta. Y cuando la SI es igual a 0 indica que la membrana iónicamente no es selectiva (permite el flujo de iones sin restricción).

Esta ecuación se aplica únicamente a soluciones de un mismo tipo de sal, por esto no es posible aplicarla al lodo de perforación.

1.7.1 Potencial de unión líquida. El potencial de unión líquida o potencial de difusión se define como el potencial producido en membranas tipo no ideales o no selectivas, la magnitud del potencial de unión líquida puede determinarse a partir de la ecuación 4.10. Este depende de la diferencia entre los números de transporte de cationes y aniones, y las actividades a los dos lados de la membrana.

$$\left| V_{LJ} = (t^+ - t^-) \times \left(\frac{RT}{F} \right) \times \ln \left(\frac{A_1}{A_2} \right) \right| \quad \text{Ecuación 4.10}$$

Donde: t^+ y t^- = números de transporte de cationes y aniones en solución; R = constante de los gases; T = temperatura absoluta; F = constante de Faraday; A_1 y A_2 = actividades iónicas. Los números de transporte se determinan a partir de las siguientes expresiones matemáticas:

$$|t^+ + t^- = 1| \quad \text{Ecuación 4.11}$$

$$\left| \frac{|Z_i|^2 u_i C_i}{\sum_j |Z_j|^2 u_j C_j} = \frac{|Z_i|^2 D_i C_j}{\sum_j |Z_j|^2 D_j C_j} \right| \quad \text{Ecuación 4.12}$$

Donde: i y j son las especies iónicas presentes; Z_k es la carga del ión ' k '; u_i representa la movilidad absoluta ($u_k = D_k / R^*T$, siendo D_k el coeficiente de difusión, particular para cada tipo de ión, ver Tabla 8) y c_i = concentración en mol/cm³. Luego de conocer los valores de carga, concentración y coeficiente de difusión, para cada ion, se calcula su valor de número de transporte.

Tabla 8. Coeficiente de difusión para los iones utilizados en la implementación de la prueba de potencial electroquímico a 20 °C

Ion	Promedio del Diámetro Hidratado (Å)	Coeficiente de Difusión (m ² /s) *
Sodio (Na ⁺)	8,35	1,334
Potasio (K ⁺)	6,12	1,966
Calcio (Ca ²⁺)	190,00	0,790
Cloruro (Cl ⁻)	5,12	2,030
* Valores por 10 ⁻⁹ .		

1.7.2 Potencial de Nerst. El potencial de *Nerst* o potencial de difusión modificado es el que se produce en membranas ionicamente selectivas (se comprobado que las arcillas son cationicamente selectivas), el potencial de *Nerst* se define con la máxima diferencia de potencial en una membrana ionicamente selectiva de tipo perfecta y matemáticamente se expresa por medio de la ecuación 4.13.

$$\left| V_N = \left(\frac{RT}{F} \right) \times \ln \left(\frac{A_1}{A_2} \right) \right| \quad \text{Ecuación 4.13}$$

Donde: R = constante de los gases; T = temperatura absoluta; F = constante de Faraday; A_1 y A_2 = actividades iónicas. Se puede observar que la ecuación de potencial de Nerst es un caso especial de la ecuación de Unión Líquida, en la cual el número de transporte del catión es igual a 1 y el número de transporte del anión es igual a 0

Al-Bazali et al, obtuvieron las siguientes ecuaciones para rocas arcillosas en función de la SI.

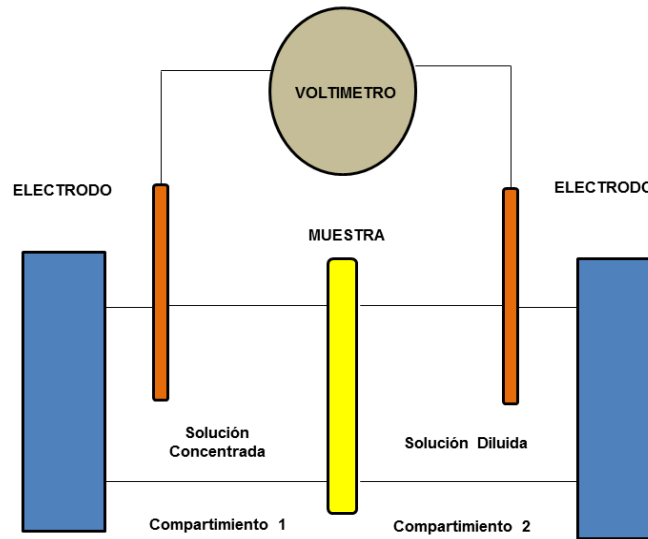
Tabla 9. Ecuaciones de las líneas de tendencia generadas por los valores de EM y SI de muestras de rocas arcillosas tomados del trabajo de AL-Bazali et al.

Sales	Ecuación *	R ²
NaCl	$y = 0,3099e^{0,0295x}$	0,9835
KCl	$y = 0,1453e^{0,064x}$	0,8828
CaCl ₂	$y = 0,6057e^{0,0502x}$	0,8847
* y = EM (%) y x = SI (%).		

4.8 PRUEBA DE POTENCIAL ELECTROQUÍMICO.

La Prueba de potencial electroquímico es una herramienta simple, rápida y sencilla en la evaluación de las rocas como membranas. Para llevar a cabo la prueba, la muestra debe colocarse en medio de dos soluciones electrolíticas. De esta manera la roca cumple la función de membrana y permite el intercambio de sustancia entre las dos soluciones gobernada por el fenómeno osmóticos que se da utilizando la misma sal, pero diferente concentración. Luego, se utiliza un multímetro conectado a dos electrodos de referencia (normalmente plata/ cloruro de plata), puestos en cada compartimiento y se mide la diferencia de potencial eléctrico (V_M) en función del tiempo. Los compartimientos deben ser llenados simultáneamente para que no se genere flujo por convección, ver Figura 4-3

Figura 4-3. Esquema del equipo de la prueba de potencial electroquímico.



Fuente: Modificado de FERNANDEZ, William. Tesis de pregrado, UIS. 2008.

El signo del voltaje estabilizado depende de que ion logra difundirse más rápido.

5 DISEÑO EXPERIMENTAL

El objetivo de este capítulo es presentar el diseño experimental realizado para determinar la pérdida de la resistencia mecánica inducida por el fluido de perforación en arcillas expansivas. Se empleó la prueba de cilindro de pared gruesa TWC como una herramienta para simular el colapso del pozo en el laboratorio y determinar los valores de la magnitud de los esfuerzos principales σ_θ , σ_z , σ_r utilizando las ecuaciones de la teoría de cilindros huecos.

Con información obtenida del TWC, actividad química de la muestra (A_{sh}), actividad química del fluido de perforación (A_{df}) y la eficiencia de membrana, se determinó la magnitud de los esfuerzos mediante un modelo un modelo químico poroelástico.

5.1 METODOLOGÍA PLANTEADA EN EL DISEÑO EXPERIMENTAL.

En este proyecto se creó una metodología que permite la evaluación de las variables involucradas en el diseño experimental obteniendo de esta forma una respuesta al comportamiento mecánico de la formación en cuanto a resistencia y reordenamiento de esfuerzos debido a la perforación.

5.2 REQUERIMIENTOS DE DISEÑO EXPERIMENTAL

El diseño experimental consiste en la realización de pruebas de laboratorio, en las que ocurren cambios a variables de entrada, y se identifican las causas que los han generado por medio de variables de salida. En la implementación de los ensayos aparecen factores de tipo controlable e incontrolable, pero que generando combinaciones óptimas de las variables de entrada, al final se obtienen variables

de salida confiables con las cuales es posible identificar los cambios ocurridos dentro del proceso.

Para el diseño experimental (Figura 5-1) que se planteó es necesario definir las variables, seleccionar las muestras o población objetivo, seleccionar el tamaño de las muestras y estimar la resistencia mecánica y los esfuerzos que soporta el plug.

Figura 5-1. Proceso Diseño experimental.



5.2.1 Definición de variables

Las variables más importantes a definir son las correspondientes a la prueba de cilindro de pared gruesa, siendo estas la presión de colapso de la muestra y la magnitud de los esfuerzos alrededor de la cara del pozo, que el espécimen soporta antes de que ocurra la falla.

- ✓ **Presión de Colapso:** (variable independiente) Es la máxima presión externa (presión de confinamiento) que el hueco puede resistir.

- ✓ σ_z : **Esfuerzo axial:** (variable dependiente). Esfuerzo máximo en la dirección axial que soporta la roca antes de fallar en determinadas condiciones.

- ✓ σ_r : **Esfuerzo radial:** (variable dependiente) Esfuerzo máximo en la dirección radial que soporta la roca antes de fallar bajo determinadas condiciones.

- ✓ σ_θ : **Esfuerzo tangencial:** (variable dependiente). Esfuerzo máximo en la dirección tangencial que soporta la roca antes de fallar bajo determinadas condiciones.

- ✓ **Resistencia de la fonación:** (variable dependiente). capacidad de la muestra para soportar esfuerzos

- ✓ **Composición del shale:** (variable independiente). Caracterización mineralógica del shale a través de la prueba de DRX.

- ✓ **UCS:** (variable dependiente). Resistencia compresiva uniaxial. Es la carga por unidad de área a la cual una muestra de roca falla.

- ✓ **Tiempo de las pruebas:** (variable dependiente) corresponde al tiempo necesario para que el cilindro hueco falle.
- ✓ **Fuerza aplicada en cada prueba:** (variable independiente) En la prueba de TWC es la carga que se aplica en la dirección axial, sobre los extremos del cilindro hasta que falle.
- ✓ **Presión de confinamiento:** (variable independiente) corresponde a la presión hidrostática aplicada al cilindro sobre la superficie en forma radial.
- ✓ **Tamaño de la muestra:** (variable independiente) corresponde a las dimensiones del núcleo sobre el cual se va a aplicar la fuerza axial y la presión de confinamiento en la prueba de TWC.
- ✓ **Velocidad de incremento de la fuerza aplicada** (variable independiente): Determina cuanto debe ir aumentando la carga aplicada y la presión de confinamiento a medida que transcurre el tiempo.
- ✓ **Tipo de sal:** (Variable independiente) corresponde al tipo de sal que se utiliza como inhibidor y que se adiciona al fluido de perforación.
- ✓ **Concentraciones salinas:** (variable independiente). Se analiza en términos de la actividad química del fluido de perforación.
- ✓ **Tiempos de exposición:** (variable independiente) corresponde al tiempo al que dura en contacto el fluido de perforación con el cilindro de roca.

5.2.2 Tamaño de la muestra

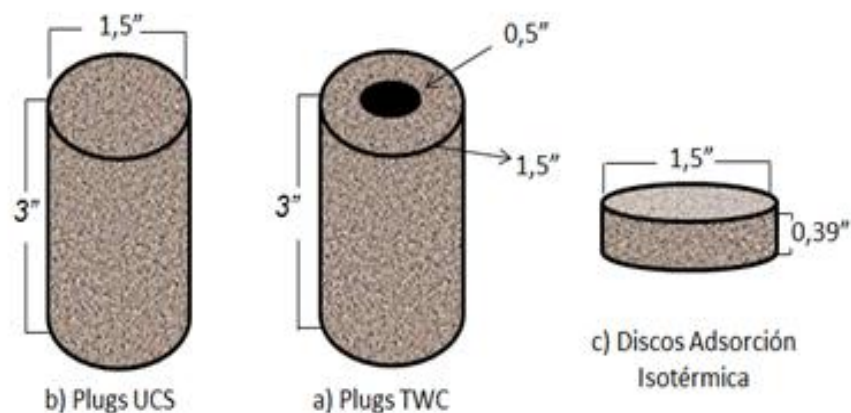
Para las pruebas de resistencia a la compresión Uniaxial (UCS) se usaron muestras cilíndricas de 3 pulgadas de longitud y 1,5 pulgadas de diámetro,

cumpliendo con los requerimientos de la norma ASTM D4543-08 para una relación de longitud/diámetro mínima, igual a 2. Figura 5-2 parte a.

En cuanto a las pruebas de cilindro de pared gruesa se mantiene la relación Longitud/diámetro externo igual a 2, y el diámetro interno debe ser 1/3 del diámetro externo. Por esto las dimensiones del plug que se utilizaron son: 3 pulgadas de longitud, 1,5 pulgadas de diámetro externo y 0,5 pulgadas de diámetro interno. Figura 5-2 parte b.

Para llevar a cabo la prueba de adsorción isotérmica se utilizaron muestras en forma de disco de diámetro de 1,5 pulgadas y espesor de 0,39 pulgadas como se muestra en la Figura 5-2 parte c.

Figura 5-2. Tamaño de las diferentes muestras



5.2.3 Selección de la muestra

Realizada la fase de campo (Capítulo 2), en la que se extrajeron muestras de mano, para determinar la composición de la muestra, Actividad química y capacidad de intercambio catiónico; se determinó que la muestra cumplía con los requerimientos químicos necesarios para realizar el estudio de la pérdida de la resistencia mecánica inducida por la interacción con el fluido de perforación.

En vista de lo anterior se realizó el muestreo en la estación denominada C₂. En esta se extrajeron 25 muestras de aproximadamente 16 kg de peso. (Imagen 5-1).

Imagen 5-1. Algunas muestras extraídas.



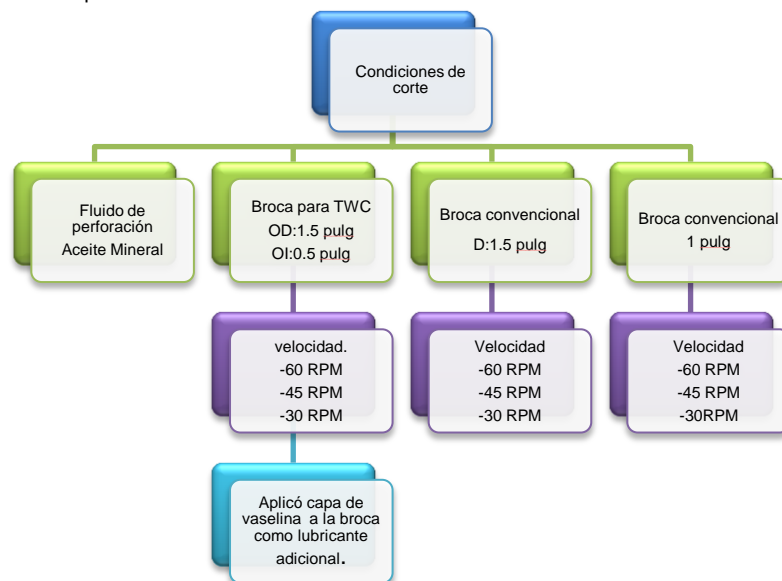
Con el fin de generar mayor resistencia en la muestra en el momento de realizar los cortes, las rocas fueron resinadas utilizando resina acrílica en polvo y solvente endurecedor autopolimerizante en relación 2 a 1. (Imagen 5-2)

Imagen 5-2. Muestras resinadas



Teniendo resinadas las muestras, se procede a realizar los cortes de los plugs utilizando aceite mineral como lubricante de la broca. En este proceso se usaron diferentes brocas convencionales y de TWC a velocidades de corte altas, medias y bajas. La Figura 5-3 es un esquema de las diferentes situaciones de corte empleadas durante el proceso.

Figura 5-3. Condiciones del proceso de corte

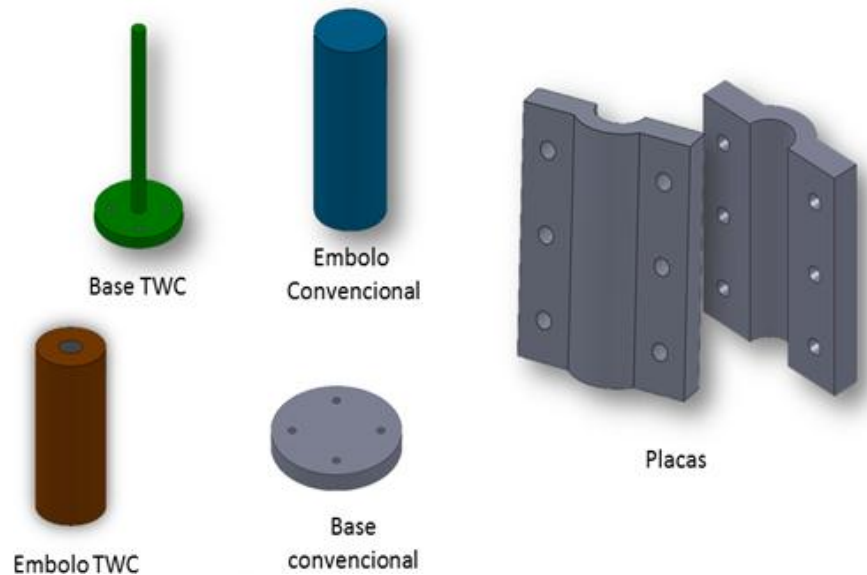


Finalmente, el proceso de extracción de los plugs, a partir de las muestras de afloramiento utilizando varias las posibilidades de corte, no dio resultado. Esto es debido al alto contenido de esmectita y la ausencia de cemento de las muestras. Chenevert en 1973, hizo una clasificación de los shales en blandos, medianamente duros, y muy duros, dependiendo del contenido y tipo de arcilla, llegando a la conclusión que a mayor contenido de esmectita, más blandas son las lutitas.

5.2.3.1 Diseño de celda de carga para elaboración de plugs sintéticos

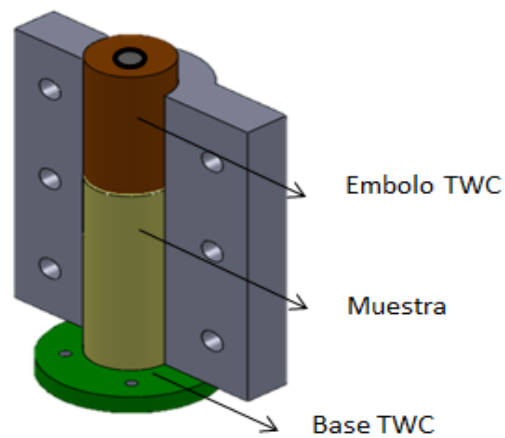
Debido a que no se obtuvieron plugs con las muestras de afloramiento, se procedió a diseñar una celda de carga para construir plugs sintéticos convencionales y plugs sintéticos para pruebas de TWC. La celda de carga consta de seis piezas elaboradas en acero inoxidable 304 como se observa en la Figura 5-4, consiste en un sistema de dos placas ensambladas y ajustadas a través de tornillos. Posee dos bases una para, plugs convencionales y otra para plugs TWC, las cuales se ajustan a la matriz utilizando tornillos tipo brístol. En la cavidad formada entre las dos placas se adiciona la muestra pulverizada y se introduce el pistón en la parte superior del montaje, sobre la muestra.

Figura 5-4. Representación gráfica los componentes de la celda de carga



La Figura 5-5 representa un esquema del equipo ensamblado, que se utiliza para elaborar plugs sintéticos de TWC

Figura 5-5 Equipo utilizado para construir plugs sintéticos de TWC



La celda se encuentra diseñada para obtener plugs con diámetro interno de 12,7 mm y diámetro externo de 38,1 mm. Este cumple los requerimientos de la norma en la que se establece una relación entre diámetros de 1/3. Se realizaron tres

ensayos preliminares con el objeto de establecer protocolos y un procedimiento adecuado para la construcción de los plugs sintéticos (Tabla 10).

Tabla 10. Ensayos preliminares

Ensayo	Condiciones	Resultados
Ensayo 1	<ul style="list-style-type: none"> • consolidación bentonita 8000 Psi (55,158 Mpa) • -- Ascenso de carga por 10 minutos • - Tasa de ascenso 5,55 KN/mi • -Fuerza axial 55,5 KN • -sostenimiento por 2 hr • -película de aluminio en la base 	Plug de 73 mm de Altura, derrumbamiento en la base (Aluminio). El plug moderadamente consolidado y fácil destrucción
Ensayo 2	<ul style="list-style-type: none"> • - consolidación bentonita 11000 Psi (75,842 Mpa) • - Ascenso de carga por 10 minutos • - Tasa de ascenso 7,64 KN/mi • -Fuerza axial 76,40 KN • -sostenimiento por 2 hr. 	Plug de 69,78 mm de altura bien consolidado
Ensayo 3	<ul style="list-style-type: none"> • consolidación bentonita 11000 Psi (75,842 Mpa) • -- Ascenso de carga por 10 minutos • - Tasa de ascenso 7,64 KN/mi • -Fuerza axial 76,40 KN • sostenimiento por 2 hr • -pisar con varilla cada 20 gr 	Plug de 84 mm de altura bien consolidado

La resistencia de la roca mostró una relación directa con la fuerza axial aplicada, mientras que la altura tuvo un comportamiento inverso a esta. La muestra obtenida en el ensayo 3 cumplía los requisitos en cuanto a tamaño y dureza, por lo tanto se tomó como base el resultado de este ensayo para el desarrollo del protocolo para la construcción de plugs sintéticos de TWC.

5.2.3.2 Protocolo para construcción de plugs sintéticos de TWC con la celda de carga.

Condiciones del ensayo:

- Compresión de Bentonita a 11000 Psi (75,842 Mpa)
- Sostenimiento por 2 horas

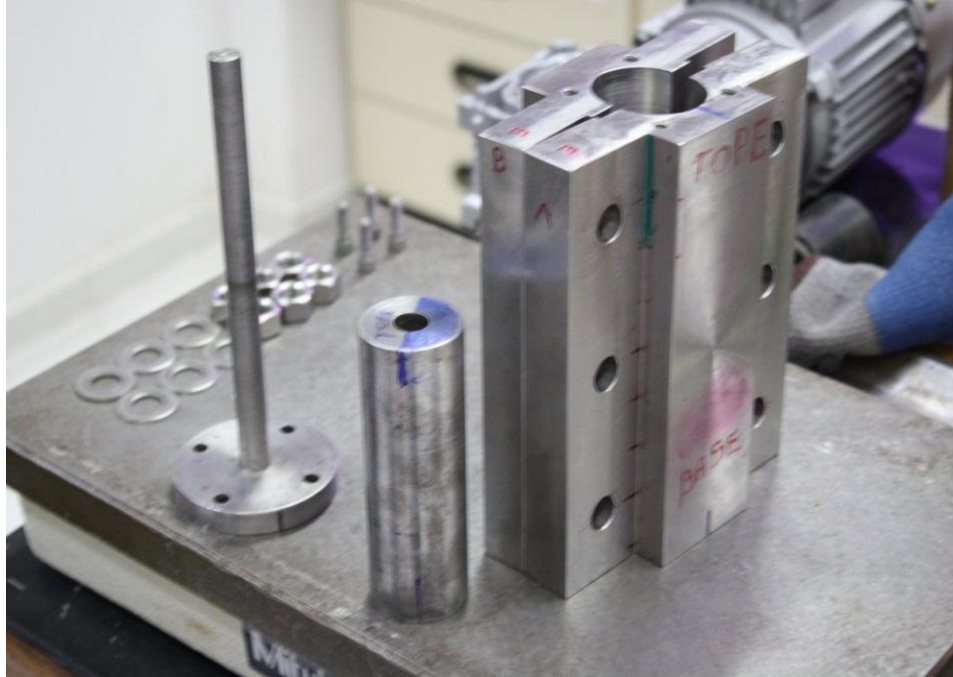
- Ascenso de carga por 10 minutos.

Imagen 5-3. Celda de TWC armada



En la Imagen 5-3 se observa la celda de TWC armada. La carga axial se ejerce sobre el embolo que tiene una área transversal de $1,0074 \times 10^{-3} \text{ m}^2$. Para lograr las condiciones anteriores, la fuerza axial que debe aplicarse es de 76,40 KN a una tasa constante de 7,640 KN/mi.

Imagen 5-4. Componentes de la celda debidamente marcados



En la Imagen 5-4 se observan todos los componentes para el armado de la celda y consolidación de los plugs.

1. **Placas en acero inoxidable.** están marcas en la parte superior por letras E. Adicionalmente cada una está marcada en la parte lateral con las letras A y B. La placa A se encuentra marcada en la base por una raya vertical y centrada.
2. **Embolo en acero al carbono.** Se encuentra marcado el tope en la parte superior.
3. **Base para TWC acero al carbono:** se encuentra marcada con una raya vertical
4. **Tornillos, tuercas y arandelas de las placas en acero inoxidable.**

5. Tornillos Bristol en acero inoxidable.

5.2.3.3 Procedimiento para construcción de plugs sintéticos de TWC

1. Limpiar plenamente todos los elementos de la celda que se utilizan. (las dos placas, base TWC, embolo TWC)
2. Colocar la placa B verticalmente sobre una base totalmente plana. La letra E debe quedar en la parte superior. Poner tornillos con sus respectivas tuercas.
3. Recostar la placa B con sus tornillos sobre la mesa.
4. Poner la placa A sobre la placa B y apretar a dedo las matrices. (Las dos marcas E en la parte superior deben coincidir).
5. Asegurar la planitud del ensamble en la base, con los dedos. (aplicar golpes suaves con la llave para ajustarlo).
6. Introducir los dos pistones (TWC y convencional) que ocupen toda la cavidad de la celda. Apretar los tornillos con las llaves. (durante todo el proceso de atornillado verificar la planitud de las matrices y el libre desplazamiento de los pistones).
7. Retirar el pistón convencional.
8. Poner la base TWC. (la marca de la base para TWC debe coincidir con la marca en la matriz).
9. Atornillar la base (gradualmente todos los tornillos) asegurando que el embolo se desplace suavemente. Finalmente todos los tornillos deben quedar bien apretados.

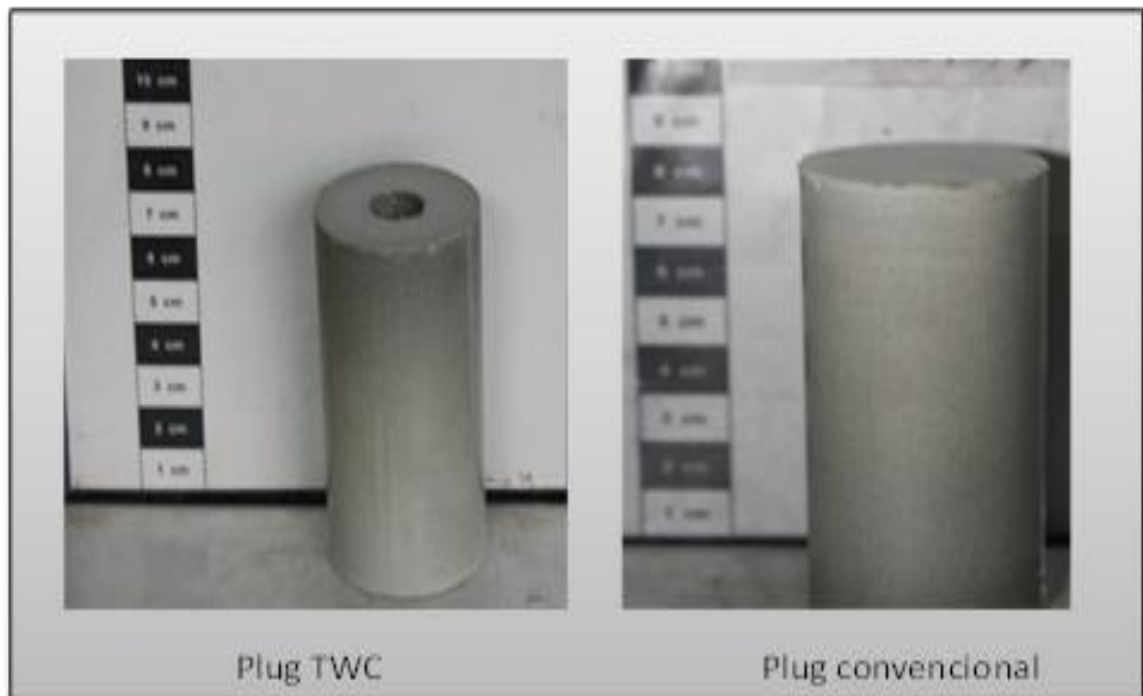
10. Poner la celda en su posición vertical. Asegurar que el pistón desplace libremente.
11. Retirar el pistón de la celda de carga.
12. Pesar 20 gramos de muestra en el vidrio de reloj, se depositan dentro de la celda y con una varilla se aplica golpes suaves sobre la muestra durante 1 minuto. (Este paso se repite hasta completar 160 gramos de material).
13. Marcar el pistón en 40 mm desde la base.
14. Se introduce el pistón (40 mm aproximadamente) dentro de la celda.
15. Se lleva la celda de carga a la MTS 815, en la cual se aplica carga en ascenso a una tasa de 7,640 KN/mi durante 10 minutos.
16. Sostener la carga de 76.40 KN durante 2 horas.
17. Se retira la fuerza aplicada a la misma tasa de ascenso y se baja la celda de carga de la mesa Tx.
18. Desarmado de la celda de carga:
 - a) Se sitúa la celda descansando horizontalmente sobre la mesa y se desatornilla las placas y la base.
 - b) Golpear suavemente el sistema base- muestra- embolo utilizando un cilindro de acero y martillo hasta deslizar un poco la muestra.
 - c) Con un destornillador levantar la matriz ubicada en la parte superior y retirarla.

- d) Luego se retira el embolo deslizándolo por la varilla y la placa.
- e) Levantar el sistema base y muestra de la matriz que descansa sobre la mesa.
- f) Finalmente se retira la muestra de la base, deslizándola suavemente por la varilla.

5.2.3.4 Resultado de la consolidación de plugs sintéticos

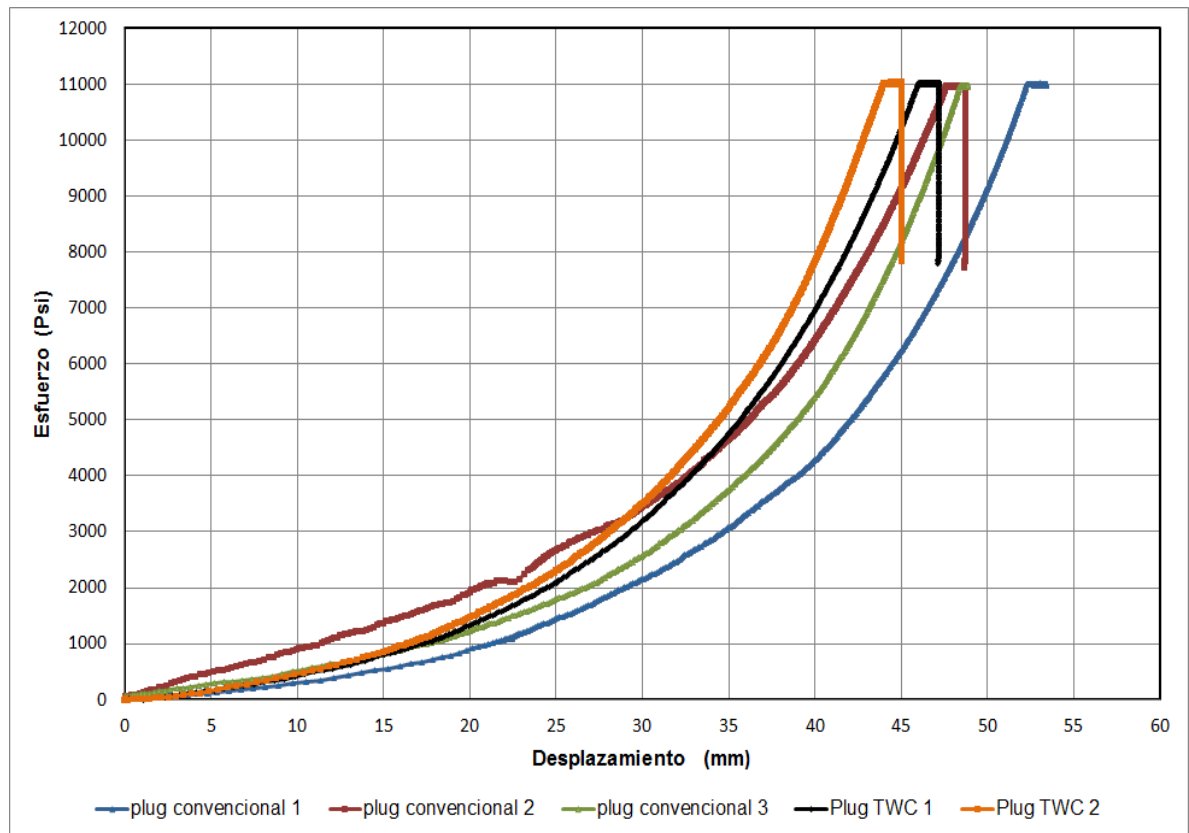
Con el procedimiento anterior se obtienen plugs convencionales y plugs de TWC de una altura que oscila entre 83 y 87 mm como se muestra en la Figura 5-6. Esta es una longitud adecuada que permite realizar el proceso de pulido de la muestra alcanzando valores de planitud y altura de 0.02 y 76 mm respectivamente.

Figura 5-6. Plug convencional y plug de TWC



En la Figura 5-7 se observa el comportamiento de la muestra durante el proceso de consolidación, indicando que la mayor parte de desplazamiento del pistón ocurre a los diez minutos correspondientes al ascenso de carga; cuando el esfuerzo de carga llega a los 11.000 psi se sostiene por 2 horas, en este punto el desplazamiento que se presenta es mínimo.

Figura 5-7. Esfuerzo axial Vs desplazamiento



5.2.4 Ensayos de TWC a realizar

Para llevar a cabo esta investigación se planteó un conjunto de pruebas de TWC en las que se encuentran ensayos, sin fluido de perforación, con fluido de perforación y diferentes tiempos de exposición. Los fluidos de perforación utilizados fueron agua y salmueras.

5.2.4.1 Sin fluido de perforación

Se deben realizar ensayos de TWC sin fluido de perforación para conocer la resistencia de la muestra, antes de ser afectada químicamente por el fluido. Las pruebas a ejecutar son dos ensayos con diferente tasa de ascenso, junto con su respectiva repetición.

5.2.4.2 Con fluido de perforación

Se realizan pruebas con agua a diferentes tiempos de exposición con el fin de observar el comportamiento de la muestra cuando está en contacto con un fluido no inhibidor. Además de esto se llevan a cabo ensayos con diferentes fluidos los cuales tienen distinta actividad química.

Los fluidos de perforación que se escogieron son salmueras. La sal actúa como inhibidor y se puede controlar la actividad química de la solución. Las tres posibles configuraciones de los fluidos son: con actividad química igual a la muestra, con actividad mayor, y con actividad menor a esta. Tabla 11.

Tabla 11 Actividades químicas del fluido de perforación

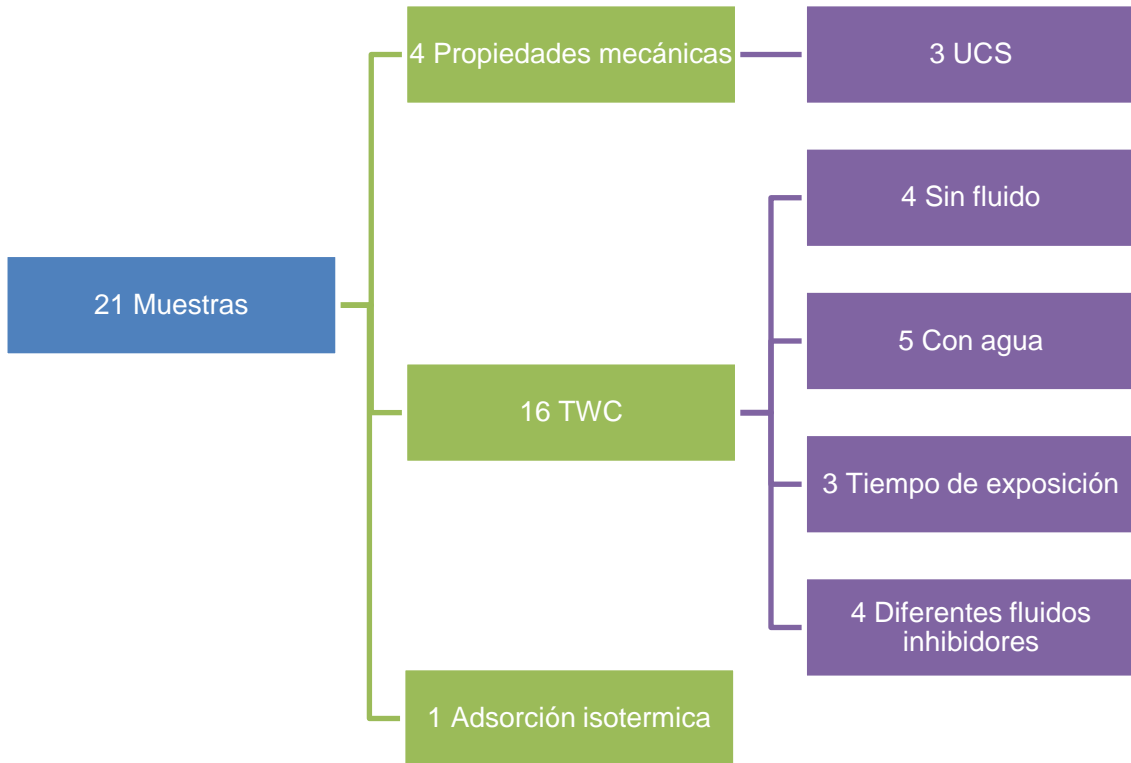
Concentraciones (sal)
Actividad del fluido de perforación < Actividad de Shale
Actividad fluido de perforación = Actividad de Shale
Actividad del fluido de perforación > Actividad de Shale

5.2.4.3 Influencia del tiempo de exposición

Se realizan tres ensayos para el análisis del tiempo de exposición; el fluido que se utiliza debe tener la misma actividad química de la muestra con el objetivo de observar la influencia del tiempo con el fluido inhibidor.

Finalmente la cantidad de pruebas a realizar son las mostradas en la Figura 5-8.

Figura 5-8. Distribución de pruebas



5.2.5 Preparación de los plugs de TWC y convencionales

La calidad de los datos obtenidos en las pruebas, comienza en la obtención de una muestra con dimensiones adecuadas, cumpliendo con la norma establecida. Además como se aplica presión sobre los plugs, su planitud debe ser excelente, para prevenir la concentración de esfuerzos.

A continuación se exponen los pasos a seguir para la preparación de los plugs.

1. Dibujar 8 puntos sobre la superficie del tope y la base, alrededor del perímetro de la muestra, como guías para medir la planitud.

2. Definir posiciones a lo largo de la longitud de la muestra, para medir 8 veces el diámetro.
3. Medir la planitud y el diámetro de la muestra.
4. Llevar el plug a la pulidora, según la especificación técnica UST-LMR-E-001 (operación del Pulidor de Superficies CoreTest EFG-450)
5. Realizar el pulimento por una cara. Como los plugs sintéticos tiene uno de sus extremos más consolidado que el otro, se pule primero la cara más débil, procurando desgastar la roca lo menos posible en ese sentido.
6. Medir la longitud actual del plug luego de pulir una cara y señalar la longitud final que debe quedar la muestra. Relación longitud /diámetro igual a 2.
7. Realizar el pulido por la cara más fuerte hasta alcanzar la longitud señalada.
8. Medir la planitud después del pulido esta debe ser más o menos 0,01. Si esta es diferente se pone una lija y se pasa la muestra suavemente sin ejercer presión, de manera circular sobre el punto.

6 ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Fue necesario realizar una serie de pruebas para determinar los parámetros requeridos por el modelo químico poroelástico, con el fin de establecer la magnitud de los esfuerzos alrededor del cilindro hueco que representa el pozo. Las pruebas realizadas se clasificaron en: propiedades mecánicas de la roca, propiedades químicas y pruebas de TWC.

6.1 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA

Entre las propiedades mecánicas más importantes que se determinaron a la muestra se encuentran: resistencia al compresión uniaxial (UCS), Modulo de Young, Relación de Poisson y modulo volumétrico. Las anteriores pruebas se encontraron a través de un prueba de compresión uniaxial no confinada.

6.1.1 Pruebas de compresión uniaxial (No confinada-UCS)

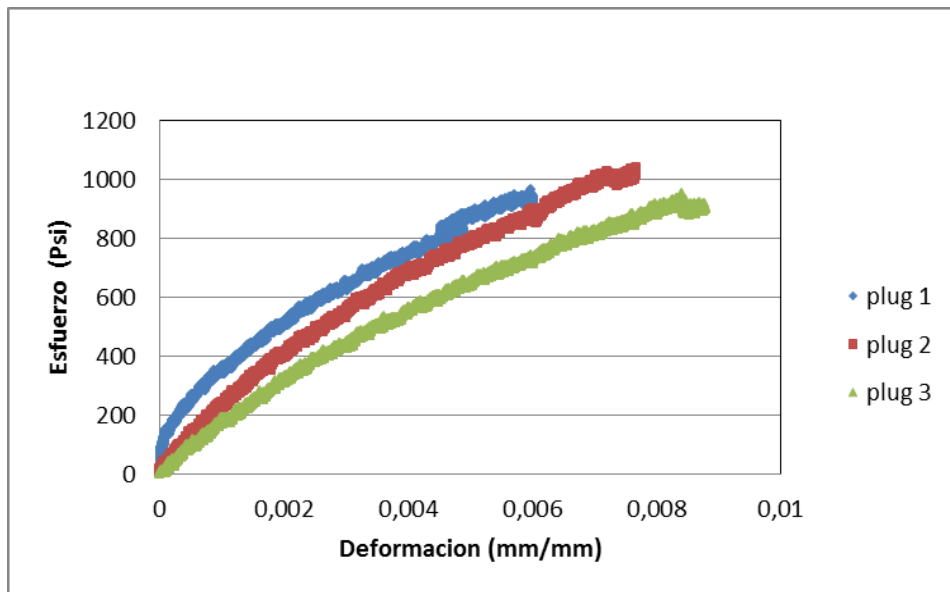
La Prueba de compresión uniaxial se realizó en el laboratorio de mecánica de rocas del ICP de acuerdo al procedimiento UST-LMR-I-006. "Instructivo para ensayos de compresión uniaxial estática en rocas friables". Este procedimiento se apoyó en la norma ASTM D 7012-10. "Standard Test Method for compressive Strength and Elastic Moduli of Intact Rock Core Specimens under Varying States of Stress and temperatures" y ASTM D 6026-06 "Standard Practice for Using Significant Digits in Geotechnical Data". En la Figura 6-1, se encuentran algunos de los requerimientos más importantes para realizar la prueba de Resistencia Compresiva

Figura 6-1. Requerimiento de la prueba de resistencia compresiva uniaxial

PRUEBA DE COMPRESION UNIAXIAL NO CONFINADA		
Equipo Utilizado: <ul style="list-style-type: none">*MTS (rock mechanics test system) modelo 815*Extensómetros*Cámara fotográfica	Preparación de las muestras: <ul style="list-style-type: none">*muestra cilíndrica $L/D=2$*pulir muestra*Medir: planitud, Diámetro(D), longitud (L).*preparar probeta de ensayo	Ejecución del ensayo: <ul style="list-style-type: none">*Determinación del valor de precarga.*Se Corre la prueba. La prueba finaliza cuando la roca falle.*Datos obtenidos durante el ensayo: Tiempo, Desplazamiento axial, Fuerza axial, deformación axial y circunferencial.

Los extensómetros son medidores de deformación axial y circunferencial. En la Figura 6-2 se observa el comportamiento de la roca al aplicarle esfuerzo en una sola dirección.

Figura 6-2 Esfuerzos vs Deformación plugs Sintéticos



A partir de la prueba de compresión uniaxial, se determinaron los parámetros que definen las propiedades mecánicas de la muestra.

La resistencia a la compresión uniaxial (UCS) se determinó realizando 3 ensayos por repetitividad, para evidenciar que la resistencia de la roca fuera la misma en todos los plugs que se consolidaban con la celda. En la Tabla 12

Tabla 12: Resistencia a la compresión uniaxial para 3 plugs sintéticos.

Muestra	UCS (psi)	% E
Plug 1	965,784	4,90%
Plug 2	1041,272	
Plug 3	951,046	
Promedio	986,034	

Con un porcentaje de error de 4,9% se concluye que las muestras consolidadas con la celda de carga tienen la misma resistencia y que en promedio tiene un valor de UCS de 986,034 Psi.

Los valores obtenidos para del **Módulo de Young** a partir de los 3 ensayos mencionados anteriormente se muestran en la Tabla 13.

Tabla 13. Módulo de Young para 3 plugs sintéticos

Muestra	E (psi)	% E
Plug 1	146509,382	13,67%
Plug 2	133724,384	
Plug 3	111260,774	
Promedio	130498,180	

En la Tabla 14 se observa el resultado obtenido de la muestra en cuanto a la relación entre la expansión lateral y la contracción longitudinal, este parámetro se conoce como la **relación de Poisson**.

Tabla 14. Relación de Poisson para tres plugs sintéticos

Muestra	Poisson (adm)	% E
Plug 1	0,238090148	5,73%
Plug 2	0,25639779	
Plug 3	0,22926268	
Promedio	0,241	

La relación de Poisson para carbonatos debe estar alrededor de 0,3; para arenas de 0,2 y para Shales por encima de 0,3.³⁸ El resultado del módulo de Poisson obtenido para las muestras sintéticas presenta un comportamiento que se encuentra dentro de los rangos normales de una roca que ha sido madurada durante millones de años.

El cálculo del módulo de Bulk o módulo volumétrico total se realizó a partir de la ecuación 3.4.

$$K=756511,7925$$

6.2 PRUEBA DE ADSORCIÓN ISOTÉRMICA

Se realizó una prueba de adsorción isotérmica para determinar la actividad química de la muestra. Para esto se prepararon discos de roca de 10 mm de espesor y 38,1 mm de diámetros. Cada una de estas muestras fue pulida hasta garantizar que todas tuvieran el mismo peso, luego se siguió el procedimiento descrito en la página 47.

En la Figura 6-3 se observa una imagen de los desecadores con actividad química controlada, en los cuales se introduce la muestra.

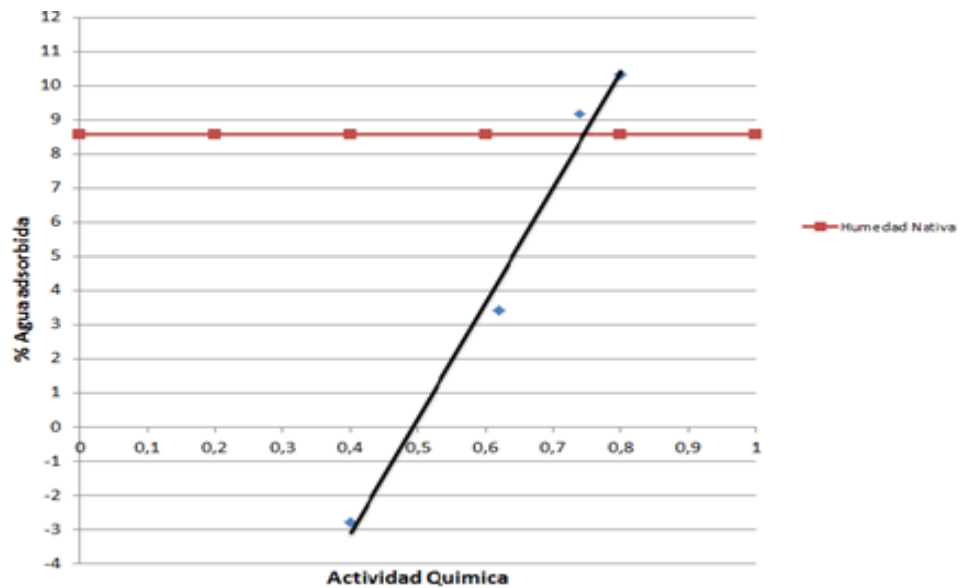
³⁸ <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=Poisson's%20ratio>

Figura 6-3. Prueba de adsorción isotérmica



Los resultados obtenidos según la curva de adsorción isotérmica (Figura 6-4), indican que la actividad química de la muestra es de 0,74. Esto quiere decir que en este punto el shale no pierde ni absorbe agua.

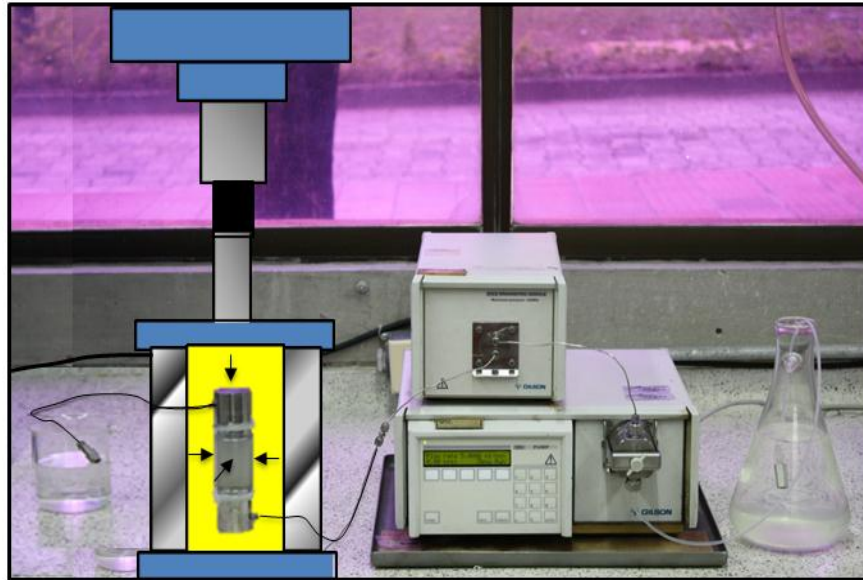
Figura 6-4. Curva de adsorción isotérmica de la muestra



6.3 PRUEBAS DE CILINDROS DE PARED GRUESA (TWC)

La prueba de TWC se utiliza para determinar la presión de colapso mientras la muestra se encuentra en contacto físico con el fluido de perforación. Para este fin el lodo circula a través de un plug de TWC y al mismo tiempo se incrementa la presión de confinamiento.

Figura 6-5. Esquema del montaje de la prueba de TWC con fluido de perforación.



Como se observa en Figura 6-5, la muestra es sometida completamente a presión hidrostática, esto quiere decir que la magnitud de los esfuerzos que soporta la muestra es la misma en todas las direcciones.

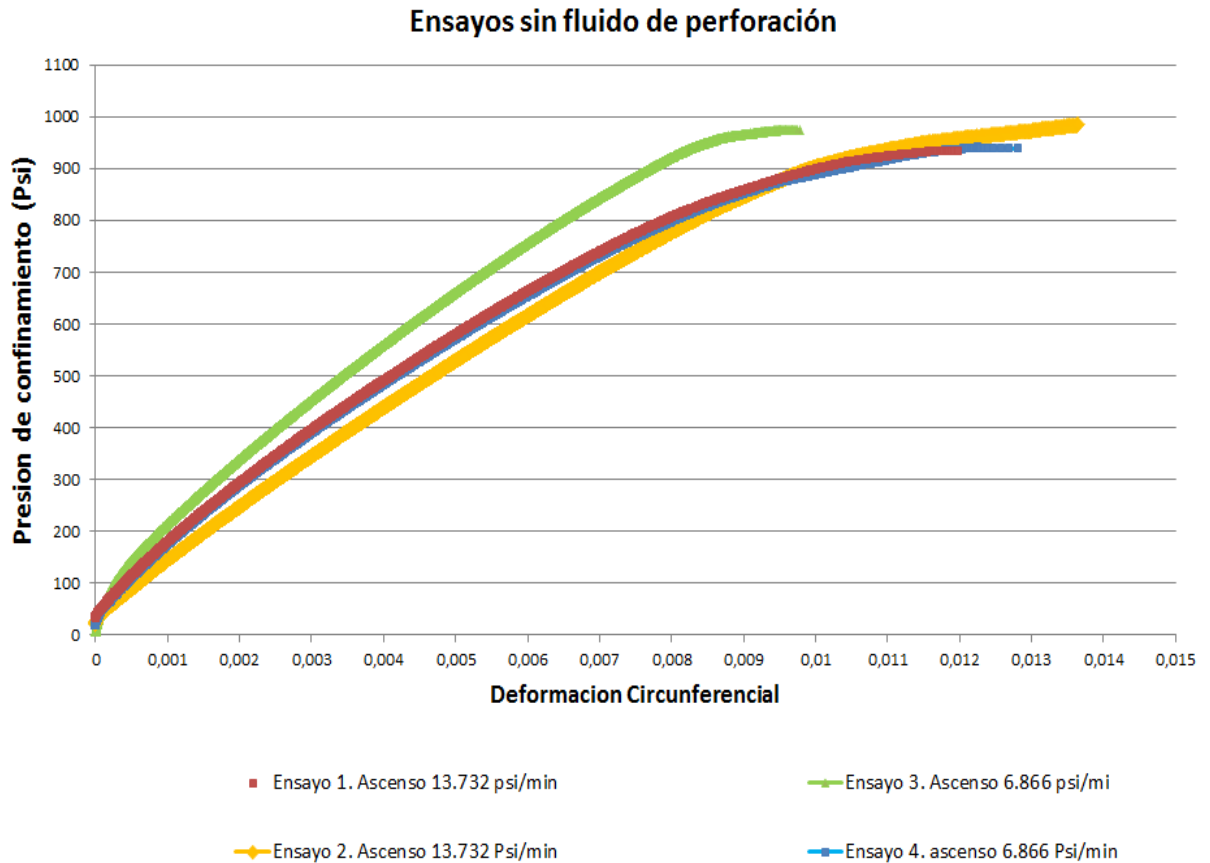
6.3.1 Ensayos de TWC sin fluido de perforación

Inicialmente se realizaron pruebas de TWC sin fluido de perforación, con el fin de observar el comportamiento mecánico de la muestra y determinar la presión de colapso cuando el plug no ha interactuado químicamente con el lodo

La Figura 6-6 muestra la respuesta de la roca en cuanto a deformación circunferencial y presión de confinamiento, cuando ésta se somete a esfuerzo

hidrostático sin ser afectada químicamente. Para estos ensayos se utilizaron dos velocidades de carga 13.732 y 6.866 Psi/min con el fin de garantizar que la roca no fallara por concentración de esfuerzos en algún punto.

Figura 6-6. Colapso de las muestras sin fluido de perforación.



En la Tabla 15 se evidencia la presión de confinamiento máxima que resistió el plug en el instante inmediatamente anterior al colapso. Teniendo en cuenta la precisión de los resultados y el hecho que se hayan realizado pruebas con diferente velocidad de ascenso, se concluye que no existe concentración de esfuerzos en algún punto de la muestra, y la presión de colapso antes de la afectación química tiende a un mismo valor, que en promedio es de 957.00225 Psi.

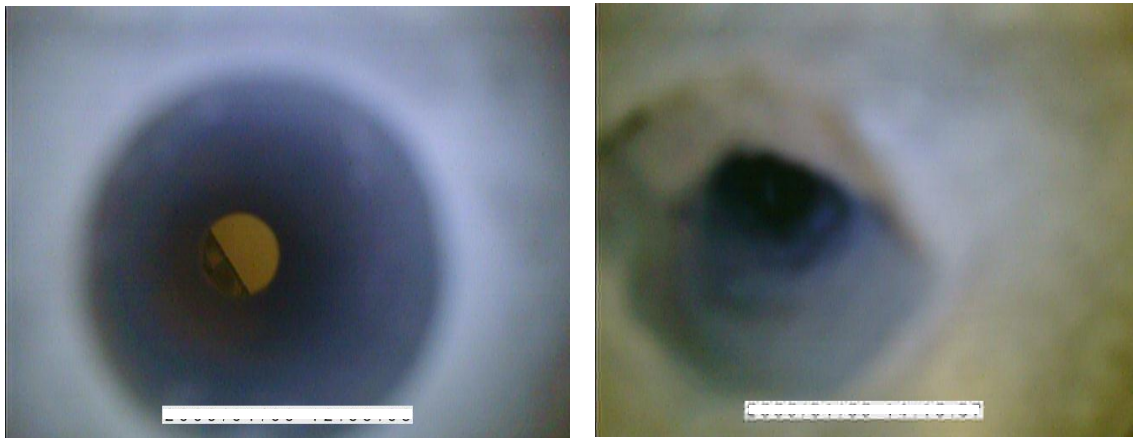
Tabla 15. Presión de Colapso de las muestras antes de ser afectadas químicamente.

Ensayo	Presión de colapso (psi)
Ensayo 1	933,108
Ensayo 2	982,18
ensayo 3	975,121
Ensayo 4	937,6
promedio	957,00225
desviación estándar	% Error
25,22955069	2,636310489

El objetivo de utilizar una condición de esfuerzos totalmente hidrostática es garantizar que la falla ocurra por colapso del hueco y no por cizalla externa.

En la Figura 6-7 se observan dos imágenes; al lado izquierdo se encuentra la muestra, antes de ser ensayada, y a la derecha una fotografía del plug luego de ocurrida la falla por colapso. En esta última se pueden ver los breakouts aproximadamente a 180 grados, los cuales generan una condición de inestabilidad en la roca.

Figura 6-7. Muestra antes y después del colapso.



6.3.2 Ensayos de TWC con fluidos de perforación.

Después de tener controlado el modelo físico que se quería representar, se realizaron pruebas de TWC circulando fluido a través del plug. Las condiciones de flujo de los ensayos fueron: presión de la bomba 0 psi, y tasa de flujo de 5 ml/minuto

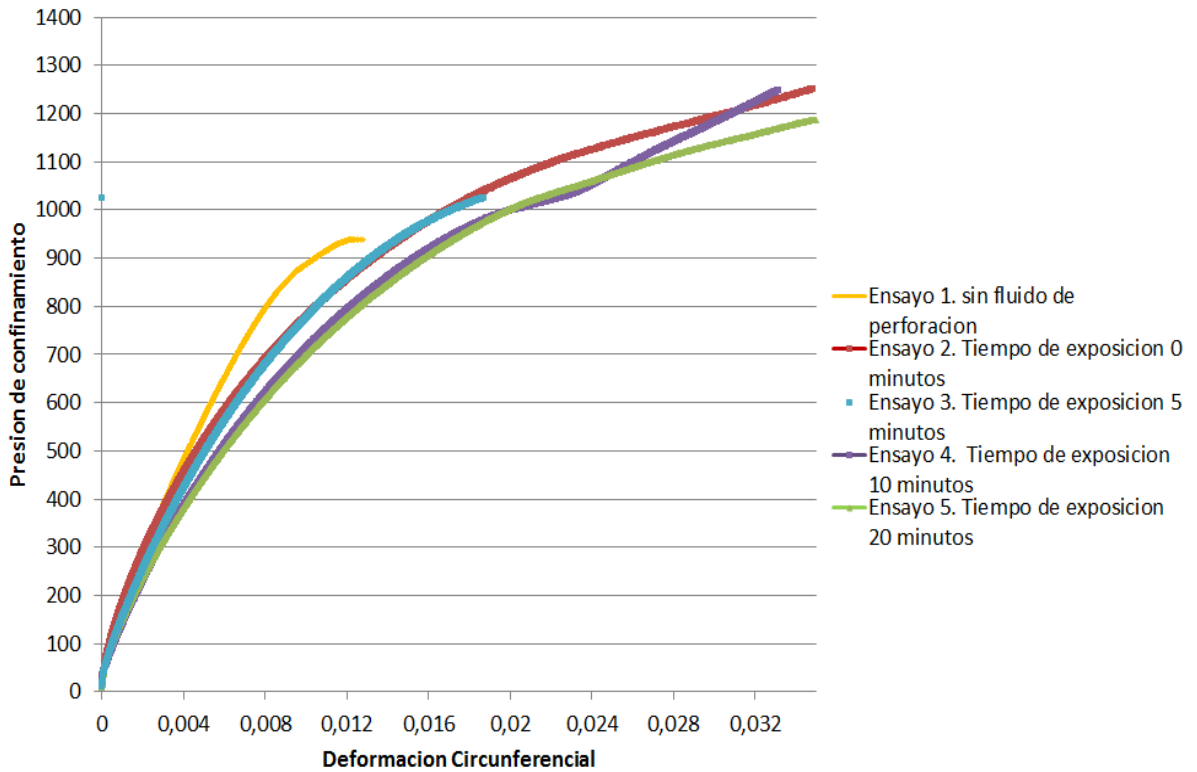
Para evaluar la influencia del tiempo de exposición en la interacción química de la muestra con el fluido, se realizan ensayos variando este parámetro, el cual se refiere al tiempo que se mantiene en contacto el fluido de perforación con la plug antes de iniciar el ascenso de carga.

6.3.2.1 Ensayos de TWC con Agua

Inicialmente se probó con agua debido a que la actividad química de esta es igual a 1 y teóricamente representa las peores condiciones de perforación en términos de deformación y resistencia mecánica.

En la Figura 6-8 se encuentran los ensayos realizados, circulando agua a través del orificio de la muestra mientras se incrementa presión de confinamiento a una tasa constante de 13.732 psi/min.

Figura 6-8. Ensayos utilizando agua como fluido de perforación.



En estos ensayos se utilizaron diferentes tiempos de exposición (0, 5, 10, y 20 minutos) para observar el comportamiento de la roca respecto al tiempo de interacción con el fluido. En los resultados se observa una variación en términos de deformación, desde el instante que se encuentra en contacto la muestra con el agua hasta que se alcanzan 10 minutos de exposición. Por el contrario la roca entre los 10 y 20 minutos presenta igual deformación cuando la presión de confinamiento incrementa a la misma tasa de ascenso.

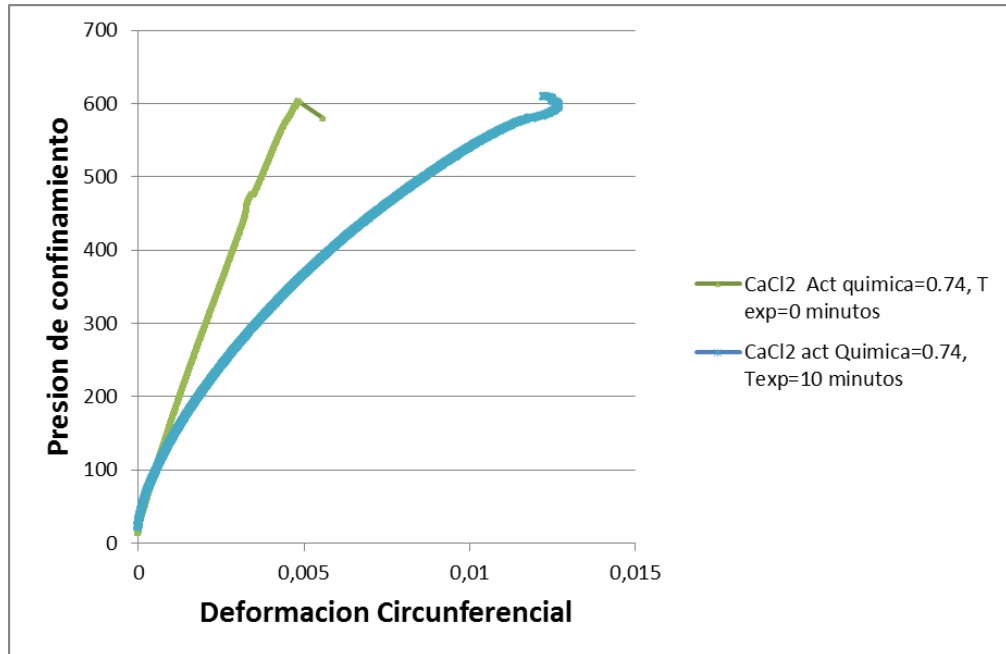
De igual forma, no se obtienen resultados concluyentes debido a que no es posible determinar el colapso del pozo cuando se utiliza agua como fluido de perforación.

6.3.2.2 Ensayos de TWC con fluidos inhibidores.

Se realizaron 3 ensayos de TWC con fluido inhibido con una actividad química de 0.74, la cual corresponde a la actividad química de la muestra determinada por la prueba de adsorción isotérmica ver página 98. Los tiempos de exposición utilizados fueron 0, 10 y 30 minutos.

En la Figura 6-9 se puede observar los resultados para los ensayos correspondientes a tiempos de exposición de 0 y 10 minutos, el ensayo correspondiente a 30 minutos fallo aproximadamente un minuto antes de iniciar el ascenso de carga, por lo cual la presión de colapso es 0 psi para este tiempo de exposición.

Figura 6-9. Ensayo de TWC utilizando fluido inhibido a diferentes tiempos de exposición

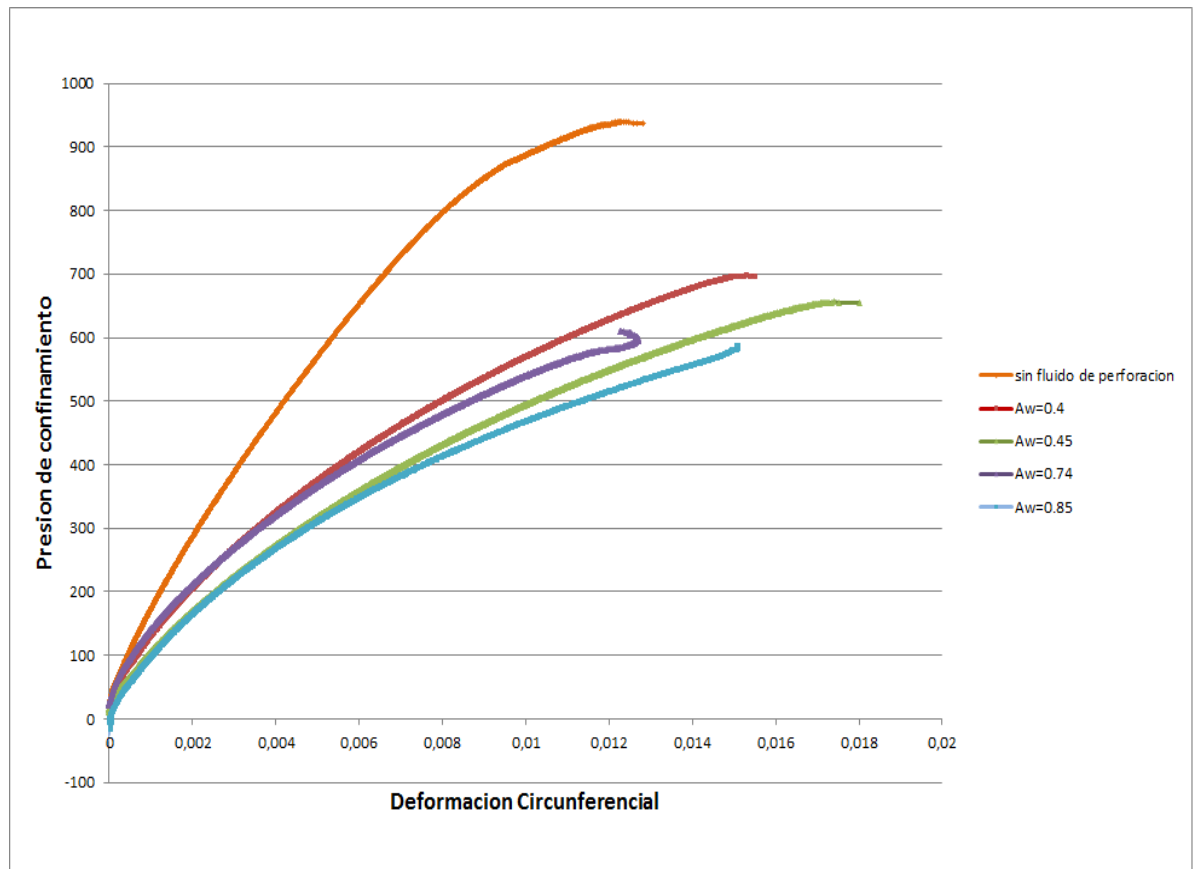


En la figura anterior se observa que las presiones de colapso para 0 y 10 minutos se mantienen en el mismo orden, alrededor de 600 psi pero la deformación fue mayor en la muestra expuesta durante 10 minutos. De esto se concluye que el

fluido inhibidor a tiempos tempranos de exposición ayuda a mantener la misma resistencia de la muestra, pero cuando el tiempo aumenta tiende a empeorar la condición del plug hasta llegar al punto de que falle, incluso sin aplicar esfuerzo sobre la muestra.

En la Figura 6-10 se observa el resultado de las pruebas de TWC realizadas, utilizando CaCl_2 como inhibidor, para este se prepararon diferentes concentraciones de salmuera, las cuales tenían actividades químicas de 0.4, 0.45, 0.74 y 0.85.

Figura 6-10. Ensayo de TWC utilizando diferentes fluidos inhibidores



Comparando los cuatro resultados de las gráficas con los diferentes fluidos inhibidores respecto a la gráfica sin fluido (línea naranja) y teniendo en cuenta que

el tiempo de exposición es igual a cero se concluye que existe una pérdida de la resistencia mecánica, instantánea e irreversible cuando el fluido de perforación entra en contacto físico con la muestra utilizada.

Observando las cuatro gráficas con diferentes actividades químicas se demuestra que cuando se utilizan fluidos con menor actividad química la pérdida de resistencia de la roca va a ser menor.

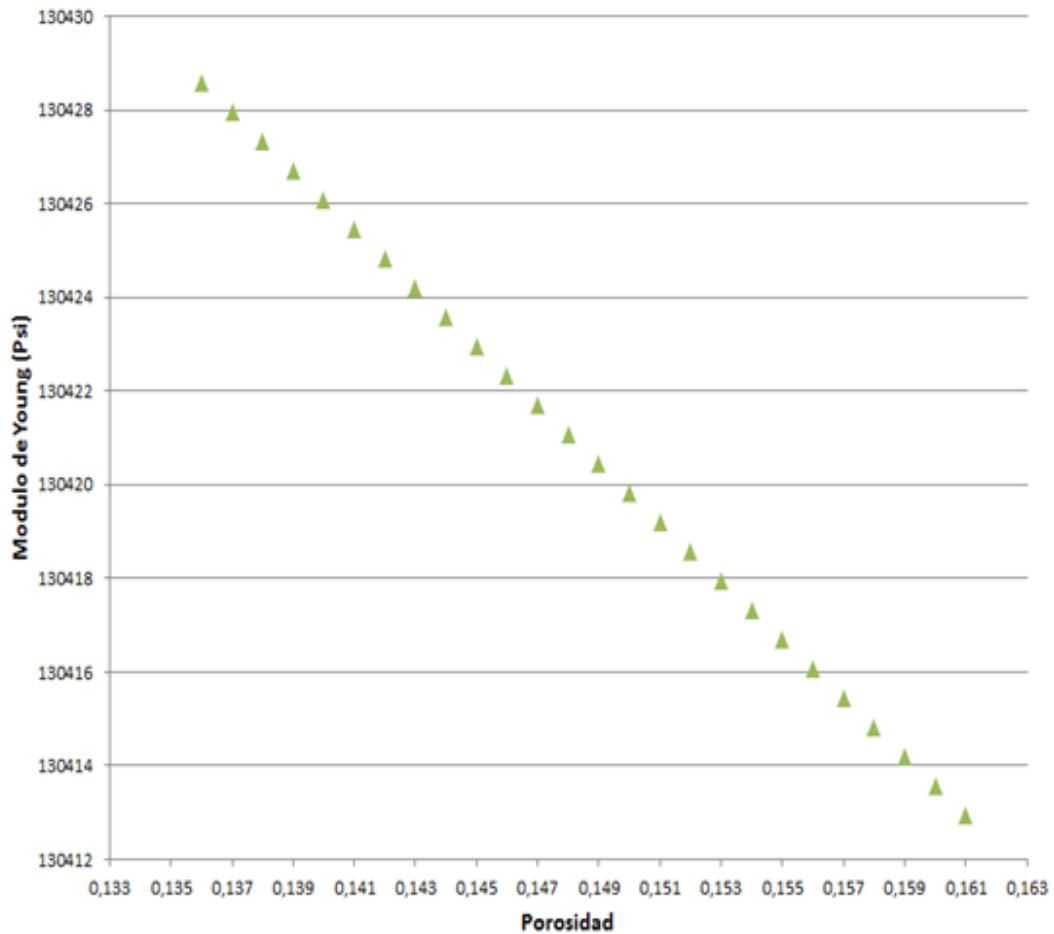
6.4 DETERMINACIÓN DEL COEFICIENTE DE BIOT (α)

BODAGHABADI. S y MOOSAVI en 2008, presentan un método indirecto para la determinación del coeficiente de Biot como una función del módulo de Young (E) y el módulo de Young a porosidad cero (E_s). Matemáticamente lo definieron como:

$$\alpha = 1 - \frac{E}{E_s} \qquad \text{Ecuación. 6.1}$$

A partir de la prueba de UCS se determina la curva de Modulo de Young (E) Vs porosidad. De la Figura 6-11 se obtiene el dato de E_s cuando la porosidad Tiende cero.

Figura 6-11. Módulo de Young Vs porosidad



6.5 MODELO DE CILINDROS HUECOS.

Como se mencionó en el capítulo 3, los cilindros huecos son modelos a escala de laboratorio que permiten simular los esfuerzos en sus componentes principales. Si se analizan las ecuaciones en la pared del pozo ($r=R_w$ y $P_w=0$) en sus componentes principales, σ_z , σ_θ , σ_r , obtiene:

$$\sigma_{zi} = \frac{F_z}{\pi(R_o^2 - R_w^2)}$$

Ecuación. 6.2

En la ecuación anterior, σ_z , corresponde al esfuerzo externo que soporta la muestra, y no al esfuerzo en la longitud del plug que ocurre la falla. Debido a que el sistema es totalmente hidrostático, no se considera esfuerzo axial.

$$\sigma_{\theta i} = \frac{2\sigma_{ro}R_o^2 - P_w R_w^2 - P_w R_o^2}{R_o^2 - R_w^2} \quad \text{Ecuación. 6.3}$$

El modelo permite calcular el esfuerzo σ_{θ} , en función del radio (r) de manera tal que el esfuerzo calculado corresponde a la pared interna del pozo.

$$\sigma_{ri} = P_w \quad \text{Ecuación. 6.4}$$

El esfuerzo σ_r corresponde presión interna.

En la Tabla 16 se observan la magnitud de los esfuerzos principales en coordenadas cilíndricas. El esfuerzo de mayor influencia es el tangencial ya que reporta los valores más altos de esfuerzo generado en la pared interna de la muestra.

Tabla 16. Componentes de los esfuerzos principales según el modelo de cilindro hueco

fluido de perforación	Diámetro Interno	Diámetro Externo	Esfuerzo radial Externo	Esfuerzo tangencial	Esfuerzo Axial
	Di (mm)	Do (mm)	σ_{ro} (Psi)	$\sigma_{\theta i}$ (Psi)	σ_{ri} (Psi)
sin fluido A	12,7	38,378	933,108	2091,132695	14,7
sin fluido B		38,336	982,18	2202,391526	14,7
inhibido Aw=0,40		38,28	700	1573,124492	0,1087
inhibido Aw=0,45		37,988	655	1474,808075	0,1087
inhibido Aw=0,74		38,249	603	1355,401998	0,1087
inhibido Aw=0,85		38,365	580	1302,727603	0,1087
Agua		38,52	no se observó	-	0,1087

6.6 MODELO QUÍMICO POROELÁSTICO.

En la tabla 17 se encuentran los parámetros determinados para la muestra que alimentan el modelo analítico químico poroelástico.

Tabla 17. Parámetros de entrada de la ecuación químico poroelástico

Parámetro	símbolo	Valor	unidad
Presión del wellbore	p_w	0,1087	psi
Relación de Poisson	ν	0,241	adim
Módulo de Young	E	130498,18	Psi
Presión de poro	P_o	0	psi
Act quim de la muestra	A_{whs}	0,74	adm
Módulo de corte Bulk	k	755780,9653	Psi
Coeficiente de Biot	α	0,002694532	adm
Cte universal de los gases	R	8,314	$Kgm^2 s^{-2} gmol^{-1}$
Temperatura	T	292	K
Volumen parcial Agua pura	V	0,000018	$m^3/gmol$
Angulo de fricción interna	Φ	17,401	grados
Cohesión	C	362,32	Psi

La cohesión y el ángulo de fricción interna se calcularon a partir de los resultados de una prueba Triaxial y el valor de UCS, y corresponden a los parámetros, reportados en la tabla.

En este modelo cuando la magnitud del esfuerzo tangencial es negativa significa que la roca tiene una condición más estable debido a que la actividad química del fluido es menor que la actividad química de la formación. (Tabla 18) El criterio de falla utilizado fue el de Drucker-Prager.

Cuando la actividad química del fluido es igual a la actividad de la formación, en este caso 0.74, la presión osmótica se hace cero y es el punto en el que no existe transferencia de agua hacia dentro o fuera de la muestra.

También se observa que aparecen valores negativos de presión osmótica cuando la actividad química del fluido es mayor que la actividad de la muestra; esto genera una condición de inestabilidad, porque la muestra tiende a hidratarse.

Tabla 18. Modelo químico poroelástico

Actividad química del fluido	presión Osmótica	Esfuerzo Tangencial	Esfuerzo Radial	criterio de falla
A_w	P_{\square} (Psi)	$\sigma_{\theta\theta}$	σ_{rr}	σ_{cl}
0,4	829710,441	-1525,909617	0,1087	-
0,45	670854,6286	-1233,780745	0,1087	-
0,74	0	-0,108500105	0,1087	31,15873187
0,85	-	343,6168884	0,1087	-
1	406105,1225	746,7010121	0,1087	-

7 CONCLUSIONES

- ✓ El diseño y construcción de la celda de carga para realizar plugs sintéticos de TWC y convencionales, fue exitoso y se evidencia en el bajo error estimado de acuerdo a la repetitividad de los resultados en los ensayos de resistencia a la compresión uniaxial UCS y de cilindro de pared gruesa TWC.
- ✓ Cuando entra en contacto la formación arcillosa con el fluido de perforación, ya sean fluidos inhibidores o no inhibidores, existe una pérdida de la resistencia mecánica de la roca de tipo irreversible e instantánea.
- ✓ A partir de las pruebas realizadas con diferentes fluidos inhibidores, se demostró que a medida que disminuye la actividad química del fluido de perforación, la roca perderá menos su resistencia mecánica, generando mayor estabilidad en el pozo.
- ✓ La implementación de la prueba de Cilindro de Pared gruesa para estudios de interacción química en formaciones arcillosas, es factible técnicamente, puesto que permite el análisis de la influencia de parámetros como: tiempo de exposición, actividad química del fluido de perforación, y actividad química de la roca; en la pérdida de la resistencia mecánica

8 RECOMENDACIONES

- ✓ Realizar pruebas de TWC con el material viscosificante y los diferentes aditivos del lodo de perforación para determinar su influencia en la pérdida de la resistencia mecánica de la roca.
- ✓ Efectuar ensayos con diferentes inhibidores comerciales para determinar su efectividad en cuanto a la disminución de la pérdida de la resistencia mecánica en rocas arcillosas.
- ✓ Construir plugs Sintéticos, que estén compuestos de arena y arcilla para determinar el contenido de arcilla esmectítica que afecta químicamente la perforación.
- ✓ Realizar pruebas de selectividad iónica para determinar exactamente la eficiencia de membrana, puesto que la transferencia de iones altera la magnitud de los esfuerzos alrededor del pozo.

9 REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Amoco Production Company, Drilling Fluids manual.

AMOROCHO PARRA, Ricardo. Análisis de la interacción química entre los fluidos de formación, fluidos de perforación y composición Mineral de rocas arcillosas en la estabilidad del pozo. Bucaramanga, 2004, P20. Trabajo de grado (Geólogo). Universidad industrial de Santander. Facultad de ciencias físico-químicas. Escuela de Geología.

CHEN Guizhong, CHENEVERT, Martin, SHARMA Mukul, YU Mengjiao. “ A study of wellbore stability in shales including poroelastic, chemical, and thermal effects”. ELSEVIER, 2003.

CHENEVERT Martin and PERNOT, “Control of shale swelling pressure using inhibitive water-Base muds”, SPE 49263, 1998.

GHASSEMI, A., y DIEK, A. Linear chemo-poroelasticity for swelling shales: Theory and application. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2003.

GRIM, R. Applied Clay Mineralogy, 1st ed. 1962 McGraw-Hill, New York.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA INSTITUTO COLOMBIANO DE GEOLOGIA Y MINERIA INGEOMINAS. “Definición de zonas potenciales para esmectitas en los departamentos del valle del cauca, Tolima y caldas, Bogotá, junio de 2004. P. 13-15

[enlínea].www.ingegominas.gov.co/index2.php?option=com_docman&task=doc_view&gid=4921&Itemid=1

MURRAY H.H. Applied Clay Mineralogy: Occurrences, Processing and Application of kaolinis, Bentonites, Palygorskite, sepiolite, and common Clays.1 ed. Elsevier: science and technology. 2007. P7

SANCHEZ, Erna; GRATEROL, Leonardo y SUAREZ, Jaime. Metodología de selección de parámetros óptimos de perforación lutíticas para estabilidad del pozo. Parte 1. PDVSA. Seflucempo. Isla margarita 2004.

STILLE (H), 1938. Estudios geológicos en la región del río Magdalena, Comp. Est. Geol. Ofic. Col., t.4, pp. 125-182, Bogotá.

SCHLEMMER, ET AL. Membrane Efficiency in Shale - An Empirical Evaluation of Drilling Fluid Chemistries and Implications for Fluid Design. 2002. IADC/SPE 74557

ZHANG Jianguo, ROJAS Juan Carlos, CLARCK David E. "Stressed-shale Drilling Strategy Water-activity Design improves Drilling Performance". SPE, 2008.

ZHANG J, YU M, AL-BAZALI, ONG S, CHENEVERT M, SHARMA M. "Maintaining the stability of deviated and horizontal wells: effects of mechanical, chemical and thermal phenomena on well designs", SPE 100202, 2006.