

**ANÁLISIS DEL FENÓMENO DE ÓSMOSIS ENTRE FLUIDOS DE PERFORACIÓN
Y FORMACIONES ARCILLOSAS**

**RICARDO ALEJANDRO REYES SICERY
JUAN GUSTAVO VARGAS PARDO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
BUCARAMANGA**

2005

**ANÁLISIS DEL FENÓMENO DE ÓSMOSIS ENTRE FLUIDOS DE PERFORACIÓN
Y FORMACIONES ARCILLOSAS**

**RICARDO ALEJANDRO REYES SICERY
JUAN GUSTAVO VARGAS PARDO**

Trabajo de Grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos y Geólogo.

DIRECTORES

Ph. D. Marco I. Álvarez
Escuela Geología

Ing. Emiliano Ariza León
Escuela Ing. de Petróleos UIS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
BUCARAMANGA
2005**

AGRADECIMIENTOS

La posibilidad de desarrollar este y todos los proyectos de nuestras vidas son gracias a la bondad y voluntad de Dios.

Por eso, los autores agradecen a las siguientes personas:

A la Universidad Industrial de Santander, por formarnos humana y técnicamente.

Al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), por creer en el aporte universitario a la solución de problemas nacionales.

M. Sc. Néstor Fernando Saavedra, por su guía y apoyo en el transcurso de esta investigación.

Ph. D. Zuly Calderón, por contribuir al desarrollo de grupos de investigación en nuestra institución.

Ph. D. Marco Idelfonso Álvarez, por sus valiosos aportes y consejos que contribuyeron al desarrollo satisfactorio de este trabajo.

Ing. Emiliano Ariza, por su valiosa colaboración y pronta disposición en todo momento.

M. Sc. Jesús Olaya, por compartir su experiencia y conocimiento de manera generosa dando así soporte técnico científico a esta investigación.

Ing. Jaime Loza, por compartir su experiencia y conocimiento de manera alegre y dinámica.

A los compañeros del Grupo de Investigación en Estabilidad de Pozo porque ha sido un constante y motivador reto recorrer este camino junto a ellos.

DEDICATORIA

A mis padres, Ana Isabel y Luis Vargas porque gracias a sus sacrificios y amor he podido cumplir satisfactoriamente una de mis metas.

A todos y cada uno de mis hermanos, porque por medio de las experiencias de vida que junto a ellos he sobrellevado, ha sido posible adquirir conocimientos invaluableles.

A mi amada, gracias por apoyarme y compartir conmigo estos últimos años, he aprendido mucho de ti.

A mis queridos amigos, con quienes durante mi estancia en la universidad aprendí, compartí y gocé. Gracias.

A mi compañero de Tesis, una persona que con sus conocimientos, dedicación y consejos ha contribuido de manera positiva a mi formación personal.

Juan Gustavo Vargas

DEDICATORIA

A la memoria de
Juana Palacio Marrugo, Soledad Sicery Palacio y Pedro Batista Miranda.

A
Juan Gustavo Vargas, excelente ser humano.

A
José, Luis, Henry, Fabián, Juan Pablo, Néstor, Misael, Juan Gabriel, Natalia,
Yudelcy y Dayana, porque los amigos son la familia que elegimos tener.

A
Santander, su gente de inmensa nobleza, porque todo el que pisa tierra de
Santander es santandereano.

Ricardo A. Sicery.

TABLA DE CONTENIDO

	Pag
1. ROCAS ARCILLOSAS.....	17
1.1 ARCILLAS.....	19
1.1.1 Origen de los Minerales Arcillosos.....	21
1.1.2 Estructura Fundamental de las Arcillas.....	28
1.1.3 Grupos de Minerales Arcillosos	33
1.1.4 Principales Propiedades de los Minerales Arcillosos	45
2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	55
2.1 Tipos de Fluidos de Perforación.....	57
2.1.1 Fluido de Perforación Base Agua	57
2.1.2 Fluido de Perforación Base Aceite.....	59
2.1.3 Lodos Sintéticos	59
2.2 Fluidos de Perforación y Estabilidad de Pozo en Formaciones Arcillosas.....	60
2.2.1 Lodos Base Aceite de Actividad Balanceada.....	63
2.2.2 Lodos Base Agua Mejorados.....	68
3. INTERACCIÓN FLUIDO - ROCA.....	72
3.1 El Fenómeno Osmótico.....	74
3.2 Potencial Acuoso Total del Fluido del Pozo	81
3.3 Potencial Acuoso Total de los Shales	82
3.4 Principales Problemas debido a la Interacción.....	87
3.4.1 Anillos de Lodo (Mud Rings).....	88
3.4.2 Hueco Reducido (Tight Hole).....	89
3.4.3 Erosión (Washout).....	90
3.4.4 Embolamiento de la Broca (Bit Balling).....	90
4. PRUEBAS DE LABORATORIO.....	92
4.1 Prueba de Azul de Metileno (MBT)	93
4.2 Difracción de Rayos X (DRX).....	96

4.3 Adsorción Isotérmica	100
4.4 Prueba de Desintegración de Partículas de Shale por Hot Rolling (Prueba de Rolado)	105
4.5 Preservación de las Muestras	107
5. APLICACIÓN DEL ANÁLISIS DE INTERACCIÓN QUÍMICA	110
5.1 Formación Carbonera.....	110
5.2 Fase de Campo	113
5.2.1 Análisis de Resultados de Campo	114
5.3 Fase de Laboratorio	117
5.3.1 Análisis de Resultados de Laboratorio.....	119
CONCLUSIONES.....	140
RECOMENDACIONES.....	143
BIBLIOGRAFÍA.....	145

LISTA DE FIGURAS

	Pag
Figura 1.1. Fotografía de afloramiento de la Formación Paja.	18
Figura 1.2. Esquema de clasificación de los minerales.	20
Figura 1.3 Serie de Reacción de Bowen. Modificada de Tarbuck, 1999.....	23
Figura 1.4 Principales fuentes de partículas constituyentes de las rocas arcillosas. La fuente principal es la erosión de rocas preexistentes. Tomado de Goetz (2000).	26
Figura 1.5. a) Unidad octaedral simple. b) Unidad de estructura octaedral. Tomado de Baroid (1991).	29
Figura 1.6. a) Unidad tetraédrica simple. b) Cadena hexagonal resultado de la unión de tetraedros. Tomado de Baroid (1991).....	30
Figura 1.7. Estructura tipo T-O, 1:1 (hoja de tetraedros unida a hoja de octaedros). Tomado de Baroid (1991)	31
Figura 1.8. Estructura T-O-T, 2:1 (octaédrica en medio de dos hojas tetraédricas). Tomado de Baroid (1991)	31
Figura 1.9. Microfotografía del mineral Caolinita. Tomado de: The Mineralogical Society.	34
Figura 1.10. Microfotografía del mineral Dickita. Tomado de: The Mineralogical Society.	35
Figura 1.11. Microfotografía del mineral Halloisita. Tomado de: The Mineralogical Society.	36
Figura 1.12. Microfotografía del mineral Illita. Tomado de: The Mineralogical Society.	38

Figura 1.13. Microfotografía del mineral Glauconita. Tomado de: The Mineralogical Society.	40
Figura 1.14. Microfotografía del mineral Montmorillonita. Tomado de: The Mineralogical Society.	41
Figura 1.15. Microfotografía del mineral Clorita rica en Mg. Tomado de: The Mineralogical Society.	42
Figura 1.16. Microfotografía del mineral Clorita rica en Fe. Tomado de: The Mineralogical Society.	43
Figura 1.17. Ilustración de la Capacidad de Intercambio Catiónico.	45
Figura 1.18. Representación de la adsorción de moléculas orgánicas en medio de láminas de arcilla, debido a cargas libres. Modificado de Baroid (2001)	51
Figura 1.19. Proceso de separación de las láminas de arcilla debido al hinchamiento.....	53
Figura 2.1. Arriba) Requerimientos de NaCl por barril. Abajo) Requerimientos de CaCl ₂ por barril. Tomado de Bourgoyne (1991).....	67
Figura 3.1 Interacción entre las fuerzas que afectan las partículas de las rocas arcillosas. Tomado de Van Oort (1997).	73
Figura 3.2 Representación del flujo de agua debido al fenómeno de ósmosis.	75
Figura 4.1. Equipos para la realización de la prueba de azul de metileno.	93
Figura 4.2. Representación gráfica de los resultados de la prueba de azul de metileno (MBT).	95
Figura 4.3. Difractómetro utilizado en este estudio.	97
Figura 4.4. Difractogramas de muestras de shale después de sufrir los tres tratamientos mencionados anteriormente.....	100
Figura 4.5. Elementos principales para la realización de la prueba de adsorción isotérmica.	102
Figura 4.6. Curva general de adsorción isotérmica.....	104

Figura 5.1. Horno utilizado en campo para calcular el porcentaje inicial de agua.....	116
Figura 5.2. Equipo utilizado para la preservación. a) Recolección, b) lavado, c) limpieza, d) inmersión en aceite mineral.....	117
Figura 5.3. Resultados de MBT para las muestras recolectadas en campo, note que la mayoría de las muestras se encuentran en el área que las cataloga como reactivas.	122
Figura 5.4. Distribución de frecuencias para los resultados de MBT.	123
Figura 5.5. Composición mineralógica total de las muestras.....	125
Figura 5.6. Composición mineralógica de la fracción inferior a 2 micras. ...	126
Figura 5.7. Relación encontrada entre el contenido de algunos minerales arcillosos y los resultados de MBT para las muestras analizadas.	128
Figura 5.8. Relación entre actividad y concentración de sal de CaCl_2 (curva azul) y NaCl (curva roja). Tomado de Bourgoyne (1991).....	132
Figura 5.9. Distribución de frecuencias normal. El intervalo señalado indica una probabilidad del 95%.	136

Título: “Análisis del Fenómeno de Ósmosis entre Fluidos de Perforación y Formaciones Arcillosas”.*

Autores: Ricardo Alejandro Reyes Sicery
Juan Gustavo Vargas Pardo*****

Palabras Claves: Ósmosis, Shale, Interacción Química, Estabilidad de Pozo, Fluidos de Perforación, Piedemonte Llanero, Hinchamiento, Dispersión, Adsorción Isotérmica, Azul de Metileno, Difracción de Rayos X, Horno de Rolado, Reactividad, Presión Osmótica, Actividad, Potencial Químico.

RESUMEN

Dos pilares fundamentales le brindan estabilidad a un pozo petrolero durante su perforación, uno es geomecánico, y el otro fisicoquímico. En este documento se presenta el análisis del fenómeno de Osmosis entre fluidos de perforación y formaciones arcillosas, principal fenómeno de interacción fisicoquímica entre ellos.

Se destacan a nivel mundial las formaciones arcillosas por que su composición, estructura y propiedades dan lugar a problemas de inestabilidad de pozo tales como, hinchamiento y dispersión que se presentan al estar en contacto con el fluido de perforación y que de no controlarse pueden conducir a la pérdida del pozo.

Además, se presentan los resultados de la aplicación de este análisis a la Formación Carbonera en un pozo del Piedemonte Llanero Colombiano y las pruebas de laboratorio y campo que permiten la caracterización del fenómeno, a saber: Prueba de azul de metileno, Absorción Isotérmica, Difracción de rayos X y Prueba de dispersión. Se logró mediante las pruebas realizadas determinar composición mineralógica, valores de actividad química y presión osmótica a partir de muestras frescas recolectadas en el sitio de perforación. Se propone finalmente la concentración de sal óptima para que un fluido de perforación base aceite se encuentre en equilibrio fisicoquímico con el intervalo sujeto a análisis.

* TRABAJO DE GRADO.

** FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS; ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS.

*** FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS; ESCUELA GEOLOGÍA.

Title: “Analysis of the Osmosis Phenomenon Between Drilling Fluids and Shale Formations”. *

Authors: Ricardo Alejandro Reyes Sicery
Juan Gustavo Vargas Pardo*****

Keywords: Osmosis, Shale, Chemical Interaction, Wellbore Stability, Drilling Fluids, Llanos Foothill, Swelling, Dispersion, Isotherm Adsorption, Methylene Blue Test, X Ray Diffraction, Roller Oven, Reactivity, Osmotic Pressure, Activity, Chemical Potential.

ABSTRACT

Two main aspects bring stability to an oil well while drilling, one is geomechanical, and the other one is physico-chemical. This document presents the analysis of the osmosis phenomenon between drilling fluids and shale formations, which is the main phenomenon of physico-chemical interaction between them.

Shale formations are distinguished worldwide due to their composition, structure and properties that give opportunity to the undesirable occurrence of wellbore instability problems such as swelling and dispersion that happen when they are in contact with the drilling fluid, and if not controlled can drive to the lost of a well.

Furthermore, results of the application of this analysis to the Carbonera Formation in a well in the Colombian Llanos Foothill are presented. Moreover, field and laboratory test which allow to characterize the phenomenon are described, these tests are: Methylene Blue Test, Isotherm Adsorption, X Ray Diffraction and Roller test. Through the physico-chemical interaction analysis, mineralogical composition, chemical activity values and osmotic pressure from fresh rock samples collected at the well site were also determined. As a main result of this research, optimal salt concentration for an oil base drilling fluid that reaches the physico-chemical equilibrium with the interval subject to this analysis is proposed.

* PROJECT OF DEGREE.

** FACULTY OF PHYSICO-CHEMICAL ENGINEERING; SCHOOL OF PETROLEUM ENGINEERING.

*** FACULTY OF PHYSICO-CHEMICAL ENGINEERING; SCHOOL OF GEOLOGY.

INTRODUCCIÓN

Tiene el país colombiano su mayor riqueza en su gente, en su capacidad de trabajo y de respuesta a los grandes retos y dificultades, en un marco de inmensa riqueza natural que nos obliga a formarnos de la mejor manera para hacer de éste un mejor país. Teniendo presente lo anterior, se presenta en este documento el análisis de la interacción química entre fluidos de perforación y formaciones arcillosas con su correspondiente aplicación al Piedemonte Llanero Colombiano.

La perforación de formaciones arcillosas constituye una de las operaciones más problemáticas en la actividad petrolera debido a la inestabilidad de pozo que resulta de la interacción entre el fluido de perforación y este tipo de rocas, principalmente por la dificultad que implica el manejo de sobrecostos y retrasos en los planes de perforación.

Tales dificultades se derivan de la variedad de minerales arcillosos, sus propiedades (capacidad de intercambio catiónico, hinchamiento y dispersión entre otras) y estructura laminar que componen este tipo de rocas, estos factores favorecen la interacción con el fluido de perforación, y por lo tanto, su juicioso estudio tiene un gran impacto en la economía del proceso, en el desarrollo de herramientas útiles para el desempeño del ingeniero perforador, así como representa un reto para el desarrollo de las profesiones que se ven involucradas en la exploración y extracción de hidrocarburos. Por esto, la comprensión del fenómeno que se presenta en el subsuelo, cuando el fluido de perforación tiene contacto con formaciones arcillosas como los shales, ha sido analizado en el marco del Grupo de Investigación en Estabilidad de Pozo, aplicando este análisis a un intervalo de la Formación

Carbonera en un pozo ubicado en el Piedemonte Llanero Colombiano, donde reside gran parte de la riqueza petrolera del país.

Especial énfasis hace ésta investigación en el fenómeno de ósmosis, fenómeno característico de interacción química entre fluidos de perforación y formaciones arcillosas. Este fenómeno describe el flujo de agua a través de una membrana semipermeable cuando se encuentran en contacto dos soluciones de diferente concentración, que en este caso son el fluido de perforación y el fluido de poro en los shales.

El análisis de este fenómeno contempla el conocimiento de los agentes que interactúan entre sí (fluido de perforación y shales), describiendo las principales características de los fluidos de perforación y las rocas para luego, con un conocimiento claro del fenómeno establecer su influencia en la estabilidad de pozo.

Esta investigación ha logrado el reconocimiento como mejor trabajo presentado en el área de Perforación y Completamiento en el XI Congreso Colombiano del Petróleo y Gas 2005, realizado en la ciudad de Bogotá entre los días 18 y 20 de Octubre.

Esperamos que este documento haya logrado su propósito de convertirse en un aporte al desarrollo científico de nuestra institución.

1. ROCAS ARCILLOSAS

Las rocas sedimentarias son el producto de la aglomeración de minerales, y/o fragmentos de rocas los cuales luego de ser depositados en una cuenca, comienzan a compactarse y litificarse. Los sedimentos que componen las rocas sedimentarias pueden ser divididas en dos categorías: detríticas y químicas. Las rocas detríticas como las areniscas y shales, son generadas por la erosión y meteorización de rocas preexistentes (Velde, 1985), luego del transporte y posterior depositación de las partículas y después de un número de procesos diagenéticos como la cementación, crecimiento secundario de cristales y cambios minerales, los sedimentos se litifican (Tarbuck, 1999).

El shale es un tipo de roca sedimentaria característica de ambientes con niveles de energía bajos que permiten la depositación de minerales cuyo tamaño de grano es inferior a 2 micras y su forma de partícula es laminar (minerales arcillosos). Además de niveles de energía bajos es necesario un espacio de acomodación del sedimento que no afecte la energía del medio. Es decir, si el espacio de acomodación en una cuenca sedimentaria no es el adecuado, por ejemplo un riachuelo, en donde la velocidad del agua es suficiente como para mantener en suspensión las partículas más finas solo se depositaran las partículas pesadas (Blatt et al, 1980). Por lo anterior se tiene un marco ambiental en el cual se puede ubicar la depositación de los shales, o en general las rocas arcillosas. Estas condiciones ambientales controlan las propiedades sedimentológicas las cuales se verán reflejadas en las propiedades mecánicas de la roca, estas propiedades sedimentológicas son: estructura laminar, composición mineralógica, cambios en el sistema de depositación, contenido de sales en el agua de los poros etc. En cuanto a la estructura de este tipo de roca tenemos un ordenamiento que por lo general es laminar, estas láminas no son necesariamente continuas lateralmente o

con contactos rectos y regulares, pueden ser contactos ondulados y formando ángulos con las demás capas. En algunos casos el shale no es laminar sino que es masivo lo cual indica unas condiciones de depositación diferentes, el grado de diagénesis (incluye todos los procesos físicos y químicos que se dan a cabo tan pronto como el sedimento comienza a ser depositado y compactado hasta que se convierte en roca) también influye en la estructura. Los shales son por lo general rocas impermeables debido al tamaño tan pequeño de sus poros y al diferencial de carga negativa que presentan sus laminas, esto convierte al shale en una buena roca sello para yacimientos de gas y/o aceite. Debido a las condiciones de depositación, los shales pueden presentar un contenido de materia orgánica considerable, la cual puede llegar a preservarse y, transformarse durante la diagénesis, en hidrocarburo. Esto convierte al shale en la principal roca generadora de petróleo (por ejemplo la Formación Paja, Figura 1.1).



Figura 1.1. Fotografía de afloramiento de la Formación Paja.

Al hablar de los shales y sus propiedades es necesario entender su composición mineralógica y su estructura interna. Esto exige tener en cuenta el tipo de sedimentos que pueden ser depositados en una cuenca sedimentaria, los cuales se clasifican según su tamaño y su origen, si tenemos en cuenta el origen. Según su origen, estos pueden ser terrígenos o siliciclásticos, biogénicos y precipitados químicamente (Baroid, 1991). Según el tamaño existe una clasificación estándar relacionada en una tabla de tamaño de grano (Ver tabla 1.1). Lo anterior muestra las rocas arcillosas son especiales; son la combinación de su composición mineralógica (minerales arcillosos. Ver figura 1.2) y su tamaño de partículas. Para los shales, se deben tener en cuenta los tamaños de lodo y arcilla los cuales son los principales componentes de este tipo de roca, siendo las arcillas las principales protagonistas de la interacción con el fluido de perforación.

Los shales forman el 60% de la sección sedimentaria de la tierra, y el tipo de roca predominante en la mayoría de los pozos perforados. Además son los responsables del 90% de los problemas de inestabilidad que conllevan a sobre-costos altísimos durante la perforación.

1.1 ARCILLAS

Químicamente, el grupo de las arcillas puede ser clasificado como silicatos de aluminio (Baroid, 1991. Weaver, 1989. Harbut, 1985).

Físicamente las arcillas se describen como una mezcla heterogénea de minerales finamente divididos (menos de dos micras) de minerales como cuarzo, feldespato, calcita, pirita y otros materiales sedimentarios compuestos de materiales como sílice, aluminio y agua (Baroid, 1991. Weaver, 1989).

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

Tabla 1.1. Tabla de Tamaño de grano de las partículas sedimentarias. Modificado de Tarbuck, 1999.

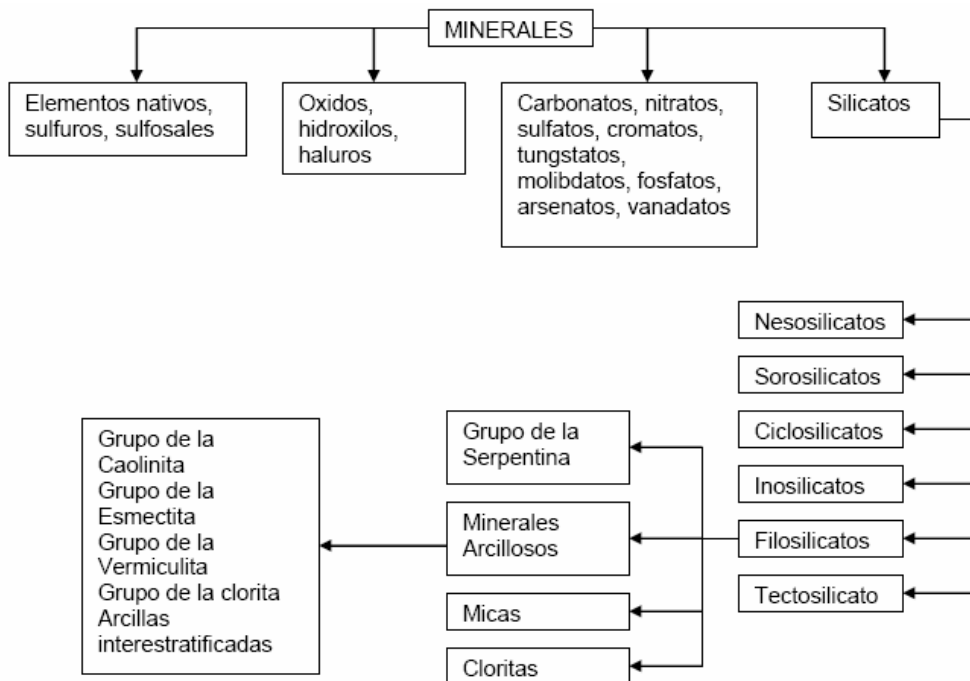


Figura 1.2. Esquema de clasificación de los minerales.

La comprensión de estas dos diferencias en la definición de arcilla, es de especial importancia en el presente estudio, cuando este texto se refiera a las arcillas como mineral, se hablará de minerales arcillosos.

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

Uno de los factores más importantes que influyen en las propiedades mecánicas y químicas de las rocas es la abundancia y tipo de mineral presente en una roca.

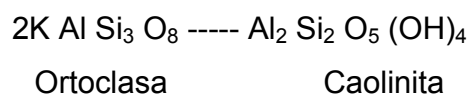
La selección de un fluido de perforación debe estar relacionada a las posibles reacciones entre el fluido de perforación y la formación. Estas reacciones influyen de gran manera en la estabilidad del hueco; por lo tanto, un buen entendimiento de la química de las arcillas es importante en el proceso de selección de un fluido de perforación y por consiguiente para la estabilidad de pozo.

1.1.1 Origen de los Minerales Arcillosos

Fuentes de Minerales Arcillosos

Los minerales arcillosos no se encuentran en la parte profunda de la corteza, pero son muy abundantes cerca de la superficie (Velde, 1985). Todos los minerales arcillosos excepto la Glauconita, tienen su origen en las rocas ígneas, sean intrusivas o extrusivas. Las arcillas no son minerales exclusivos de este tipo de rocas; las arcillas pueden también formarse dentro de rocas clásticas por cambios diagenéticos de minerales como el feldespato.

Además, los efectos diagenéticos pueden cambiar un mineral arcilloso en otro mineral arcilloso en una formación sedimentaria. La ocurrencia de arcillas se da por un fenómeno que ocurre cercano a la superficie relacionado con la meteorización de otros minerales, principalmente Feldespatos y Micas (Velde, 1985. Goetz, 2000). Por ejemplo, la Ortoclasa se altera para formar Caolinita



Este proceso puede considerarse reversible o cíclico. La caolinita en ambientes marinos, toma potasio del medio y se convierte en Illita, en ambientes de alto enterramiento y bajo el efecto de la temperatura y la presión, la Illita desaparece progresivamente y recristaliza en Ortoclasa (Baroid, 1991. Goetz, 2000).

Los minerales máficos (ferromagnesianos) como los Olivinos, Piroxenos y Anfíboles, se transforman para formar Cloritas ricas en hierro y magnesio. Los Feldespatos, Anortita (Ca), Albita (Na), Ortoclasa (K) producen Sericitas, Illitas y Caolinitas. Las Esmectitas son generadas preferencialmente a partir de lavas basálticas y cenizas volcánicas (Baroid, 1991. Goetz, 2000).

La glauconita es el único mineral arcilloso que no se forma a partir de meteorización terrestre o hidrotermal de minerales pre-existentes, la glauconita parece tener un origen biogénico en forma de remplazamiento de Pellets. Esto ocurre solo en sedimentos marinos (Velde, 1985. Goetz, 2000).

Procesos de Meteorización Involucrados en la Generación de Minerales Arcillosos.

En la meteorización, los minerales se alteran o disocian progresivamente dependiendo de su estabilidad ante los procesos mecánicos, químicos y biológicos. La tasa de meteorización sigue el inverso de la serie de reacción de Bowen, la cual se muestra en la figura 1.3. Primero los minerales máficos se rompen en forma de minerales de Clorita, luego los Feldespatos se hidrolizan para producir Sericitas, Illitas y Caolinitas (Velde, 1985. Goetz, 2000).

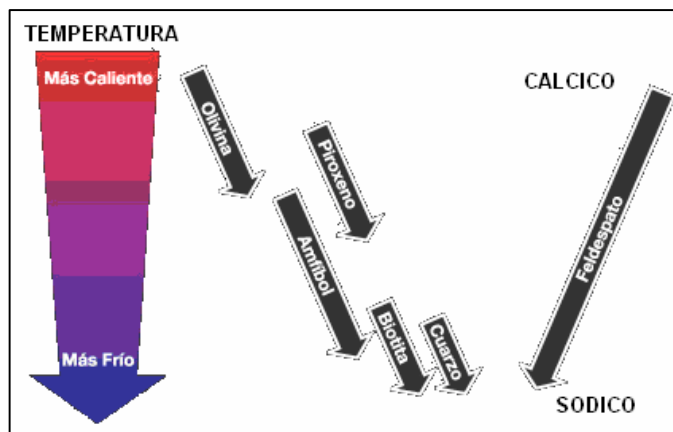


Figura 1.3 Serie de Reacción de Bowen. Modificada de Tarbuck, 1999.

La fragmentación y la hidrólisis son los dos procesos principales de meteorización relacionados a la formación de arcillas. La fragmentación involucra la desintegración mecánica por cualquier medio, la hidrólisis, uno de los procesos de meteorización química; implica una reacción lenta de minerales primarios con agua para formar nuevos minerales. La hidrólisis se ve controlada sustancialmente por materia orgánica y vegetación, ellos mismos relacionados con el pH y la humedad (Miró, 1985).

Influencias Climáticas. El clima y la geografía ejercen fuertes influencias en los procesos de meteorización mecánica, química y biológica. En regiones frías, la hidrólisis es mínima debido a la circulación restringida de agua y escasa vegetación. La fragmentación relacionada con el congelamiento es el rasgo predominante (Goetz, 2000). Los principales minerales arcillosos producidos en climas fríos son Micas y Cloritas parcialmente descompuestas (Weaver, 1989. Goetz, 2000).

En áreas desérticas, la meteorización química es mínima debido a la escasez de agua. En climas templados, la hidrólisis es más fuerte y la fragmentación también es activa (Selley, 1988).

Las áreas tropicales proveen un marco de hidrólisis máxima y otros efectos de meteorización química, dando como resultado un aumento principalmente de las Esmectitas y Caolinitas (Goetz, 2000). La formación de Esmectitas se favorece en áreas con poco drenaje las cuales tienden a enriquecerse de sílice y álcalis. La Caolinita es generada principalmente en zonas altamente lluviosas y con buen drenaje las cuales tienden a remover la sílice y los álcalis dejando los minerales meteorizados relativamente ricos en aluminio (Weaver, 1989. Goetz, 2000). Por ejemplo, la transformación de Ortoclasa en Caolinita se ve favorecida por ambientes ácidos en los cuales todas las bases tiendan a ser removidas, sacando el potasio de la Ortoclasa.

En resumen, las caolinitas son típicas de climas tropicales, las esmectitas ocurren en áreas mediterráneas y tropicales con estaciones. Los interstratificados y Versiculitas tienden a ser generados en zonas templadas, mientras que las illitas y las cloritas son el producto de regiones frías.

Entre más intensa sea la meteorización, más alta es la probabilidad de que aparezca la Caolinita a expensas de la Illita (Velde, 1985).

Transporte y Sedimentación de las Arcillas

Arcillas Alogénicas. El termino alogénico se refiere a partículas sedimentarias que han sido formadas en otra parte, y transportadas hasta un sitio de sedimentación. El lodo terrígeno consiste en una mezcla de minerales arcillosos, Cuarzo y Feldespato muy finos y Micas detríticas que son generadas en la superficie terrestre por la erosión de rocas preexistentes (Goetz, 2000).

Las partículas que constituyen estos lodos, tienen una variedad de fuentes como se muestra en la figura 1.4, como todos sedimentos derivados de la tierra, la producción de lodo es máxima en áreas donde tanto el relieve como la lluvia son altos. El lodo suministrado por ríos grandes, en contraste, es mínimo cuando los terrenos por los cuales pasa son de bajo relieve y altamente boscosos, o de bajo relieve y áridos.

Las partículas clásticas de tamaño de grano muy fino, son usualmente transportadas en suspensión desde sus fuentes hasta las cuencas donde serán depositadas. La mayoría de las partículas de arcilla son laminares más que esféricas, por lo tanto, sus velocidades de precipitación son muy bajas y son fácilmente mantenidas en suspensión (Tarbuck, 1999. Blatt 1980. Weaver, 1989).

La sedimentación de estas partículas se rige por las reglas de acumulación de cualquier sedimento. Cuando la energía del medio que transporta las partículas cae por debajo del umbral de energía de suspensión, una partícula

de un tamaño, densidad y forma determinada, deja de mantenerse en suspensión y comienza a caer. Debido al tamaño de partícula, las arcillas tienden a mantenerse en suspensión más tiempo que las demás partículas, y por tanto son transportadas hasta lugares con condiciones muy tranquilas, de muy baja energía y con altos espacios de acomodación.

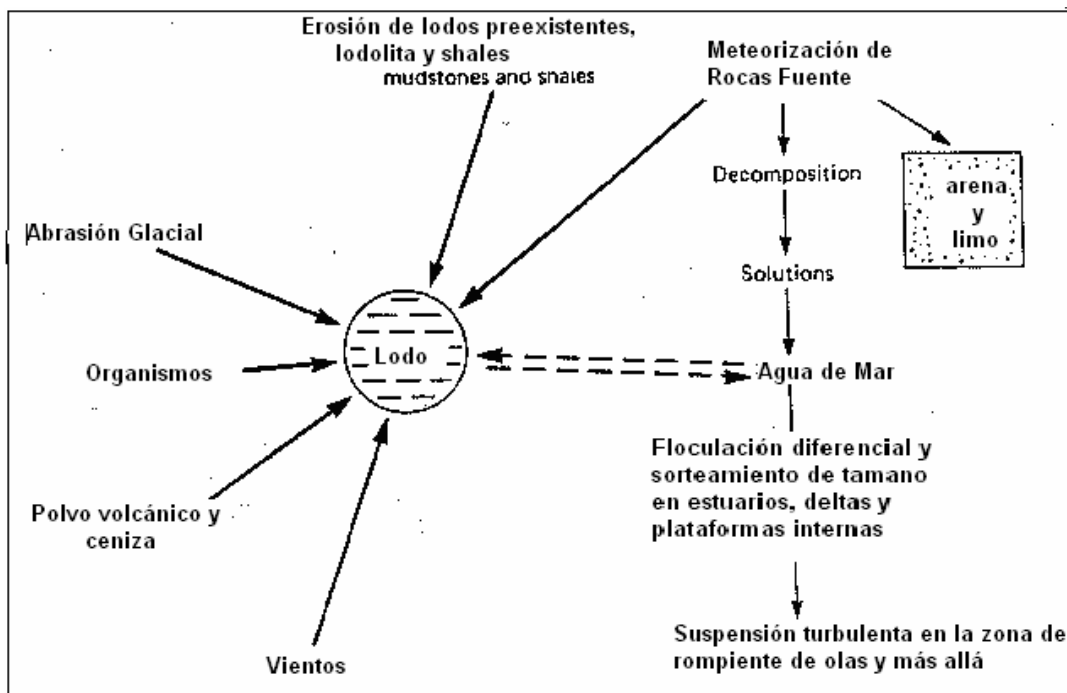


Figura 1.4 Principales fuentes de partículas constituyentes de las rocas arcillosas. La fuente principal es la erosión de rocas preexistentes. Tomado de Goetz (2000).

Los minerales arcillosos pueden ser transportados como suspensiones coloidales hasta encontrar un cambio de salinidad, entonces ocurre floculación y las arcillas se depositan (Baroid, 1991. Goetz, 2000), este es el principal mecanismo de precipitación de este tipo de minerales y partículas. En rocas clásticas permeables, la floculación de minerales arcillosos puede ocurrir como resultado de la mezcla de minerales móviles (ver arcillas autigénicas). Aparentemente la Caolinita flocula más rápido que la Illita o la

Esmectita, por lo tanto, se tiende a desarrollar cambios desde Caolinita hasta Illita mas Esmectita en dirección hacia el mar (Goetz, 2000). Las paletas de Caolinita tienden a ser más grandes que las de Illitas y estas a su vez mas grandes que las de Esmectita.

Otra manera de depositar arcillas es de forma orgánica, donde algunos organismos que se alimentan de agregados suspendidos en el agua marina, expelen estos minerales en forma de pellets, los cuales son depositados como limo o partículas de arena muy fina.

Los lodos depositados por la perdida de suspensión, tienden a distribuirse de modo laminar a lo largo de capas dentro de una secuencia sedimentaria. Las arcillas que son depositadas por floculación/precipitación también generan estructuras laminares pero por lo general son arenas arcillosas, quedando las arcillas en forma de matriz o rellenando poros. Las arcillas depositadas de modo orgánico, se distribuyen aleatoriamente en arenas o shales y pueden llegar a tomar el lugar de granos de arena dentro del armazón de la roca (Goetz, 2000).

Arcillas Autigénicas. La floculación es uno de los principales mecanismos de precipitación de las arcillas. Esto ocurre por lo general cuando las condiciones químicas del agua que transporta las partículas cambia, por ejemplo cambios de salinidad. Estas condiciones no pueden ser restringidas a ambientes estuarinos o deltáicos, esto también puede suceder cuando aguas cargadas de minerales arcillosos penetran en rocas permeables causando una distribución de las arcillas en los poros de la roca.

Diagénesis de los Minerales Arcillosos

La diagénesis, es un conjunto continuo de procesos en todas las rocas sedimentarias. La diagénesis puede involucrar el crecimiento cristalino de algunos minerales o puede causar cambios completos en la mineralogía de la roca.

En el transcurso de la diagénesis, durante el enterramiento, los minerales arcillosos se pueden ver afectados de varias maneras, algunos como la Caolinita, Vermiculita Esmectita e Interestratificados tienden a desaparecer, por otro lado, las cantidades de Illita y Clorita pueden aumentar.

Comúnmente, la caolinita se altera a Illita aproximadamente a 100°C o alrededor de 10000 ft de profundidad; usualmente en presencia de K y Mg y a condiciones de alto pH (Goetz, 2000).

La transformación de montmorillonita en Illita involucra una reducción sustancial en el volumen del material arcilloso húmedo y cambia el estado del agua pasando de un estado ligado a un estado libre.

La diagénesis también puede cambiar las micas y feldespatos en minerales arcillosos in-situ; es decir, los minerales arcillosos que se generan no sufren transporte. Esto puede ser causado por la percolación de aguas que no corresponden al agua de formación (Goetz, 2000).

1.1.2 Estructura Fundamental de las Arcillas

La estructura atómica cristalina de estos minerales, es un factor primordial en la determinación de sus propiedades. La identificación y clasificación se hace

mediante el análisis de Rayos X, espectro de absorción y análisis térmico diferencial. La mayoría de las arcillas tienen una estructura atómica similar a las micas, es decir, se hallan formadas por la superposición de láminas de cristales. Una placa individual, se halla compuesta por átomos dispuestos de una forma Tetraédrica u Octaédrica. Existen diversas configuraciones por medio de las cuales se disponen estos tetraedros y octaedros para así dar lugar a diferentes tipos de minerales con diferentes propiedades. En el arreglo octaédrico (Ver figura 1.5), el oxígeno o los hidroxilos forman dos hileras compactas coordinadas con un centro que puede ser hierro, aluminio o magnesio (Baroid, 1991. Weaver, 1989. Tarbuck, 1999).

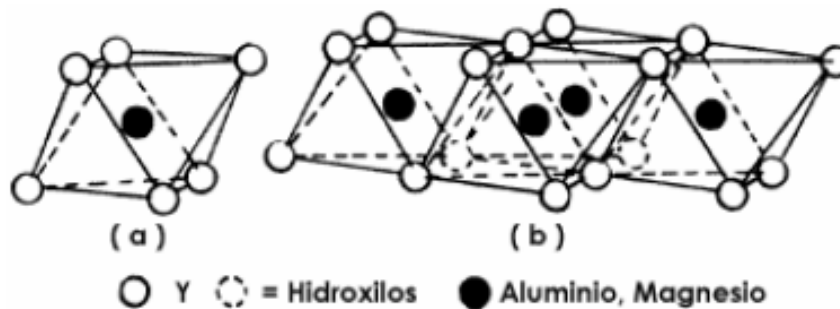


Figura 1.5. a) Unidad octaedral simple. b) Unidad de estructura octaedral. Tomado de Baroid (1991).

Al estar el aluminio presente, solamente dos tercios de las posiciones posibles se hallan llenas para balancear la estructura, esta estructura recibe el nombre de Gipsita, $\text{Al}(\text{OH})_3$. Al estar presente el magnesio, las posiciones se hallan completamente llenas y la estructura se denomina Brucita, $\text{Mg}(\text{OH})_2$. Generalmente esta estructura presenta más de un tipo de ión metálico.

El arreglo tetraédrico (Ver figura 1.6) se da debido a que un átomo de sílice se halla ubicado de manera equidistante de cuatro átomos de oxígeno o hidroxilos si es necesario balancear la estructura atómica.

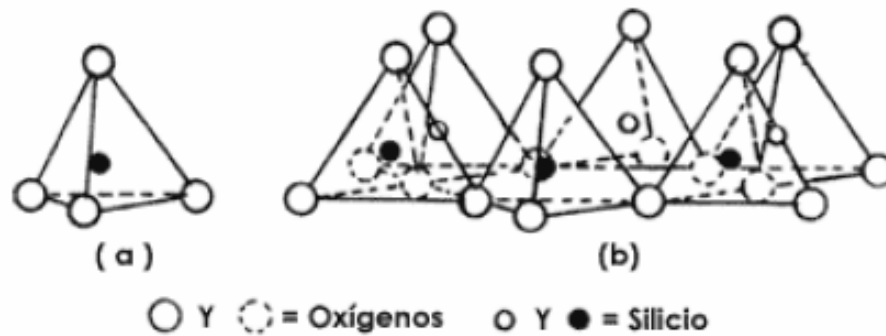


Figura 1.6. a) Unidad tetraédrica simple. b) Cadena hexagonal resultado de la unión de tetraedros. Tomado de Baroid (1991)

Los tetraedros de sílice se presentan en una cadena hexagonal, $\text{SiO}_6(\text{OH})_4$, que se repite de manera indefinida.

La combinación de estas estructuras y las modificaciones de las mismas, da las diferentes propiedades de los minerales arcillosos. Las dos unidades estructurales básicas son la hoja de octaédrica de aluminio y la tetraédrica de sílice (Goetz, 2000. Suarez, 2001. Weaver, 1989).

Estas dos unidades básicas se unen en una sola lámina conformada por átomos compartidos de oxígeno. La forma como se agrupan las hojas tetraédricas y octaédricas para formar láminas varía entre T-O (1:1) como en la figura 1.7 o T-O-T (2:1) como en la figura 1.8, donde una lámina octaédrica se encuentra envuelta por dos láminas tetraédricas (Tarbuck, 1999), es de notar que los tetraedros se orientan hacia el centro y comparten a los átomos de oxígeno dispuestos en este vértice del tetraedro.

Las diferentes modificaciones químicas han dado lugar a una gran gama de minerales arcillosos. Una de las modificaciones se relaciona con el número de átomos metálicos en el centro de la capa octaédrica, si dos de los tres centros octaedrales se hallan ocupados por átomos metálicos, la estructura se denomina dioctaédrica, si las tres posiciones se encuentran ocupadas, la estructura se llama trioctaédrica (Weaver, 1989. Tarbuck, 1999).

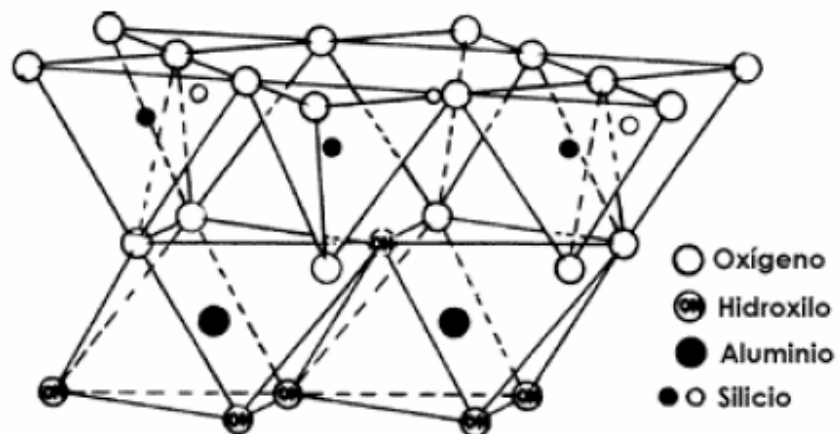


Figura 1.7. Estructura tipo T-O, 1:1 (hoja de tetraedros unida a hoja de octaedros). Tomado de Baroid (1991)

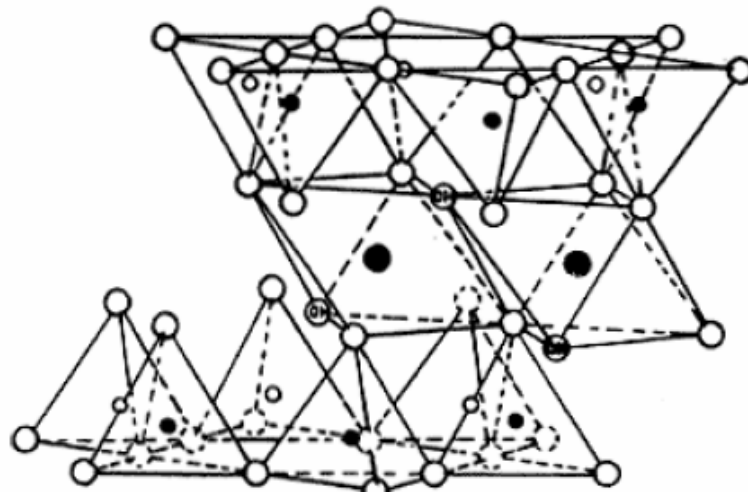


Figura 1.8. Estructura T-O-T, 2:1 (octaédrica en medio de dos hojas tetraédricas). Tomado de Baroid (1991)

Los diferentes minerales arcillosos se encuentran compuestos por diferentes relaciones de las capas tetraédricas y octaédricas, el grupo más grande es el 2:1, pero también existen grupos 1:1 donde las láminas se acomodan de una forma cara a cara para formar la estructura cristalina del mineral. La distancia entre capa y capa en la estructura cristalina se denomina espaciamiento “c”, espaciamiento basal o espaciamiento 001.

Las hojas de una estructura cristalina se hallan atadas por cargas covalentes, haciendo de esta manera la unidad estable.

Los minerales arcillosos de mayor interés para la industria del petróleo, en el aspecto de perforación y fluidos de perforación son las siguientes:

Caolinita, mica, illita, montmorillonita (esmeclita), sepiolita, atapulgita y clorita.

Las características de estos minerales se encuentran en tabla 1.2.

Características más importantes de los minerales					
Propiedad	Caolinita	Illita	Montmorillonita	Atapulgita	Clorita
Tipo de Estructura	1:1	2:1	2:1	2:1	2:1
Forma de la Partícula	Plato	Plato	Escama	Aguja	Plato
Tamaño de Partícula	5-0,5	5-0,5	2-0,1	1-0,1	5-0,1
Capacidad de Intercambio Catiónico (meq/100g)	3-15	10-40	80-150	15-25	10-40
Viscosidad en Agua	Baja	Baja	Alta	Alta	Alta

Tabla 1.2. Resumen de las propiedades de los minerales arcillosos más comunes

Las diferencias fundamentales entre minerales arcillosos se deben a las diferencias estructurales y composicionales. La combinación ideal es aquella en que la que la estructura cristalina se forma de una manera que todos los

átomos metálicos del octaedro son iguales y los átomos metálicos del tetraedro son de otro tipo. En estos casos la estructura se halla balanceada y es eléctricamente neutra. Las verdaderas estructuras de los minerales arcillosos poseen cargas eléctricas debido a la presencia de unos pocos átomos metálicos que son diferentes a los átomos predominantes y tienen una carga iónica diferente, esto se denomina Sustitución Isomórfica, y ocurre cuando el mineral se forma, por ejemplo, cuando un átomo de Al^{+3} se halla presente en una estructura ideal y es sustituido por un átomo de Mg^{+2} , resultando en un cambio en la carga iónica de la estructura, esto produce un potencial negativo en la superficie basal del cristal, lo que se neutralizaría con la adsorción de Na^{+} del medio ambiente.

Según Baroid (1991), en medio acuoso los cationes absorbidos de una forma natural pueden intercambiarse con cationes de otra especie contenida en el agua, estos cationes se conocen como cationes intercambiables, y pueden ser medidos por medio de la Capacidad de Intercambio Catiónico (Ver Propiedades).

1.1.3 Grupos de Minerales Arcillosos

Hay un gran número de minerales arcillosos y por consiguiente una variedad de rocas arcillosas. Por regla general los minerales arcillosos se dividen en dos grupos, los minerales hidratables y los no hidratables (Weaver, 1959).

Grupo de la Caolinita

La estructura más simple en los minerales arcillosos la tienen los minerales del grupo de la caolinita. Este mineral recibe su nombre por la colina Koa Ling en China, la cual fue la principal fuente de arcilla blanca de alta pureza por varios siglos (Goetz, 2000., Selley, 1992).

La estructura de los minerales del grupo de la caolinita consiste en la alternación de láminas tetraédricas de silicio (“t”) y láminas octaédricas de aluminio (“o”), es la llamada estructura 1:1, donde las cargas se hallan balanceadas (Tarbuck, 1999. Goetz, 2000., Selley, 1992). El cristal natural consiste de 100 capas, la una sobre la otra como se puede observar en la figura 1.9.

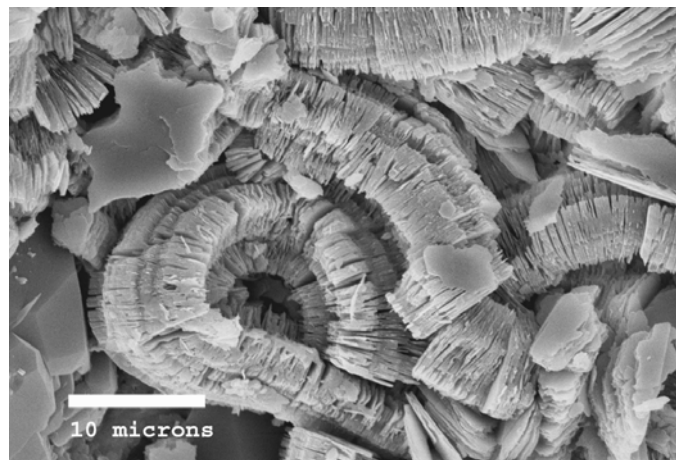


Figura 1.9. Microfotografía del mineral Caolinita. Tomado de: The Mineralogical Society.

Las dos hojas se hallan unidas de tal manera que los hidroxilos en la cara de la hoja octaédrica se encuentran cara a cara con los oxígenos de la cara tetraédrica. El patrón de repetición es t-o--t-o--t-o, etc., y las uniones entre las láminas t y o son muy fuertes, esta fuerza es ejercida por los hidrógenos, lo que evita la expansión del mineral al igual que su hidratación (Goetz, 2000). Si la caolinita se fractura, lo hace a lo largo de la base de los tetraedros, pero los fluidos no pueden ingresar en medio de las capas para apartarlas.

En la lámina común entre los tetraedros y octaedros, dos tercios de los iones están compartidos por los silicios y los aluminios, y todos los vértices

compartidos son de O^{2-} en vez de OH^- , los radicales OH^- se encuentran ubicados directamente debajo del espacio de la red hexagonal de oxígenos en la lámina tetraédrica.

Las capas se encuentran cargadas principalmente debido a la ruptura de los bordes de la estructura, siendo por lo tanto muy sensibles al pH de las soluciones (Baroid, 1991). La capacidad de intercambio catiónico de este mineral es baja, entre 3 y 15 meq/100g (Baroid, 1991. Weaver, 1989. Goetz, 2000). Los fluidos viscosificados con caolín tienen bajas viscosidades debido a la naturaleza no hidratable de la estructura cristalina (Baroid, 1991).

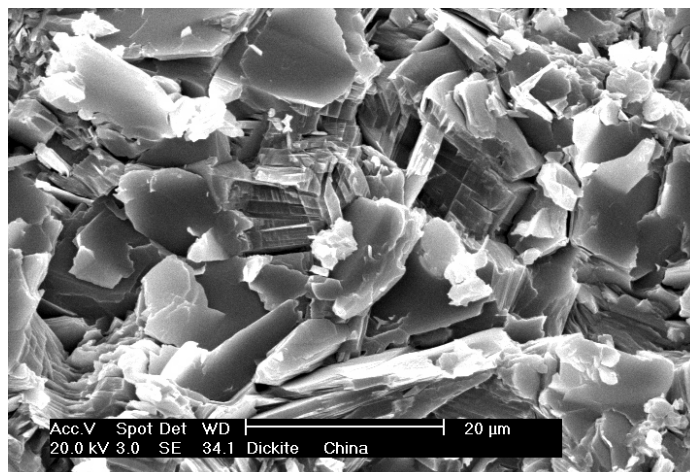


Figura 1.10. Microfotografía del mineral Dickita. Tomado de: The Mineralogical Society.

Los depósitos más grandes de este mineral se encuentran en Georgia en Estados Unidos y en Cronwall, Inglaterra. El principal uso de este mineral debido a sus características es en la industria papelera y en la cerámica. La tendencia de este mineral es a alterarse a Illita y Clorita al aumentar la profundidad.

Los minerales del grupo de la caolinita incluyen:

Caolinita, dichita (Ver figura 1.10), nacrita, halloisita (Ver figura 1.11).

De estos, la caolinita es el más puro, siendo exclusivamente un aluminosilicato. Su formula química es:

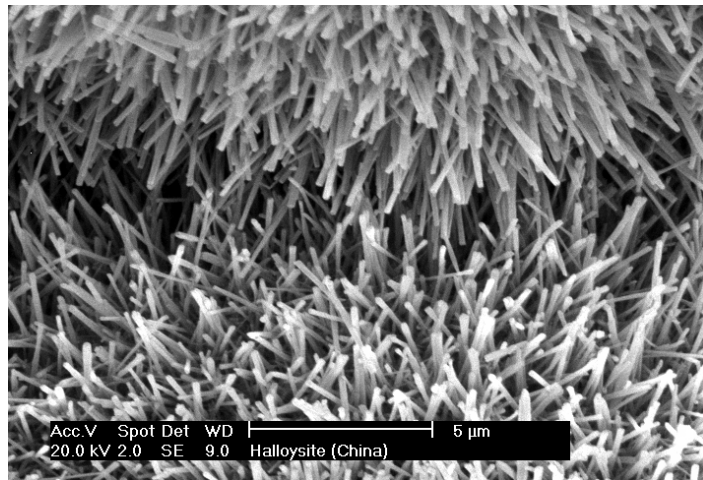
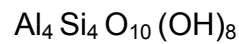
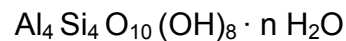


Figura 1.11. Microfotografía del mineral Halloisita. Tomado de: The Mineralogical Society.

La Halloisita tiene sus capas separadas por láminas de agua que aumentan el espaciamiento a 10.1 Å. Su formula química es:



Las otras especies están distinguidas por el reemplazamiento parcial de aluminio por hierro, magnesio, níquel o manganeso (Goetz, 2000).

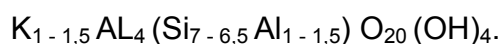
Grupo de la Illita

El grupo de la Illita (Ver figura 1.12) recibe su nombre del estado de Illinois. Entre los minerales arcillosos en estado natural, la Illita es el más común. Pertenece al grupo de minerales conocidos como micas, estos minerales son del grupo mineralógico 2:1 donde dos hojas de tetraédricas envuelven a una hoja octaédrica, y las puntas de los tetraedros de ambas capas, se orientan hacia el centro de la lámina octaédrica con reemplazamiento adecuado de OH^- por O^- haciendo que el patrón de las láminas sea t-o-t—t-o-t—t-o-t etc. En las Illitas se presenta sustitución isomórfica en la hoja tetraédrica, donde uno de cada cuatro iones de silicio es remplazado por aluminio o hierro, siendo de esta manera compensada la deficiencia de carga por el ión potasio (Goetz, 2000. Selley, 1992), el cual se localiza en medio de las láminas de tetraedros.

El papel de los iones de potasio en la estructura de las Illitas, es fundamental para entender el efecto estabilizador e inhibidor de las salmueras de cloruro de potasio. Una de las características más importantes de todo catión, es su diámetro y su carga total positiva. Un catión pequeño con una carga positiva elevada va ha tener una alta afinidad con especies con cargas negativas. En soluciones acuosas, los cationes con mayor densidad de cargas van ha tener una atracción polar muy fuerte por moléculas de agua (Baroid, 1991. Goetz, 2000).

Debido a que la frecuencia de la sustitución de los iones, la Illita tiende a desarrollar más superficies negativas cargadas y consecuentemente una Capacidad de Intercambio Catiónico mayor que la Caolinita (Goetz, 2000).

La formula química de este mineral es:



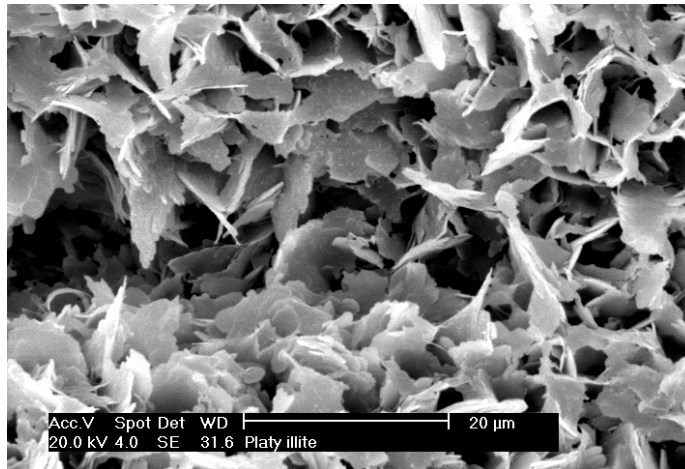


Figura 1.12. Microfotografía del mineral Illita. Tomado de: The Mineralogical Society.

La tabla 1.3 indica una lista del diámetro de los cationes más comunes (O'Brien, 1973), en estados hidratados y deshidratados. Se puede notar que el potasio posee un diámetro reducido cuando se compara con el calcio o magnesio. Debido a este tamaño, el potasio puede encajar con facilidad entre las hojas de silicio neutralizando la deficiencia de carga en la capa. De esta manera se evita la entrada de agua en la estructura cristalina evitando la hidratación y expansión del mineral.

Las micas halladas en formaciones sedimentarias se clasifican como Illitas, en estos minerales hay menos reemplazo de Al^{3+} por Si^{4+} y el desbalance es reducido de 2 unidades por unidad a 1,3.

Las capas pueden tener en adición cationes como Ca^{2+} , Mg^{2+} o H^+ . Esta alteración permite una hidratación reducida entre las capas, y es por esto que las Illitas y micas pueden reaccionar con iones de potasio y ser estabilizadas en algunas ocasiones. Las Esmectitas generalmente se convierten en Illitas, aumentando de esta manera la concentración de Illitas a mayores profundidades.

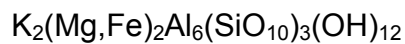
Tabla 1.3 Diámetro de los principales cationes intercambiables. Tomado de O'Brien, (1973).

Cationes Intercambiable	Diámetro Iónico (Amstrong)
NH ₄ ⁺	2,86
K ⁺	2,66
Ca ⁺⁺	2,12
Na ⁺	1,96
Fe ⁺⁺	1,66
Mg ⁺⁺	1,56
Li ⁺	1,56
Espaciamiento de la estructura hexagonal en arcillas de tres capas: 2,8 Amstrong	

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

Sericita, damourita, pirofilita y Glauconita

La formula química de la glauconita (Ver figura 1.13) es:



Grupo de la Esmectita (Montmorillonita)

El grupo de la Esmectita, fue previamente conocido como Montmorillonita debido al pueblo de Montmorillon en Francia. Los cristales de Esmectita son extremadamente finos, de capas delgadas y carece de contornos regulares. Este es el mineral que constituye la bentonita. Es un componente activo de las formaciones más recientes y tiende a hidratarse e hincharse cuando es perforada.



Figura 1.13. Microfotografía del mineral Glauconita. Tomado de: The Mineralogical Society.

La estructura de los minerales de este grupo, es muy similar a la del grupo de las Illitas con la especial diferencia de la ausencia de iones de potasio que unen las laminas t-o.t adyacentes, por esta razón, las laminas se encuentran débilmente ligadas permitiendo que los electrolitos y ciertas moléculas orgánicas polares puedan entrar en medio de las capas, forzando las laminas a apartarse y causando que la arcilla se hinche (Baroid, 1991. Weaver, 1989. Selley, 1992). El hinchamiento debido al contacto con el agua y la extensa área superficial son las marcas más destacadas de las Esmectitas.

Debido a la cantidad variable de agua en la interfase, el espaciamiento entre las capas consecutivas varía desde 9,7 hasta 17,2 Å. Cuando se expone este mineral al agua, la incursión de moléculas separa tanto las láminas que puede llegar a disociar por completo las láminas individuales.

La especie de Esmectita más familiar es la Montmorillonita (Ver figura 1.14), cuyo rasgo fundamental es que la sustitución isomórfica se presenta en la capa octaédrica (Goetz, 2000. Selley, 1992), la sustitución isomórfica más frecuente es la de Mg^{2+} y Fe^{3+} por Al^{3+} , pero también se puede dar la sustitución de Si^{4+} por Al^{3+} en la hoja tetraédrica.

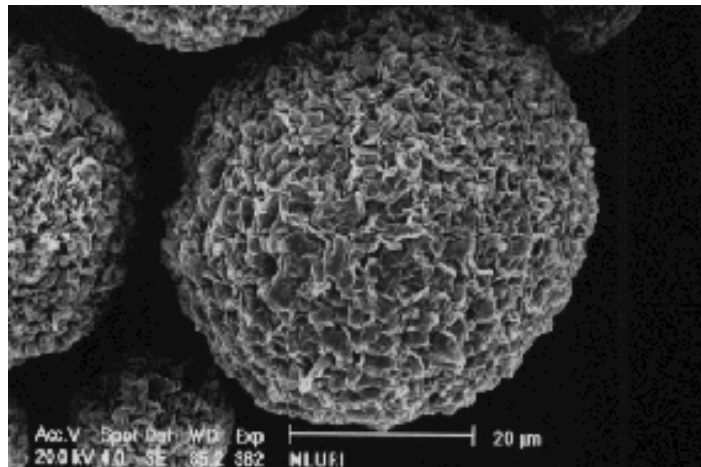
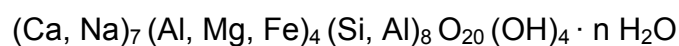


Figura 1.14. Microfotografía del mineral Montmorillonita. Tomado de: The Mineralogical Society.

Otras especies minerales que se encuentran en este grupo son la Beidelita en donde el silicio es parcialmente remplazado por aluminio, Nontronita donde el aluminio es parcialmente remplazado por hierro, Saponita y Stevensita las cuales contienen magnesio (Tarbuck, 1999. Goetz, 2000. Miró, 1985). La bentonita, es una forma similar de la Montmorillonita (Baroid, 1991).

Por lo general en los minerales pertenecientes a este grupo, se presenta sustitución isomórfica resultando en un gran desequilibrio de cargas negativas, debido a esto y a la cantidad de agua interlaminada, la esmectita tiene la Capacidad de Intercambio Catiónico más elevada de los minerales arcillosos. Como resultado de las sustituciones es difícil encontrar una fórmula química exacta para la esmectita, pero una formula aproximada puede ser:



Grupo de la Clorita

Este grupo mineral recibe su nombre del Griego *chloros* que significa verde amarillento pálido o claro. Este grupo incluye una amplia variedad de

especies, cada una creada por la sustitución un elemento por otro en el enrejado cristalino, este enrejado se diferencia del enrejado de la esmectita debido a que en el espacio en el cual la esmectita contiene agua, la clorita contiene una lámina octaédrica de hierro y magnesio (brucita), la estructura que se repite en el arreglo de este grupo es t-o-t-o por cada lámina (Baroid, 1991. Weaver, 1989. Tarbuck, 1999. Goetz, 2000. Selley, 1992).

Las láminas de estos minerales, están fuertemente unidas por iones hidratados de magnesio, aluminio o hierro por lo cual el ingreso de electrolitos es muy difícil. La distancia entre láminas adyacentes esta fija a 14,2 Å.

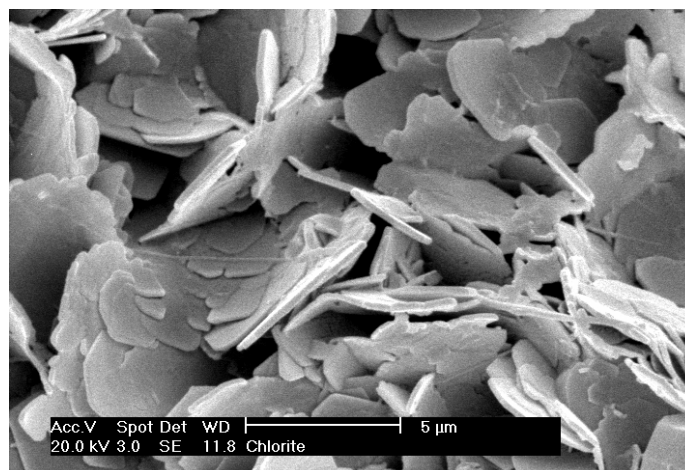


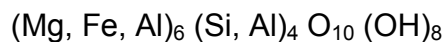
Figura 1.15. Microfotografía del mineral Clorita rica en Mg. Tomado de: The Mineralogical Society.

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



Figura 1.16. Microfotografía del mineral Clorita rica en Fe. Tomado de: The Mineralogical Society.

Debido a las numerosas sustituciones (Ver figuras 1.15 y 1.16), es difícil escribir una fórmula química exacta, una fórmula aproximada es:



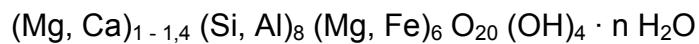
Grupo de la Vermiculita

El grupo de la Vermiculita es nombrado así por el latín *vermiculus* que significa gusano pequeño, debido a que la tendencia de estas arcillas cuando se secan es tomar apariencia de gusanos (Baroid, 1991).

El enrejado cristalino de la Vermiculita es similar al de la Illita, es decir estructura t-o-t, pero en la capa octaédrica la vermiculita contiene principalmente hierro y magnesio (brucita) (Goetz, 2000. Selley, 1992). Las láminas no están tan fuertemente ligadas con el resultado que el agua puede entrar en el espacio interlamilar. La entrada de agua causa que la distancia entre láminas consecutivas se amplíe de 10 a 14,4 Å.

La estructura de la Vermiculita esta eléctricamente imbalanceada principalmente por la sustitución de Al^{3+} por Si^{4+} . Estas sustituciones pueden ser parcialmente balanceadas por otras sustituciones dentro de la lámina, pero siempre queda una deficiencia de carga, esta deficiencia se satisface por cationes intercambiables, dándole a estos minerales una Capacidad de Intercambio Catiónico similar al de la Esmectita (Goetz, 2000.).

La formula química general de la Vermiculita es:



La vermiculita es el único mineral arcilloso que conserva sus propiedades de hidratación aún después de ser calentado a temperaturas tan altas como los 500 °C. La expansión de la Vermiculita esta restringida alrededor de 4,98 Å o dos capas de agua.

Grupo de la Paligroskita

Este es un grupo poco usual en el cual el tetraédro de silicio forma cadenas en lugar de láminas. La apariencia de este mineral tiene forma de aguja. El mineral principal de este grupo se conoce por dos nombres, Sepiolita y Atapulgita. Los minerales en este grupo son ricos en magnesio.

Grupo de Interestratificados

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

1.1.4 Principales Propiedades de los Minerales Arcillosos

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

a) Capacidad de Intercambio Catiónico (CIC)

La capacidad de intercambio catiónico (CIC) de una arcilla está directamente relacionada con su estructura cristalina, ya que esto determina la densidad de cargas negativas en sus superficies (Goetz, 2000).

La CIC se puede definir como la suma de todos los cationes de cambio que un mineral puede adsorber a un determinado pH, es una medición de la cantidad total de cargas eléctricas que pueden ser concentradas por las superficies internas de una muestra de roca (Baroid, 1991. Goetz, 2000) (Ver figura 1.17). Estas superficies internas incluyen las superficies entre partículas, entre cristales, entre capas y entre láminas del arreglo cristalino, cualquier superficie que pueda ser alcanzada por un catión hidratado. Tabla 1.4.

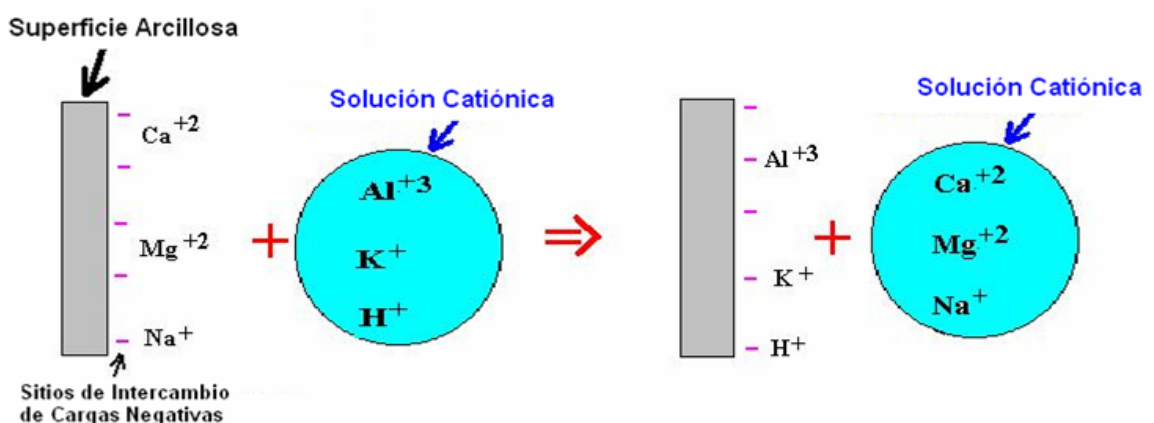


Figura 1.17. Ilustración de la Capacidad de Intercambio Catiónico.

La capacidad de intercambio catiónico es una característica importante de los minerales arcillosos y varía de mineral a mineral. (Tabla 1.4). Estas propiedades se emplean con frecuencia para caracterizar arcillas, lutitas y fluidos de perforación, se determina por la medida de la cantidad de azul de metileno que un mineral puede absorber, expresado en miliequivalentes de azul de metileno por 100g de mineral o muestra.

Como ya se mencionó, la CIC es equivalente a la medida del total de cargas negativas del mineral. Según Goetz (2000) y Suarez (2001), estas cargas negativas pueden ser generadas de tres formas diferentes:

Tabla 1.4 Capacidad de Intercambio Catiónico de algunos minerales arcillosos.
Tomado de Baroid (1991).

MINERAL	Capacidad de Intercambio Catiónico
Esmectita	80 – 150
Vermiculita	120 – 200
Illita	10 - 40
Caolinita	1 – 10
Clorita	Menor a 10

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

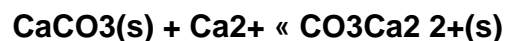
El primer tipo es conocido como carga permanente y supone un 80 % de la carga neta de la partícula, dado que cationes con radios iónicos y cargas

similares tienden a reemplazar los átomos de Si y Al. La mayor parte de la sustitución isomórfica es el resultado del intemperismo químico, además es independiente de las condiciones de pH y actividad iónica del medio. Los dos últimos tipos de origen varían en función del pH y de la actividad iónica, estas causas corresponden a bordes cristalinos, químicamente activos y representan el 20 % de la carga total de la lámina.

La carga neta sobre una superficie varía de acuerdo con el pH.

- En soluciones ácidas la superficie estará cargada positivamente, su CIC será pequeña (esencialmente cero) y tendrá una capacidad finita de intercambiar aniones.
- En soluciones alcalinas la superficie estará cargada negativamente, su capacidad de intercambiar aniones será pequeña o cero y tendrá una CIC significativa.

También es importante tener en cuenta el punto de carga cero (ZPC), ocasionalmente referido como punto isoeléctrico (IEP), este es el pH en el cual la carga neta en la superficie de un mineral es cero (Ver tabla 1.5). Por ejemplo, en la reacción



El pH_{ZPC} se incrementa con la concentración de Ca^{2+} en solución. (Ver tabla 1.5). Desbalances grandes de cargas (y por lo tanto grandes diferencias en CIC), son causadas por lo general por el reemplazamiento de parte de los átomos de Si y Al por Mg y metales traza. Al tener en cuenta la estructura de los diferentes grupos de los minerales arcillosos tenemos que la CIC de las arcillas de tres capas es mayor que la de dos, como es el caso de las Caolinitas, esto se debe a su mayor grado de sustitución isomórfica. En el

caso de las Illitas, la alta densidad de cargas en sus superficies constriñe el espacio entre las distintas capas, lo cual impide que cationes más grandes puedan entrar. Debido a la presencia de cargas tan fuertes, cationes relativamente pequeños como K son adsorbidos pero no son fácilmente intercambiados (Goetz, 2000. Suarez, 2001).

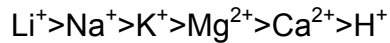
La manera y la magnitud en la que un catión va a ser intercambiado depende en gran medida de factores como (Baroid, 1991. Goetz, 2000):

- Efecto de la concentración
- Cantidad de sitios de intercambio
- Naturaleza del anión
- Naturaleza del catión
- Naturaleza del mineral arcilloso

Mineral	pH_{zpc}
Magnetita	6,5
Hematina	6,7
Cuarzo	2
Feldespato	2,0 – 2,4
Caolinita	4,6
Montmorillonita	2,5
Albita	2

Tabla 1.5. Valores de pH_{zpc} para diferentes sustancias mineralógicas.

La cantidad de variables crea un sistema complejo para analizar. Se conoce que diferentes iones tienen diferentes fuerzas atractivas. La fuerza relativa de intercambio catiónico se dispone de la siguiente manera:



Por lo tanto, en condiciones de iguales concentraciones, el calcio desplazará más sodio del que el sodio desplazará al calcio, si la concentración del catión se aumenta, el sodio desplazará al calcio (Goetz, 2000). Si la concentración del catión se aumenta, la capacidad de intercambio catiónico se verá incrementada; por ejemplo, una alta concentración de potasio puede reemplazar al calcio. En algunos minerales como las micas, el potasio es adsorbido con una fuerza particularmente elevada, y no es reemplazado con facilidad excepto por hidrógeno.

Hasta el momento solo se ha tenido en cuenta la adsorción y el intercambio catiónico en la superficie basal de la estructura cristalina; sin embargo, tanto cationes como aniones son adsorbidos en los bordes de las láminas de los cristales, ya que cuando estos se rompen se crean un grupo de cargas desbalanceadas. Algunas de estas estructuras expuestas son de sílice (ácido débil), en cambio en otros casos pueden ser de magnesio o aluminio que son una base débil, por lo tanto, la carga en los bordes de las hojas va a variar de acuerdo al pH de la solución (Baroid, 1991).

Superficie Específica

La superficie específica o área superficial de una arcilla se define como el área de la superficie externa más el área de la superficie interna (en el caso de que esta exista) de las partículas constituyentes por unidad de masa, expresada en m^2/g (Suarez, 2001). Las arcillas poseen una elevada superficie específica (Ver tabla 1.6), lo cual es muy importante para ciertos usos industriales en los que la interacción sólido-fluido depende directamente de esta propiedad.

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

Tabla 1.6. Superficie específica de algunas sustancias minerales.

b) Capacidad de Absorción y Adsorción

La capacidad de absorción está directamente relacionada con las características texturales (superficie específica y porosidad) y se puede hablar de dos tipos de procesos que difícilmente se dan de forma aislada (Suarez, 2001): absorción (cuando se trata fundamentalmente de procesos físicos como la retención por capilaridad) y adsorción (cuando existe una interacción de tipo químico entre el adsorbente, en este caso la arcilla, y el líquido o gas adsorbido, denominado adsorbato), debido a que el interés de este trabajo es la interacción química, se estudiará de forma más detallada la adsorción.

Las superficies exteriores de todas las unidades repetitivas arcillosas poseen una pequeña carga negativa; así, las arcillas pueden atraer electrostáticamente solutos catiónicos (Ver figura 1.18), en el momento en el cual comienza la adsorción se produce una especiación en el punto de equilibrio, la cual está determinada por la concentración relativa de iones; la habilidad de un catión en particular para competir por un sitio de adsorción y la capacidad de intercambio de cationes (CIC) de las arcillas (Goetz, 2000).

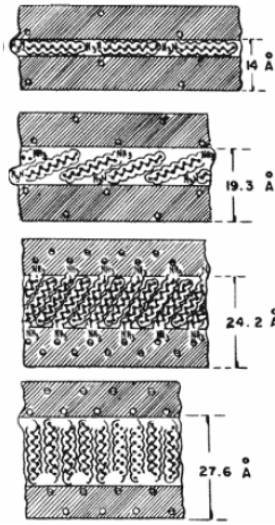


Figura 1.18. Representación de la adsorción de moléculas orgánicas en medio de láminas de arcilla, debido a cargas libres. Modificado de Baroid (2001)

Si la superficie ya está ocupada, el intercambio en el equilibrio entre dos cationes monovalentes (o dos divalentes) puede ser representado por la ecuación 1.1:

$$\frac{a_{A-arcilla}}{a_{B-arcilla}} = K_{AB} \frac{a_{A^+}}{a_{B^+}} \quad 1.1$$

donde $a_{A-arcilla}$ y $a_{B-arcilla}$ representan las actividades de A y B sobre los sitios de intercambio, a_{A^+} y a_{B^+} son las actividades en solución, y K_{AB} es la constante de intercambio. Si la ecuación (1.1) es escrita en base a fracciones molares en lugar de actividades en la fase sólida y concentraciones en lugar de actividades en solución, entonces queda así:

$$\frac{X_{A-arcilla}}{X_{B-arcilla}} = K'_{AB} \frac{m_{A^+}}{m_{B^+}} \quad 1.2$$

Donde K'_{AB} es llamado el coeficiente de selectividad, si A y B son los únicos cationes en el sistema, la ecuación (1.2) puede ser rescrita como:

$$\frac{m_{A-arcilla}}{T - m_{A-arcilla}} = K'_{AB} \frac{m_{A^+}}{M - m_{A^+}} \quad 1.3$$

Donde $m_{A-arcilla}$ es la concentración de A adsorbida sobre la arcilla (en unidades de meq/kg de sólido), T es la capacidad de intercambio catiónico (CEC) de la arcilla (meq/kg), y M es la concentración total de cationes en solución (meq/kg de solución). La tendencia en el caso de cationes intercambiables es que el catión divalente desplace al catión monovalente en los sitios de intercambio (Suarez, 2001).

c) Hidratación e Hinchamiento

La hidratación es la inclusión de moléculas de agua en la estructura laminar, la hidratación y deshidratación del espacio interlaminar son propiedades características de las arcillas con CIC alta (Suarez, 2001). Aunque hidratación y deshidratación ocurren con independencia del tipo de catión de cambio presente, el grado de hidratación está ligado a la naturaleza del catión interlaminar y a la carga de la lámina. La absorción de agua en el espacio interlaminar tiene como consecuencia la separación de las láminas dando lugar al hinchamiento (Ver figura 1.19). Este proceso depende del balance entre la atracción electrostática catión-lámina y la energía de hidratación del catión (Goetz, 2000).

A medida que se intercalan capas de agua y la separación entre las láminas aumenta, las fuerzas que predominan son de repulsión electrostática entre láminas, lo que contribuye a que el proceso de hinchamiento pueda disociar completamente unas láminas de otras.

Cuando el catión interlaminar es el sodio, las esmectitas, por ejemplo, tienen una gran capacidad de hinchamiento, pudiendo llegar a producirse la completa disociación de cristales individuales de esmectita, teniendo como resultado un alto grado de dispersión y un máximo desarrollo de propiedades coloidales (Dispersión de partículas o macromoléculas en un medio continuo). Si por el contrario, tienen Ca o Mg como cationes de cambio su capacidad de hinchamiento será mucho más reducida (Goetz, 2000., Suarez, 2001).

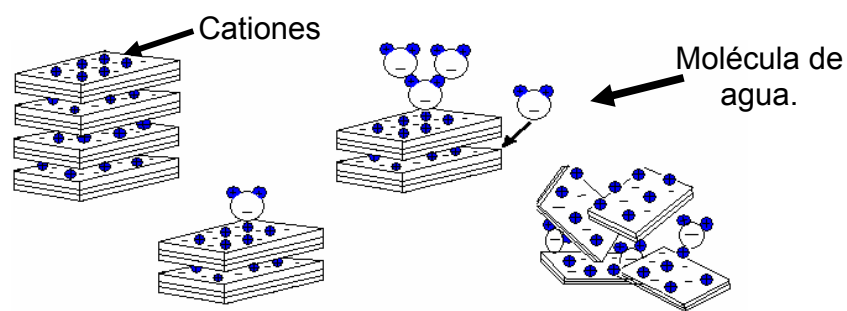


Figura 1.19. Proceso de separación de las láminas de arcilla debido al hinchamiento.

d) Plasticidad

La plasticidad en las arcillas refleja la capacidad de ser modeladas, es decir, poseen la capacidad de tomar una forma determinada (Suarez, 2001). Esta propiedad se debe a que el agua forma una envuelta sobre las partículas laminares produciendo un efecto lubricante que facilita el deslizamiento de unas partículas sobre otras cuando se ejerce un esfuerzo sobre ellas.

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

e) Tixotropía

La tixotropía se define como un fenómeno que consiste en la pérdida de resistencia de un coloide al amasarlo, y su posterior recuperación con el tiempo (Suarez, 2001). Las arcillas tixotrópicas cuando son amasadas se convierten en un verdadero líquido. Si, a continuación, se les deja en reposo recuperan la cohesión, así como el comportamiento sólido. Para que una arcilla tixotrópica muestre este comportamiento especial deberá poseer un contenido de agua próximo a su límite líquido. Por el contrario, en torno a su límite plástico no existe posibilidad de comportamiento tixotrópico. Esta propiedad es muy aprovechada en los fluidos de perforación para evitar una precipitación de ripios y cortes que puedan causar entrapamiento de la broca.

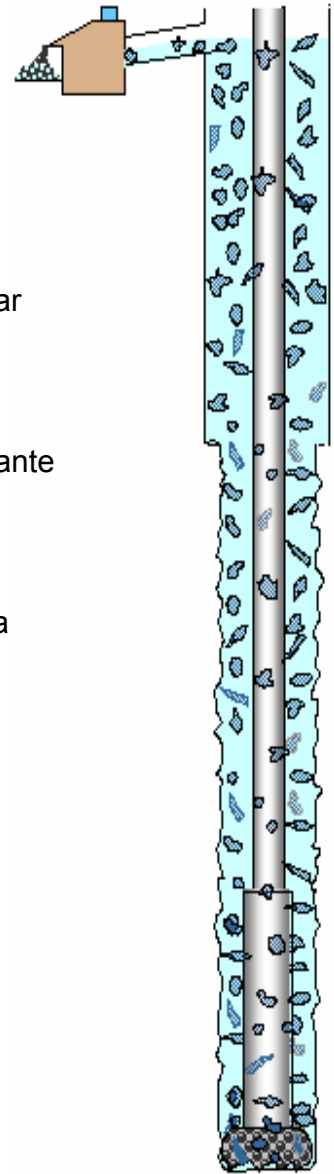
2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Dos pilares fundamentales soportan la estabilidad de pozo, el primero es geomecánico, el otro fisicoquímico. Este último involucra la composición del fluido de perforación, ya que una vez se ha determinado el peso de lodo óptimo y la trayectoria adecuada de perforación, es el fluido de perforación el encargado de hacer realidad la estabilidad de un pozo. En este capítulo se hará énfasis en las características y aspectos del fluido de perforación que propician la inestabilidad fisicoquímica.

El término “Fluido de Perforación” está restringido a los fluidos que son circulados a través del hueco y cumplen con los requisitos mínimos de eficiencia de limpieza y seguridad durante la perforación de un pozo. El término incluye gas, aire, petróleo, agua, y suspensión coloidal a base de agua y arcilla. Además de su cualidad de transportar recortes a la superficie, los fluidos de perforación deben cumplir con otras funciones de igual importancia y directamente relacionada con la eficiencia, economía y seguridad en las operaciones de perforación. Por esta razón la composición de los fluidos de perforación y sus propiedades son sujeto de análisis en esta investigación, con el propósito de que contribuyan a la estabilidad de pozo.

De acuerdo con los requerimientos del plan de perforación, los fluidos de perforación deben poseer propiedades físicas y químicas que le permitan adaptarse a una gran variedad de condiciones, para satisfacer las funciones más complejas, por ello se ha requerido que la composición de los fluidos sea más variada y que sus propiedades estén sujetas a mayor control, siendo las principales (Sierra, 2000):

- 1- Suspender y Transportar los cortes hechos por la broca desde el fondo del pozo hasta la superficie.
- 2- Enfriar y lubricar la broca y la sarta de perforación.
- 3- Prevenir el derrumbe de las paredes del hueco y controlar las presiones de las formaciones perforadas.
- 4- Mantener en suspensión los cortes y el material densificante cuando se interrumpe la circulación.
- 5- Soportar parte del peso de la sarta de perforación o de la tubería de revestimiento.
- 6- Prevenir daños a la formación.
- 7- Facilitar la máxima obtención de información sobre las formaciones perforadas.
- 8- Transmitir potencia hidráulica a la broca.



2.1 Tipos de Fluidos de Perforación

El fluido de perforación es una mezcla de diferentes componentes, cada uno de ellos se agrega para mejorar las funciones antes mencionadas. Dos tipos de fluidos de perforación son usados de manera más frecuente: Lodo base agua y lodo base aceite (Sierra, 2000). En la tabla 2.1 se resumen los constituyentes típicos que hacen parte de un fluido de perforación y sus propósitos.

Básicamente los fluidos de perforación se preparan a base de agua, de aceite (derivados del petróleo) o emulsiones. En su composición interactúan tres partes principales: la fase líquida; la fase sólida, compuesta por material soluble que le imprime las características tixotrópicas y por material insoluble de alta densidad que le imparte peso; y materias químicas adicionales, que se añaden directamente o en soluciones, para controlar las características deseadas (Sierra, 2000).

En este capítulo se hará referencia solo a los fluidos de perforación más empleados en la industria, haciendo énfasis en los fluidos empleados como inhibidores.

2.1.1 Fluido de Perforación Base Agua

El agua es uno de los mejores líquidos básicos para perforar, por su abundancia y bajo costo. Sin embargo, el agua debe ser de buena calidad ya que las sales disueltas que pueda tener, como calcio, magnesio y cloruros, tienden a variar las propiedades requeridas. Por esto es aconsejable disponer de análisis químicos de las aguas que se escojan para preparar el fluido de perforación.

Tabla 2.1. Ingredientes comúnmente empleados en los Fluidos de Perforación.

Tomado de Bloys (1994).

Componente	Material	Propósito	Acción
Fluido	Agua (adición de Sales)	Actividad Química	Control
Agentes Pesantes	Barita, Óxido de Hierro	Presión de Poro	Control
Arcillas	Bentonita, Arcillas naturales, atapulguita	Viscosidad, Cake.	Control
Polímeros	Almidón, CMC, etc.	Pérdidas de Filtrado, Estabilización de arcillas	Control
Adelgazantes	Aminas, Polifosfatos	Resistencia al flujo	Minimizar
Surfactantes	Emulsificantes	Agentes Pesantes	Minimizar
Material de Punteo	CaCO ₃ , Gilsonita	Cake en formaciones fracturadas	Formar
Químicos Inorgánicos	NaOH, KOH, CaO, cemento	pH	Control
Materiales para Pérdida de Circulación	Mica, Cáscara de Nuéz, Celulosa.	Apertura de pared de pozo	Control

El fluido de perforación más común está compuesto de agua y sustancia coloidal. Por lo general se utiliza bentonita preparada con fines comerciales como fuente del componente coloidal del fluido. El fluido bentonítico resultante es muy favorable para la formación del revoque sobre la pared del hueco. Sin embargo, a este tipo de fluido hay que agregarle un material pesante, como la barita (preparada del sulfato de bario), para que la presión

que ejerza contra los estratos domine la presión de poro que se estima encontrar durante la perforación. Para mantener las deseadas características de este tipo de fluido como son: viscosidad, gelatinización inicial y final, pérdida por filtración, pH y contenido de sólidos, se recurre a la utilización de sustancias químicas como soda cáustica, silicatos y arseniatos. En cuanto a la estabilidad durante la perforación de formaciones arcillosas, el grado de salinidad empleado juega importante papel en el desempeño del fluido empleado.

2.1.2 Fluido de Perforación Base Aceite

Para ciertos casos de perforación, terminación o reacondicionamiento de pozos se emplean fluidos a base de petróleo o de derivados del petróleo. En ocasiones se ha usado crudo liviano, pero la gran mayoría de las veces se emplea diesel u otro tipo de destilado pesado al cual hay que agregarle asfalto para impartirle consistencia y poder mantener en suspensión el material pesante y controlar otras características. Generalmente, este tipo de fluido contiene un pequeño porcentaje de agua que forma parte de la emulsión, que se mantiene con la adición de soda cáustica, cal cáustica u otro ácido orgánico.

La composición del fluido puede controlarse para mantener sus características, así sea básicamente petróleo o emulsión, petróleo/agua o agua/petróleo. Estos tipos de fluidos requieren un manejo cuidadoso, tanto por el costo, el aseo del taladro, el mantenimiento de sus propiedades físicas, peligro de incendio y contaminación ambiental.

2.1.3 Lodos Sintéticos

La industria ha logrado desarrollar los lodos base sintética (SBM's) como alternativas ambientalmente más favorables que en los convencionales lodos

base aceite derivados del petróleo (OBM's). Reproducen el comportamiento de los OBM. Aunque cada fluido sintético es químicamente único, las propiedades físico-químicas de los SBM's presentan algunas tendencias comunes. Los SBM's son más seguros para trabajar, más biodegradables y se dispersan más en agua de mar que los OBM's convencionales. De otro lado, los SBM's son más viscosos a bajas temperaturas, más delgados con el aumento de temperatura, tienen más baja estabilidad térmica y no deshidratan los shales tan rápidamente como los OBM's convencionales.

A diferencia de los aceites base de los OBM (diesel y mineral), los cuales son refinados de aceite crudo, los fluidos base en los SBM's son componentes orgánicos sintetizados que actúan como aceites derivados del petróleo con respecto a la perforación pero fácilmente biodegradados en agua salada.

Como la mayoría de los OBM, los SBM son emulsiones inversas, con el fluido sintético que representa la fase externa o continua, y una salmuera como la fase interna o dispersa.

2.2 Fluidos de Perforación y Estabilidad de Pozo en Formaciones Arcillosas.

El problema de estabilidad de pozo en formaciones arcillosas ha impactado la actividad de perforación desde sus inicios. Los problemas operacionales que derivan de tal inestabilidad van desde el incremento de sólidos, problemas de limpieza de hueco debidos a la reducción de velocidad en el anular en secciones de hueco ensanchado, hasta pega de tubería o inclusive el colapso del pozo (Van Oort, 1997).

Considerando lo anterior, la naturaleza del problema de inestabilidad en shales requiere de revisión del mecanismo de transporte, contenido de agua, contenido de minerales arcillosos, composición del fluido de poro y de

perforación. Otros factores tales como el estado de esfuerzos in situ, la presión de poro, la temperatura, el tiempo y longitud de hueco abierto, están interconectadas e influyen sobre el comportamiento de los shales durante su perforación (Mody, 1993). Por lo tanto, el diseño de los fluidos de perforación para mantener la estabilidad de pozo en los shales requiere de los datos óptimos de las interacciones del fluido de perforación/shale y los efectos resultantes sobre la estabilidad del hueco.

La estabilización de formaciones arcillosas ha conducido al desarrollo de lodos inhibidos, cuya definición es mucho más amplia que simplemente la inhibición del hinchamiento de las arcillas altamente expandibles como las esmectitas. Este tipo de lodo exhibe reactividad mínima con la cara del pozo y más específicamente con el amplio rango de shales, claystones, mudstones, y otras formaciones arcillosas. Es un fluido que tendrá un mínimo efecto dispersivo sobre los ripios perforados, suministrando así una remoción de sólidos más efectiva en la superficie.

Debido a que la permeabilidad hidráulica (k_h) de los shales es extremadamente baja, con un lodo base aceite (OBM, por sus siglas en inglés), el aceite no entrará en los poros del shale a menos que la presión diferencial (ΔP) exceda las presiones de entrada capilar mínimas (Olaya, 2001). Con lodos base agua (WBM, por sus siglas en inglés), el umbral de la presión capilar no es importante puesto que los shales están típicamente mojados por agua. Experimentalmente se ha mostrado la importancia de esta barrera interfacial para la prevención de la comunicación de presiones. Consideraciones teóricas soportan la explicación de que la fase continua de un lodo base aceite debe reducir la comunicación efectiva de la cabeza hidrostática al fluido de poro, suministrando un esfuerzo radial compresivo neto sobre la pared del hueco y promoviendo así la estabilidad.

Se ha asumido que los OBM suministran las características de la membrana semipermeable requerida en un mecanismo osmótico para el transporte de agua hacia o desde el shale. La suposición está basada en que las diferencias en las energías libres molares del agua en el OBM y el shale son el mecanismo conductor para ya sea la hidratación o deshidratación del shale. Este cambio en el contenido de agua en la cara del pozo como un resultado del mecanismo anterior podría resultar en un cambio en la presión de poro cerca de la cara del pozo, cambio en la resistencia del shale y por lo tanto un cambio en la estabilidad de la cara del pozo.

En el caso de WBM, las energías libres molares para todos los constituyentes dentro de la formación y el fluido de perforación llegan a ser una fuerza conductora que probablemente puede ocasionar el movimiento de muchas especies diferentes (agua, cationes, aniones, etc.). Además la diferencia entre la presión hidráulica y la presión de poro mencionada anteriormente llega a ser directa, de aquí que no exista tensión interfacial entre los shales mojados por agua y los lodos base agua. La suma de estas fuerzas conductoras ocasiona un flujo neto, el cual, asumiendo que no hay cambio en la matriz de la roca debe llegar al equilibrio estrictamente basado en el potencial químico y las fuerzas conductoras hidráulicas. Sin embargo, en realidad se producen cambios en las propiedades y la matriz de la roca.

En fondo de pozo, durante la perforación el shale mismo opera como membrana semipermeable cuando se está perforando con un lodo base agua (Chenevert, 1970b).

Los lodos convencionales son ineficientes para perforar rocas débiles como los shales. Estos requieren un esfuerzo de soporte efectivo radial, suministrado por el overbalance del lodo, para estabilidad. El overbalance, sin embargo, como se ha dicho antes, también ocasiona el flujo de filtrado de

lodo y difusión de la presión del lodo dentro del shale, causando un número de efectos desestabilizadores. El más profundo de estos es la elevación de la presión de poro cerca al pozo, lo cual destruye el soporte de presión de lodo efectiva.

2.2.1 Lodos Base Aceite de Actividad Balanceada

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

1. La presión capilar en la interfase entre el aceite contenido en el lodo y el agua del espacio de poro previene que el filtrado entre en el shale a menos que la roca este fracturada o se aplique una sobrepresión muy alta. Esto suministra un significativo soporte hidráulico en la pared del hueco.
2. La película de aceite previene la hidratación del shale y el debilitamiento superficial asociado.
3. El carácter semipermeable de la película de aceite (más efectivo que para el shale solo) combinado con la baja actividad de la fase salmuera del lodo, puede deshidratar el shale cerca de la cara del pozo, disminuyendo la presión de poro y aumentando así la estabilidad.

Los lodos base aceite de actividad balanceada son aquellos lodos cuya presión de vapor acuosa relativa (actividad), en el medio de perforación es esencialmente igual a la presión de vapor acuosa relativa de la formación penetrada (Chenevert, 1970b). La actividad (a_w) se puede expresar como la relación entre la fugacidad de la solución (f) con respecto a la fugacidad del agua pura (f_0), pero en términos prácticos es relativa a la relación entre las

presiones de vapor de la solución (p) y del agua pura (p_0). Esta aproximación es aceptable debido a que el factor de corrección usado para pasar de fugacidad a presión de vapor para un solvente puro, es muy cercano al factor de corrección usado para una solución (Chenevert, 1970b)

$$a_w = \frac{f}{f_0} = \frac{p}{p_0} \quad 2.1$$

El objetivo básico en el diseño de un lodo base aceite para una formación problemática específica es ajustar la actividad de la fase agua del lodo de modo que el agua sea esencialmente inerte a la formación perforada; esto es, de modo que no haya transferencia significativa de agua desde el lodo hacia la formación. Restringiendo la transferencia de agua, la formación experimenta poco hinchamiento y permanece estable mientras se está perforando. Este balance no se puede lograr si la actividad del agua en el lodo es significativamente más grande o menor que la actividad del agua en el shale.

Chenevert (1970a, 1970b), desarrolló el concepto de lodos base aceite de actividad balanceada que previenen tanto el intercambio de iones como de agua, ajustando el potencial químico del agua en el lodo y en el shale: añadiendo sales a la fase agua de un lodo aceitoso podría impedir el intercambio de agua entre el lodo y la formación. El potencial químico acuoso del lodo será igual al de la formación.

Así, las condiciones hidráulicas y mecánicas en la cara del pozo son:

$$Q_w = 0 \quad \sigma_{rw} = P_{lodo} - P_{poro} \quad 2.2$$

Donde Q_w es el flujo y σ_{rw} es el esfuerzo en la cara del pozo.

La transferencia de agua desde un lodo base aceite a la formación se puede prevenir aumentando la salinidad de la fase agua del lodo hasta que el potencial químico acuoso del lodo sea igual al de la formación. El potencial químico acuoso ya sea del lodo o de la formación relativo al agua pura, es:

$$u - u_0 = RT \ln(a_w) \quad 2.3$$

Donde μ es el potencial químico del agua en el sistema, μ_0 es el potencial químico del agua pura, R es la constante de los gases, T es la temperatura absoluta y a_w es la actividad del agua de ese sistema. A una T constante, el lodo y la formación tendrán idénticos potenciales químicos, solo cuando sus actividades sean iguales, estos conceptos y su desarrollo serán tratados con mayor detalle en el capítulo 3.

La actividad es un concepto que es útil en termodinámica puesto que ésta suministra un medio por el cual la energía libre molar parcial de un constituyente dado en un sistema (sólido, gas o líquido) puede ser comparado a otro sistema (sólido, gas o líquido). Típicamente, para líquidos ó sólidos el estado estándar es escogido para ser el constituyente presente en exceso. La actividad del líquido puro o solvente sólido o gas a 1.0 atm y a una temperatura dada es la unidad. Sin embargo, puesto que las actividades de un sistema son relativas a un sistema/estado estándar, la naturaleza del estado estándar no tiene significado termodinámico.

Si se tienen varias formaciones de shales de diferentes actividades expuestas en un pozo dado, se aconseja adicionar suficiente sal para balancear la actividad del shale que tiene la más baja actividad. Al hacer

esto, se removerá el agua de los otros shales. Afortunadamente, esta disminución del agua de los otros shales penetrados, es un proceso muy lento. Si esto es excesivo, hay alguna indicación que se está desarrollando el desprendimiento en escamas de la cara del pozo (Chenevert, 1970a)

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

Para lograr un balance de actividades entre el fluido de perforación y los shales, es necesario determinar el valor de actividad de la roca, y así, después de que se ha determinado la actividad del agua en el shale, se le adiciona una sal a un lodo base aceite hasta que la actividad del agua en el lodo sea igual a la actividad estimada del agua en el shale. La figura 2.1 muestra las libras de sal necesarias por barril de lodo por porcentaje de agua en el lodo base aceite para las dos sales más utilizadas.

Algunas veces, es difícil determinar la actividad al agua in-situ de la formación por medición directa hecha sobre los ripios con los medidores de actividad. Esto ocurre usualmente cuando los ripios son muy pequeños y están alterados significativamente por el lodo de perforación antes de que alcancen la superficie. En tales casos, se puede usar el método de absorción isotérmica propuesto por Osisanya (1987) (Ver capítulo 4).

Las pruebas de hinchamiento y dispersión, en particular, son extremadamente importantes en la evaluación de sistemas de lodo inhibido. Se llegó a pensar que la relación diesel/agua de los OBM tendría un efecto significativo sobre las modificaciones del contenido de agua y la resistencia. Los resultados obtenidos experimentalmente por Mody y Hale (1993) indican

claramente que las modificaciones del contenido de agua y la resistencia están asociados con la emulsificación de la salmuera en el sistema OBM pero no están limitadas por la relación diesel-agua. Así, es claro que esta relación no tiene impacto sobre las implicaciones termodinámicas asociadas con el movimiento del agua suministrada.

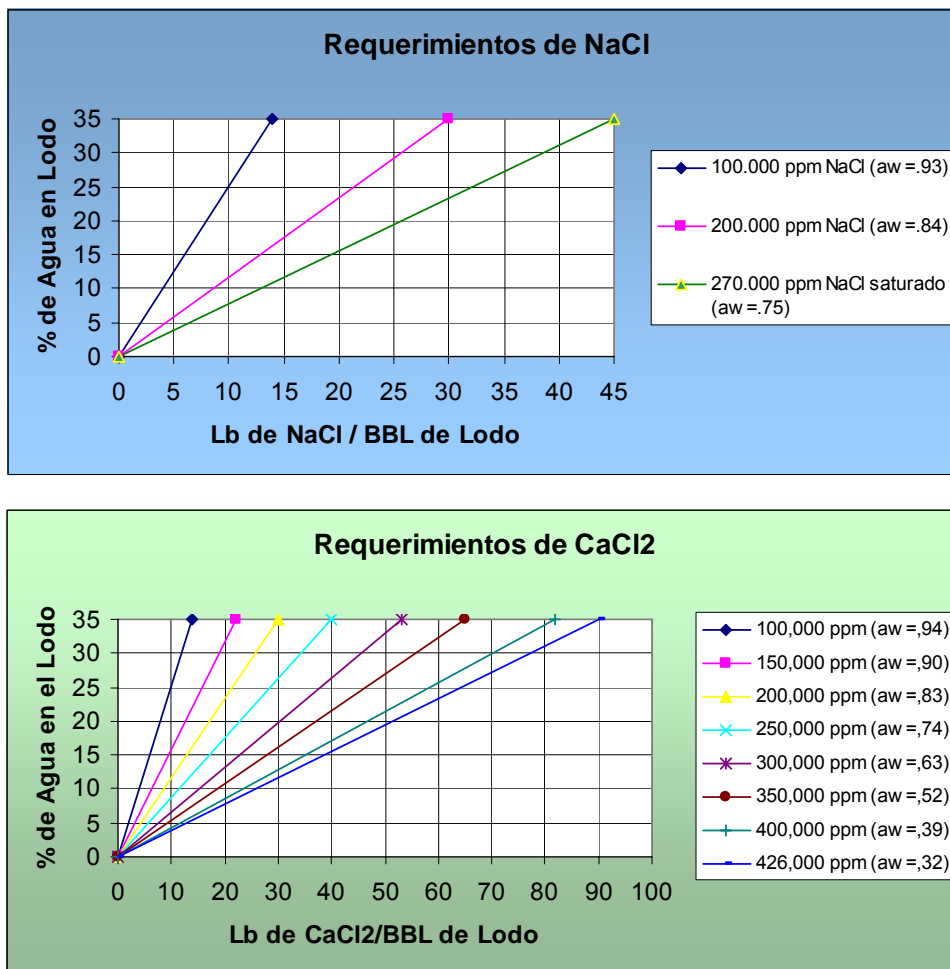


Figura 2.1. Arriba) Requerimientos de NaCl por barril. Abajo) Requerimientos de CaCl₂ por barril. Tomado de Bourgoyne (1991)

2.2.2 Lodos Base Agua Mejorados

Los OBM y los fluidos sintéticos son generalmente considerados como las opciones más confiables para perforar formaciones problemáticas y trayectorias de pozos difíciles.

Aparentemente, estos fluidos tuvieron éxito donde los lodos base agua convencionales fallaron. Sin embargo, las presiones ambientales y económicas, favorecieron fuertemente el reemplazo de OBM y sintéticos por WBM mejorados.

En los lodos base agua, no existen presiones de entrada al capilar ni película semipermeable promoviendo el flujo osmótico altamente eficiente. Sin embargo, un sistema fluido/shale puede adquirir algún grado de perme-selectividad y puede ocasionar flujo osmótico si existe una diferencia de velocidad entre las moléculas de agua y las especies de solutos.

Ya existe una diferencia en movilidad entre el agua y los solutos (iones) en solución "libre", como es indicado por la constante de autodifusión más alta del agua con respecto a los coeficientes de difusión de iones hidratados, electrolitos, (cationes y aniones que se mueven en pares) y otros solutos como se muestra en la tabla 2.2

La movilidad de un soluto en solución libre es una función de su masa, radio medio (hidratado), valencia, estado de concentración/disociación, y la viscosidad, constante dieléctrica y temperatura del solvente.

Como ejemplo del mejoramiento de las propiedades inhibitoras de los lodos base agua, se mostrarán dos ejemplos con el fin de ilustrar el comportamiento de estos lodos ante formaciones problemáticas.

Tabla 2.2. Constante de difusión de iones hidratados, electrolitos y otros solutos.

Tomado de Olaya (2001).

Catión	Const. Difusión $D_0 \cdot 10^{10}$ (m ² /s)	Catión	Const. Difusión $D_0 \cdot 10^{10}$ (m ² /s)	Anión	Const. Difusión $D_0 \cdot 10^{10}$ (m ² /s)	Soluto	Const. Difusión $D_0 \cdot 10^{10}$ (m ² /s)	Soluto	Const. Difusión $D_0 \cdot 10^{10}$ (m ² /s)
H ⁺	93.1	Ba ²⁺	8.46	OH ⁻	52.8	N ₂ O	24.5	KI	19.99
Li ⁺	10.3	Pb ²⁺	9.25	F ⁻	14.7	HCl	33.36	CsCl ₂	20.44
Na ⁺	13.3	Cu ²⁺	7.13	cr	20.3	HBr	34.00	CaCl ₂	13.35
K ⁺	19.6	Fe ²⁺	7.19	Br ⁻	20.8	Lid	13.66	BaCl ₂	13.85
Rb ⁺	20.7	Cd ²⁺	7.17	'''	20.4	LiBr	13.77	LaCl ₃	12.93
Cs ⁺	20.5	Zn ²⁺	7.02	HCO ₃ ⁻	11.8	NaCl	16.10	M260	1.37
Be ⁺	5.98	Ni ²⁺	6.79	NO ₃ ⁻	19.0	NaBr	16.25	M625	2.92
Mg ²⁺	7.05	Fe ³⁺	6.07	SO ₄ ²⁻	10.6	NaI	16.14	M1250	2.40
Ca ²⁺	7.92	Cr ⁺	5.94	CO ₃ ²⁻	9.22	KCl	19.93	M1470	2.26
S ⁺	7.90	Al ³⁺	5.95			KBr	20.16	M3300	1.33

➤ Lodos Base Potasio.

Son de hecho, lodos KCl. Los cationes de potasio se ajustan al tamaño de los cationes intercambiables. Debido a que son menos hidratables que los cationes clásicos, ellos deshidratan e "illitizan" las smectitas, produciendo así, el endurecimiento del shale. Esto es particularmente cierto para shales suaves. Para shales duros, el efecto de "colapso" de los iones de potasio o las disoluciones inducidas por los aniones de cloruro pueden ocasionar que la roca se quiebre, aumente la permeabilidad, y finalmente, aumente la difusión de presión de poro.

Se ha observado que el intercambio catiónico del potasio por los iones de Na y de Ca en la montmorillonita o arcillas interlaminares ocasiona que la arcilla se hidrate a un menor grado. Las montmorillonitas de potasio tienden a ser no expandibles después de un ligero calentamiento o después de ciclos de secado y mojado (O'Brien, 1973).

Cuando el potasio esta presente en las soluciones originales de las cuales son formadas las arcillas montmorillonitas, este es mantenido con una energía de enlace más grande que otros cationes intercambiables. Además, hay una adsorción selectiva de potasio por las arcillas con relación a otros cationes específicos.

Estas características de las interacciones de los iones de potasio y amonio con las superficies de las arcillas pueden notarse por dos efectos: tamaño iónico y energía hidratacional. Ambos iones son del tamaño apropiado para ajustarse apretadamente dentro de los espacios entre las láminas en el paquete de arcilla (Ver tabla 1.3). Los diámetros iónicos del potasio y el amonio son 2.66 y 2.86 Å respectivamente, ambos muy cercanos a la distancia disponible entre láminas que es de 2.8 Å. Un catión de un tamaño ligeramente más pequeño que 2.8 Å es deseable para permitir una compactación cristalina.

➤ **Lodos Polímero.**

Cuando un shale es penetrado por la broca, se liberan los esfuerzos in situ horizontales sobre las paredes del hueco y el shale absorbe agua del fluido de perforación. Esta adsorción de agua puede ocasionar la formación de una masa plástica pegajosa, mientras que en otros casos se puede producir solo astillamiento. Las composiciones minerales pueden no ser drásticamente diferentes en estos dos shales, pero el contenido de humedad, contenido de arcilla total, grado de compactación, y morfología podrían diferir considerablemente. Sin embargo, la solución para controlar ambos shales, puede consistir en el recubrimiento de la superficie expuesta con una película protectora. Esta protección puede provenir de la adsorción de polímeros orgánicos relativamente grandes para formar lo que podría ser llamado una barrera de inhibición. Lo cual parece ser más un efecto de bloqueo o de obstrucción, retardando el intercambio base y la hidratación

El principal mecanismo de inhibición de los lodos base polímero es que actúan manteniendo las partículas juntas, lo cual previene que los shales dispersos (u otros shales donde se presente alguna disolución) sean fácilmente erodados por la hidráulica.

La composición básica de estos lodos es usualmente una combinación de varios o todos estos materiales: agua fresca o agua salada, cloruro de potasio, polímero inhibidor (usualmente una poliacrilamida), polímero para dar viscosidad (a menudo el tipo xantana producido bacteriamente), bentonita prehidratada, almidón estabilizado o un CMC, potasa cáustica o soda cáustica, y otros aditivos tales como lubricantes.

A continuación se presenta un listado de los aditivos estabilizadores más utilizados en la industria (Van Oort, 1997).

SALES

Cloruro de Potasio (KCl)

Cloruro de Sodio (NaCl)

Cloruro de Calcio/Bromuro de CaCl_2 , CaBr_2)

Sales de Formato/Acetato (MCOOH , MCH_3COOH . $\text{M} = \text{Na}^*$, fC , Cs^*)

CATIONES

PHPA

Asfáltenos, Gilsonitas, Grafitos

Sacariotes, Metilglucosa

(Poli) aUcennas S (Poli) qlícoles

Sistemas Mezclados de Sales y Poli

Silicatos

3. INTERACCIÓN FLUIDO - ROCA

Las formaciones arcillosas constituyen el 75% de las formaciones perforadas y causan el 90% de los problemas de estabilidad de pozo. El costo de estos problemas es cercano a los 500 millones de dólares por año (Huang, 1996). Las formaciones geológicas presentan una compleja composición mineralógica, que al interactuar con el fluido de perforación es a menudo la causa de problemas de estabilidad de pozo. Encontrar el fluido de perforación óptimo para tales condiciones es todo un reto.

Los problemas que se derivan de esta interacción incluyen el colapso de pozo, pega de tubería, pobre limpieza de hueco, ensanchamiento de las paredes del pozo, fracturamiento y pérdida de circulación, entre otros. Estos problemas son causados principalmente por el desbalance creado entre la resistencia de la roca y el estado de esfuerzos cuando se perfora un pozo.

Un elemento que distingue los shales de otras rocas es su sensibilidad a ciertos constituyentes del fluido de perforación, particularmente el agua. La estabilidad en shales esta afectada por propiedades tanto de la roca (p.ej. mineralogía, porosidad) y el fluido en contacto con ella (p.ej. mojabilidad, densidad, salinidad). La existencia de fisuras, fracturas y planos débiles de estratificación, pueden también desestabilizar el shale conforme el fluido de perforación los penetra.

Esto requiere mejor comprensión de los mecanismos que causan inestabilidad para seleccionar el fluido adecuado y prevenir la inestabilidad. Las principales fuerzas químicas que interactúan en las partículas del shale, y que se ven afectadas al perforar son: atracción de Van der Waals, repulsiones electrostáticas y fuerzas de repulsión y atracción debido a

cambios en el contenido de agua en arcillas e iones presentes en los espacios interlaminares (Ver figura 3.1).

El esfuerzo efectivo en cualquier punto en o cerca de la pared del pozo se describe, generalmente, en términos de los tres componentes principales, radial, tangencial y axial. Los parámetros controlables que influyen el estado de esfuerzos durante la perforación son el fluido de perforación, el peso del mismo, la trayectoria del pozo y las practicas de perforación. Por ejemplo, el esfuerzo radial aumenta con el peso del lodo y esto hace que disminuya el esfuerzo tangencial, causando inestabilidad mecánica, la cual puede prevenirse restaurando el balance esfuerzo-resistencia por medio de un ajuste del peso del lodo y la densidad de circulación efectiva (ECD).

El problema de estabilidad química, de otro lado, depende del tiempo a diferencia de la inestabilidad mecánica. La inestabilidad química obedece a un complejo fenómeno que involucra la composición, estructura y propiedades de la roca, así como del lodo, destacándose la ósmosis como el fenómeno característico de interacción entre ellos.

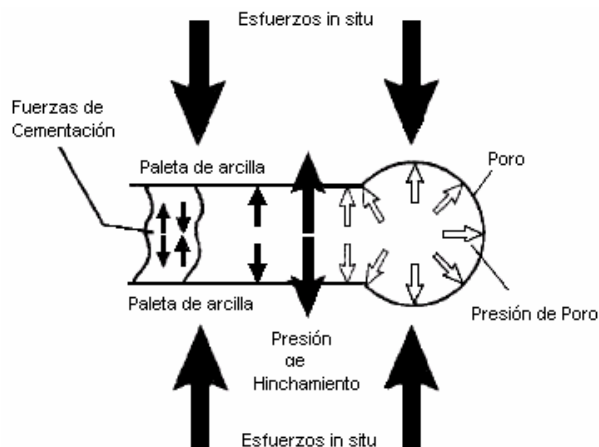


Figura 3.1 Interacción entre las fuerzas que afectan las partículas de las rocas arcillosas. Tomado de Van Oort (1997).

3.1 El Fenómeno Osmótico

Ósmosis. Cuando dos soluciones de diferente concentración están separadas por una membrana semipermeable, el solvente de la solución de menor concentración tiende a pasar a la solución de mayor concentración (Ver figura 3.2).

En los shales, la ósmosis es el proceso por medio del cual el agua puede migrar a través de los poros entre dos puntos de diferentes actividades, mientras que los iones hidratados no pueden ó están substancialmente impedidos (Fam, 1998). Si la ósmosis se presenta, se dice que el medio poroso se comporta como una membrana “semipermeable” (debido a su tamaño de poro muy pequeño, y a la superposición de campos eléctricos de las paletas de la arcilla), donde la dirección de flujo depende principalmente de la actividad de la fase acuosa en el lodo y en los poros de la shale.

De acuerdo con el principio de Lechatelier, el agua tenderá a minimizar el desbalance en la actividad y migrará de regiones de alta actividad a regiones de baja actividad (Mody, 1993). Así, en ausencia de otras fuerzas motrices, la dirección del flujo de agua será de las regiones menos salinas a las más salinas. Por lo tanto, el lodo debería poseer una actividad menor que la del fluido de poro, lo cual puede lograrse adicionando sales (p.ej. NaCl, KCl, CaCl₂) al lodo para disminuir su actividad. Esto se explica debido a que si una solución se encuentra más concentrada que otra, los iones disueltos tienden a mantener el agua atrapada en la solución disminuyendo así su fugacidad, por lo tanto, la otra solución tiene mayor tendencia a la fuga, esta tiende a fluir en dirección de la solución más concentrada con el fin de igualar las concentraciones, en términos prácticos, como se mencionó en el capítulo 2, esto se puede expresar en términos de actividades, donde la solución más

concentrada tendrá un valor de actividad menor que la solución más diluida. El agua pura tiene un valor de actividad de 1, y toda solución con iones disueltos tendrá una actividad menor variando así los valores de actividad entre 0 y 1.

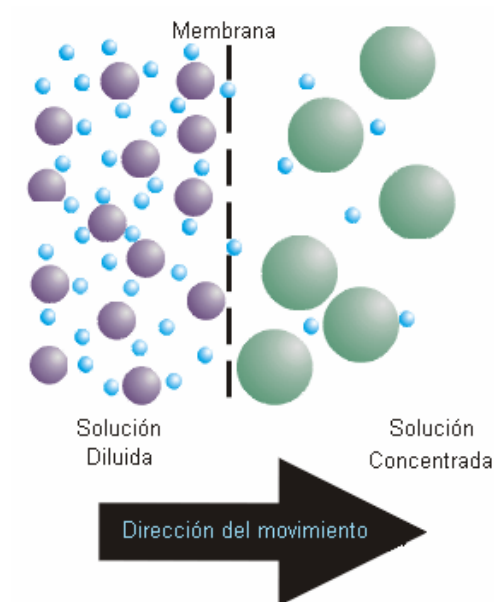


Figura 3.2 Representación del flujo de agua debido al fenómeno de ósmosis.

La energía libre, G , de un sistema dado es una función de la temperatura, T , la presión, p , y el número de moles, n_i , de cada componente presente:

$$G = f(T, p, n_1, n_2, \dots, n_i, \dots).$$

El cambio en la energía libre con T , p y n_i está dado por

$$dG = \frac{\partial G}{\partial T} dt + \frac{\partial G}{\partial p} dp + \frac{\partial G}{\partial n_i} dni \quad 3.1$$

En esta expresión termodinámica las derivadas parciales tienen los siguientes significados:

$$\frac{\partial G}{\partial T} = -S \quad (\text{entropía}), \quad \frac{\partial G}{\partial p} = V \quad (\text{volumen}) \quad \text{y} \quad \frac{\partial G}{\partial n_i} = \mu_i \quad (\text{potencial químico}).$$

En dos puntos de un sistema cerrado, 1 y 2, la condición para equilibrio térmico es $T_1 = T_2$ y la condición para equilibrio mecánico es $p_1 = p_2$ y de igual manera la condición de equilibrio químico para el componente i es $\mu_{i_1} = \mu_{i_2}$.

Si existe un balance en el potencial químico entre los dos puntos del sistema (en el caso de la perforación el fluido de perforación y el shale), no habrá flujo o transferencia ni de agua ni de iones. El potencial químico de una solución se describe como:

$$u_i = RT \ln f_i + B(T) \quad 3.2$$

Donde R es la constante de los gases, T es la temperatura absoluta en °K, f_i es la fugacidad y B(T) es una constante para una sustancia a una temperatura dada (Osisanya, 1996. Chenevert, 1998. Olaya, 2001).

Si hay un exceso en el potencial químico del agua en una roca (a una temperatura fija, T), esto puede ser escrito como el potencial químico del agua en la roca (u) menos el potencial químico del agua en su estado estándar (u_0), o como la formula:

$$u - u_0 = RT \ln f + B(T) - [RT \ln f_0 + B(T)] = RT \ln \frac{f}{f_0} \quad 3.3$$

La proporción de fugacidad f/f_0 puede ser reemplazada por la relación de presiones de vapor P/P_0 donde P es la presión de vapor del agua en la roca y P_0 es la presión de vapor del agua en su estado estándar, por lo tanto la ecuación queda

$$u - u_0 = RT \ln \frac{P}{P_0} \quad 3.4$$

Este flujo inducido por diferencia en los potenciales químicos, causa una presión sobre la membrana semipermeable que se conoce como presión osmótica, la presión osmótica es la presión requerida para prevenir que el agua fluya a través de una membrana semipermeable de una solución de baja salinidad a una solución de alta salinidad (Olaya, 2001).

Si se asume que el líquido es incompresible, el potencial de presión osmótica del agua (P_π) es relacionado con el potencial químico por la ecuación

$$u - u_0 = VP_\pi \quad 3.5$$

Donde V es el volumen molar parcial del agua en litros/mol. Si se igualan las ecuaciones anteriores se tiene:

$$P_\pi = \frac{RT}{V} \ln \frac{P}{P_0} \quad 3.6$$

Esta ecuación permite calcular el potencial de presión osmótico teórico (P_π) del líquido dentro del shale por la medida de la presión de vapor relativa P/P_0

del agua dentro del shale (Osisanya, 1996. Chenevert, 1998). Para que la presión osmótica desarrollada sea igual al potencial osmótico teórico, debe existir una membrana perfecta (previene el paso de iones).

Cuando se determina el potencial de energía acuoso, es suficiente determinar el potencial químico de equilibrio neto del agua en la roca, considerado como una unidad. Esto se hace determinando la presión de vapor relativa acuosa (humedad relativa) en el equilibrio con el fluido dentro de la roca y luego relacionar esta cantidad medida al potencial de presión osmótica del agua en la roca. Así se determina el potencial de presión osmótico promedio del agua.

La ecuación 3.6 muestra que si la presión de vapor relativa acuosa del líquido en la roca es menor de uno, existe un potencial de presión osmótica negativo, cuya magnitud está relacionada al logaritmo de la presión de vapor relativa. Esta presión se cree que es igual a la presión de succión, la cual es igual (pero opuesta en signo) a la presión de hinchamiento que se puede desarrollar bajo condiciones de membrana ideal (Olaya, 2001).

La actividad del agua en el shale puede ser escrita como:

$$u - u_0 = RT \ln(a_w) \quad 3.7$$

Combinando esta ecuación con las ecuaciones 3.4 y 3.5 se tiene que:

$$P_\pi = \frac{RT}{V} \ln(a_w) = \frac{RT}{V} \ln \frac{P}{P_0} \quad 3.8$$

Donde se observa que la actividad es la relación de presiones de vapor entre la solución y el agua pura, esto se ve reflejado en la siguiente ecuación (Chenevert, 1970b, 1998., O'Brien, 1973), resultado de la solución de la ecuación anterior.

$$a_w = \frac{P}{P_0} \quad 3.9$$

Puesto que las moléculas de agua en el shale están en un estado de energía reducido (debido a la presencia de iones y superficies cargadas de las arcillas), y el agua pura está en un estado de energía más alto, la presión de vapor por encima del shale es menor que la presión de vapor por encima del agua pura. Por lo tanto, $P_0 > P$, de aquí que el potencial de presión osmótica sea una cantidad negativa y se puede tomar como una succión. A medida que el agua es atraída dentro del shale, el potencial osmótico llega a ser más positivo (alcanzando a la del agua) y se refleja en la superficie del shale como una presión de hinchamiento positiva.

Para un sistema cerrado de dos fases que contienen fluido de perforación en una fase y shale saturado con agua en la otra, la ecuación 3.8 para el potencial de presión osmótica (P_π) dentro del shale puede ser escrito como:

$$P_\pi = \frac{RT}{V} \ln \frac{a_w}{a_{df}} \quad 3.10$$

Donde a_{df} es la actividad del fluido de perforación y a_w es la actividad del agua en el shale. Esta expresión se puede aplicar para calcular la presión osmótica generada cuando un shale contacta un fluido de perforación con

una actividad diferente (Chenevert, 1970, 1998. Osisanya, 1996. Huang, 1996. Lomba, 2000b).

El efecto de esta presión que se genera debido a diferencias en el potencial químico de las dos soluciones, se refleja en el cambio del estado de esfuerzos iniciales de la roca debido a redistribución por la hidratación o deshidratación de la roca. Tomando en cuenta la teoría del esfuerzo efectivo desarrollada por Terzaghi en Chenevert (1998) se tiene que:

$$\bar{\sigma} = \sigma - P_h \quad 3.11$$

Donde el esfuerzo efectivo total es igual al esfuerzo normal menos la presión de poro hidráulica. Esta teoría es desarrollada para rocas clásticas, las cuales no contienen elementos laminares que desarrollen potenciales de presión osmótica. Para rocas arcillosas, es necesario adicionar el potencial de presión osmótico (P_π) a la presión de presión hidráulica (P_h), por lo tanto la presión de poro efectiva total puede ser obtenida de la siguiente manera

$$P_T = P_h + P_\pi \quad 3.12$$

Si la roca es arcillosa como los shales y queremos calcular el esfuerzo efectivo es necesario que la formula quede de la siguiente manera:

$$\bar{\sigma} = \sigma - P_h - \frac{RT}{V} \ln \frac{P}{P_0} \quad 3.13$$

Si se toma en cuenta el término “ α ” (constante de Biot), la cual toma en cuenta el área de contacto entre los granos sobre los cuales la presión de poro no actúa; se tiene:

$$\bar{\sigma} = \sigma - \alpha \left[P_h - \frac{RT}{V} \ln \frac{P}{P_0} \right] \quad 3.14$$

Sin embargo, estudios más detallados como el realizado por Yew et al (1990) y Huang (1996), demuestran que la relación entre la presión generada por la interacción química, las propiedades mecánicas de la roca (por ejemplo la resistencia) y la distribución de esfuerzos alrededor del pozo, requieren de un análisis mucho más detallado, debido a que es necesario tener en cuenta variables como la fuerza hidráulica del fluido de perforación, la actividad química, la eficiencia de membrana, la presión osmótica y los procesos de transmisión de presión de poro, cambios en el contenido de agua y desarrollo de hinchamiento en el shale.

3.2 Potencial Acuoso Total del Fluido del Pozo

El principal factor que contribuye al potencial acuoso total del pozo es la presión hidráulica, causada principalmente por los efectos de densidad del fluido. Cuando hay presencia de sales en un fluido de perforación, ellos crean potenciales osmóticos que son negativos, y por lo tanto bajan el potencial acuoso total. En la mayoría de los casos, estos efectos no duran debido a que los iones no están restringidos completamente al fluido del pozo por una membrana semipermeable.

3.3 Potencial Acuoso Total de los Shales

La fuerza conductora involucrada en el transporte de agua (para condiciones de overbalance cero) es el gradiente de potencial químico a través de la membrana, el cual está relacionado generalmente a la diferencia en la concentración de soluto (sal), (actividad al agua) (Mody, Hale, Van Oort, Tan).

Este potencial es difícil de medir. Las herramientas de registros que miden las presiones hidráulicas en formaciones altamente permeables no pueden detectar las presiones de poro del shale, principalmente debido a la permeabilidad extremadamente baja de los shales. El tiempo (días) requerido para que el fluido fluya desde el shale al sensor es excesivo.

Las contribuciones de las cargas de superficie de las arcillas al potencial acuoso total son mayores. Ellas interactúan con el agua y los iones, producen grandes potenciales adsorptivos y reducen bastante las presiones de poro efectivas (potenciales acuosos totales). El principal elemento que determina la influencia de tales fuerzas adsorptivas es el esfuerzo de compactación de Overburden (esfuerzo de sobrecarga). A medida que las superficies de las arcillas son forzadas a permanecer juntas (compactación), el agua es expulsada y aumenta la concentración de cargas en la superficie de las arcillas, reduciendo por lo tanto el potencial acuoso total y aumentando por consiguiente el potencial adsorptivo de la roca (Chenevert, 1970a).

El potencial acuoso total de un shale no permanece constante a medida que este absorbe agua. A medida que el fluido se mueve dentro del shale, las arcillas se separan debido al hinchamiento y los factores que conforman el potencial acuoso total en el shale, se mueven continuamente hacia el equilibrio con el fluido del pozo.

Si el potencial químico del fluido de perforación es más bajo que el potencial de la formación, se puede inducir el flujo del fluido de poro desde la formación hacia el pozo, lo cual ocasiona una reducción de la presión de poro cerca de la cara del pozo. Esto a su vez ocasionará un incremento en la efectividad del esfuerzo que ejerce el fluido de perforación sobre la cara del pozo ocasionando una condición más estable (Olaya, 2001), siempre y cuando la deshidratación de la roca no sea excesiva.

Sin embargo, la presión osmótica en el equilibrio final, no solo depende de la diferencia en la actividad del fluido de perforación y el shale sino que depende además del coeficiente de reflexión. Para una membrana semipermeable ideal, el coeficiente de reflexión es igual a la unidad indicando que todo el soluto es retenido por la membrana y sólo las moléculas de agua pueden pasar a través de la membrana. Cuando el coeficiente de reflexión (eficiencia de membrana) es igual a cero, no hay flujo osmótico y el soluto y el solvente pueden fluir libremente a través de la membrana (Chenevert, 1998. Olaya, 2001).

La realidad de la naturaleza “semipermeable” del shale, parece ser un punto clave, aunque la noción de eficiencia de membrana en las shales es un concepto nuevo en la industria del petróleo, Talal Al-Bazali (2003) realizó un estudio que combinó los enfoques eléctrico e hidráulico para comprender el comportamiento de la membrana en el shale. Autores como Osisanya (1996), Chenevert (1998) y Lomba (2000a), han encontrado que los shales no actúan como membranas semipermeables ideales, entonces, definieron un nuevo concepto para describir este comportamiento denominado eficiencia de membrana.

La eficiencia de membrana es una medida de cómo los shales pueden prevenir el movimiento iónico, la eficiencia es una función tanto del lodo como de la formación, y se calcula empleando la ecuación 3.15

$$\sigma = \frac{\Delta P}{\Delta \pi} \quad 3.15$$

Donde σ es la eficiencia de la membrana, ΔP es la caída de presión real y $\Delta \pi$ es la presión osmótica teórica.

La presión osmótica $\Delta \pi$ es generada por solutos (sales como el CaCl_2 y formatos) que bajan la actividad del agua del fluido de perforación. La manipulación y optimización de la eficiencia de la membrana se puede alcanzar a través de sus dependencias sobre los parámetros del fluido y el shale.

Si $\Delta \pi > \Delta P$, el flujo osmótico vence la invasión hidráulica y ocurre un flujo neto de agua fuera del shale, causando que las presiones de poro cerca al pozo y el contenido de agua disminuyan (Olaya, 2001). Claramente, el shale podría no sólo ser estabilizado durante la deshidratación por WBM de baja actividad, sino que de hecho podría ser fortalecido y podría originarse un estado de esfuerzos en la cara del pozo más favorable para la estabilidad mecánica.

Debido a la superficie negativa de la arcilla, los cationes absorbidos son restringidos y no están libres para difundirse. Siempre que las dobles capas o partículas adyacentes se sobrelapen, el desarrollo de las diferencias de concentración entre la superficie de la arcilla y el agua intersticial, ocasionan gradientes de presión osmótica.

Debido a que los cationes de la superficie no se mueven libremente, el gradiente de presión osmótica no será satisfecho por el movimiento de los cationes de superficie, sin embargo, el movimiento de agua fresca o movimiento de iones puede reducir el gradiente de presión osmótica. La toma de agua resultara en "hinchamiento" o, cuando está bajo esfuerzos, ocasionará un aumento de la presión de poro. La toma relativa de iones o remoción de agua también resultará en reducción del gradiente osmótico entre el agua intersticial y el agua cerca de la superficie.

Simpson (2000), considera que un fenómeno ligado a la ósmosis química (explicada anteriormente) y a la eficiencia de membrana es la ósmosis por difusión (factor no reconocido en la estabilidad de shales).

Muchos estudios han documentado dos fuerzas impulsoras involucradas en la transferencia de agua y otras sustancias en el fondo del pozo: El diferencial de presión hidráulica y la fuerza osmótica química pero generalmente se ha desconocido otra fuerza impulsora, la ósmosis por difusión, la cual está determinada por la diferencia de concentraciones de los solutos del fluido de perforación y de las shales. La ósmosis por difusión resulta de la transferencia de solutos y agua asociada de alta a baja concentración de cada especie, contraria al flujo de agua en la ósmosis química. Si la fuerza osmótica por difusión excede la fuerza osmótica química, la invasión de iones y agua pueden aumentar la presión del poro y el contenido de agua de las shales cerca de la cara del pozo. Adicionalmente, los iones invasores pueden causar reacciones de intercambio catiónico que alteran la estructura de las arcillas en las shales.

Esta ósmosis por difusión se opone a la ósmosis química, la cual causa desplazamiento de agua de soluciones diluidas (alta actividad del agua) a soluciones más concentradas (menor actividad del agua). La ósmosis por

difusión y la ósmosis química avanzan simultáneamente, la ósmosis química es más efectiva en formaciones compactas que exhiben alta capacidad de intercambio catiónico mientras que la ósmosis por difusión se favorece por la menor compactación y menor capacidad de intercambio catiónico. Cuando se considera la ósmosis por difusión como, las interacciones de lodos base agua y formaciones arcillosas se vuelve aún más complejas debido a que cada especie de soluto tanto en el lodo como en el fluido del shale se convierte en un factor a considerar. La transferencia de soluto y agua no solo depende de la concentración relativa de cada soluto en el lodo y el fluido del poro, sino también de la selectividad (de iones) de la interfase lodo/shale a condiciones de fondo.

El agua y los solutos pueden transferirse del lodo base agua al shale mediante ósmosis por difusión, aún cuando no exista diferencial de presión (la presión inicial de la shale y el pozo son iguales, ó aún si la fuerza osmótica química predomina la ósmosis por difusión puede causar la invasión de solutos al shale y crear inestabilidad.

En ciertas situaciones, la adición de una sal al lodo base agua para reducir la actividad puede causar un incremento en la fuerza osmótica difusiva (Olaya, 2001).

Resumiendo, los mecanismos potenciales de transporte se presentan en la tabla 3.1

Estos mecanismos difieren en términos de magnitud e importancia dependiendo de la estructura y tamaño de garganta de poro, y la tortuosidad de la matriz del shale.

Tabla 3.1 Potenciales mecanismos de transporte de agua e iones en el shale.
Tomado de Olaya (2001).

MECANISMO	FUERZA CONDUCTORA	ESPECIES MOLECULARES
Transporte osmótico (Difusión)	Potencial químico del agua	Agua dentro o fuera del shale
Osmosis Inversa	Diferencia de presión hidráulica (Peso del lodo - Presión de poro)	Agua dentro del shale
Flujo Hidráulico	Diferencia de presión hidráulica (Peso del lodo - Presión de poro)	Agua bulk (cationes, aniones y agua), principalmente dentro del shale
Comunicación abierta (Difusión)	Potencial Químico de iones y agua	iones y agua dentro o fuera del shale.

En el caso de sistemas base agua, las energías libres molares de todos los constituyentes dentro de la formación y el fluido de perforación proveen los mecanismos que ocasionan la transferencia de las diferentes especies (agua, cationes, aniones, etc.). Además las diferencias de presión hidráulica (peso del lodo - presión de poro) están en comunicación puesto que no existe tensión interfacial entre los shales mojados por agua y los WBM. La suma de estas fuerzas conductoras ocasiona un flujo neto, el cual asumiendo que no hay cambio en la matriz de la roca, debe llegar al equilibrio basado estrictamente en los dos mecanismos establecidos anteriormente.

3.4 Principales Problemas debido a la Interacción

Debido a los tipos de interacción mencionados, las rocas arcillosas se desestabilizan y pueden generar graves problemas durante la perforación e incluso pueden llegar a la pérdida del hueco. A continuación se explicará de

forma breve los principales problemas que se presentan cuando el fluido de perforación interactúa con este tipo de rocas.

Se puede establecer una clasificación de los shales en términos de dureza que es muy útil en el momento de relacionar la roca con los problemas que esta genera. Los shales blandos (arcillolita/lodolita) tienden a ser relativamente jóvenes y están usualmente ubicadas cerca de la superficie. Los shales más duros son más viejos y usualmente enterrados a mayor profundidad. Cada tipo puede asociarse con un conjunto particular de problemas de erosión, tight hole y bit balling por shales blandos, los shales duros ó frágiles sufren más de derrumbes (cavings) y ovalización (breakouts) repentinos debido a fallas en la pared del pozo. Cuando se atacan problemas de perforación en shales, deberían tenerse en cuenta siempre aspectos químicos y mecánicos. A continuación se presenta un breve resumen de los puntos claves:

3.4.1 Anillos de Lodo (Mud Rings)

Los ripios blandos se pueden aglomerar en el anular para formar una especie de anillo que impide el flujo de lodo y el transporte de ripios. El anillo de ripios puede migrar hacia arriba ó hacia abajo dependiendo del flujo de lodo, y puede llevar al bloqueo de las líneas de flujo. La restricción de ripios podría conducir en última instancia a la ocurrencia de pack off (empaquetamiento).

Este fenómeno tiende a presentarse sólo con lodos base agua y sus síntomas son:

- Incremento en la presión de la bomba conforme el anular se bloquea parcialmente.
- Reducción en las tasas de flujo de ripios, lo cual se observa en la zaranda.
- Incremento en el torque debido al efecto de freno del mud ring.

Para prevenir este problema se debe:

- Emplear suficiente lodo de inhibición para evitar ripios pegajosos.
- Circular para limpiar el anular antes de los viajes.
- Usar líneas de flujo de gran diámetro.
- Evitar excesiva ROP y asegurar buena limpieza del hueco para evitar incremento excesivo de ripios.

3.4.2 Hueco Reducido (Tight Hole)

El “Tight hole” es el resultado de una reducción en el pozo por medios mecánicos y/o químicos, debe entenderse como completamente diferente al “exceso de arrastre”. Se puede detectar por aumento en el torque, alta presión en la bomba y dificultad para retirar la tubería. Los shales pueden hincharse, causando la reducción del diámetro del pozo. Esto es común en shales blandos debido a que es frecuente su alto contenido de minerales hidratables. Puede presentarse cierto retraso en el tiempo (las sales se toman cierto tiempo en reaccionar). Así la broca puede quedar libre durante la perforación, pero posteriormente podría dificultar el bombeo y/o salida de tubería del hueco. Las altas presiones de poro pueden contribuir también al tight hole. Sin embargo, su papel de nuevo es generalmente más significativo en las shales más duras y enterradas a mayor profundidad.

Para prevenir este problema, se recomienda:

- Emplear lodo inhibido.
- Aplicar el peso de lodo necesario para balancear los esfuerzos en el fondo.
- Emplear salinidad suficiente cuando se utilice lodo base aceite.
- Hacer viajes de limpieza regulares.
- Emplear el aditivo lubricante apropiado en pozos desviados.
- Minimizar el tiempo de exposición de hueco abierto (diseño del casing).

3.4.3 Erosión (Washout)

Este es el resultado de la naturaleza dispersiva de los shales reactivos, conduce al ensanchamiento del hueco. El efecto está principalmente asociado con lodos base agua y es raro en lodos base aceite. En una misma sección, es posible que se presenten zonas de washout y tight hole simultáneamente. El washout puede llevar a problemas de limpieza del hueco y corridas de registros en el pozo, además de pobres trabajos de cementación, etc. Se caracteriza por el incremento en el volumen de ripios, la dificultad de la corrida en el hueco debido a salientes, pobre limpieza del hueco que conduce al packing-off del ensamble de fondo de pozo y problemas direccionales.

Para este problema es recomendable:

- Establecer la reactividad del shale antes de perforar.
- Seleccionar el nivel apropiado de inhibición del lodo.
- Emplear lodo con buenas propiedades de limpieza.
- Mantener circulando el lodo para evitar deslizamiento de ripios.
- Retirar la tubería lentamente para minimizar presiones de suabeo.

3.4.4 Embolamiento de la Broca (Bit Balling)

Algunos shales se pueden adherir al ensamble de fondo de pozo (BHA) causando el atascamiento de la broca, los estabilizadores y los drill collars. Esto es más probable en secuencias de shales blandos y firmes y especialmente en secuencias de shales plásticos y cuando se emplean lodos base agua pobremente inhibidos. El bit balling es muy raro en lodos base aceite. Sus síntomas son: Incremento en la presión de la bomba conforme las líneas se bloquean, tasa de perforación (ROP) reducida debido a broca entrampada, menos ripios que llegan a la zaranda (menor ROP y/o posibles bloqueos), zaranda bloqueada indica arcilla con tendencia al entrampamiento, vías de flujo restringidas y posible pega de tubería.

Este problema es bien conocido en campo (Sanjit, 1992), el método más sencillo para reducirlo es contar con el suficiente lodo de limpieza para retirar los ripios tan pronto se produzcan. De manera alterna, se ha propuesto una modificación de la estructura de la broca que consiste en establecer un máximo de espacio libre entre los dientes y el cuerpo de la broca, removiendo tanto de la estructura de soporte como sea posible, y por lo tanto reduciendo las posibilidades de acumulación de escombros alrededor de la estructura de corte.

Para la prevención de este problema se ha acudido a métodos innovadores como el caso de la Electro-Ósmosis (Cooper, 1994), la cual no emplea compuestos tóxicos y debería ser de importancia significativa para su aplicación en campo. Esta técnica se vale de que las shales constan de láminas de silicatos cargadas con iones positivos tales como Na^+ , K^+ , Ca^{+2} y Mg^{+2} libremente intercalados, para que al aplicarles un potencial directo, sean atraídos hacia un cátodo cercano arrastrando agua con ellos. Esto conduce a la aparición de una delgada capa de agua en la interfase arcilla-cátodo, resultando en la pérdida de contacto y por lo tanto reduciendo la adhesión entre el cátodo y la arcilla. Para su aplicación en el pozo, la broca se carga negativamente, lo cual hace que el agua migre a través de la arcilla hacia la interfase broca-arcilla y reduzca la adhesión de la arcilla a la broca. Al compararse los resultados de la aplicación de esta técnica, se encuentra que el efecto es más benéfico cuando aumenta la tasa de penetración y que funciona en presencia de lodo base sal como en presencia de lodo base agua fresca, entre otras ventajas.

4. PRUEBAS DE LABORATORIO

Para obtener un entendimiento integral del fenómeno de ósmosis, y así predecir problemas de inestabilidad de pozo y poder prevenirlo, es necesario hacer uso de una serie de técnicas de laboratorio que permiten conocer la roca y su comportamiento ante diferentes fluidos de perforación.

Las pruebas se han dividido en dos grupos principales, el primero contiene las pruebas que suministran información acerca de la naturaleza de la roca y algunas de sus propiedades, el segundo grupo muestra la respuesta de la roca caracterizada anteriormente al contacto con diferentes fluidos.

El primer grupo de pruebas de laboratorio se encuentra compuesto por:

- Prueba de Azul de Metileno (MBT), esta prueba permite determinar el grado de reactividad de las muestras
- Difracción de Rayos X (DRX), permite conocer la composición mineralógica de las muestras, existen dos modalidades, Roca Total y Fracción Arcilla
- Prueba de Adsorción Isotérmica, arroja como resultado final el valor de actividad (tendencia a la fuga) del agua que se encuentra en la muestra de roca

En el segundo grupo de pruebas se encuentran:

- Prueba de Dispersión, determina que fluidos de perforación erosionan (disgregan) menos un determinado tipo de roca

A continuación se explicará la metodología de cada una de las pruebas mencionadas anteriormente las cuales fueron utilizadas en el presente análisis.

4.1 Prueba de Azul de Metileno (MBT)

Esta prueba permite determinar la capacidad de intercambio catiónico del shale utilizando azul de metileno.

Para la realización de esta prueba es necesario contar con los siguientes materiales de laboratorio (Ver figura 4.1):

1. Muestras del área a analizar.
2. Agua destilada.
3. Azul de Metileno.
4. Peroxido.
5. Ácido Sulfúrico.
6. Pipetas.
7. Estufa de deconvección.
8. Papel Filtro.

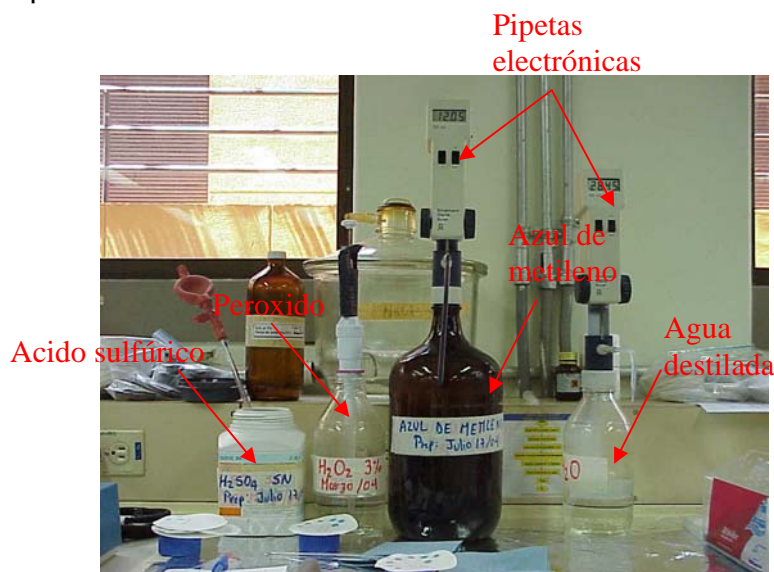
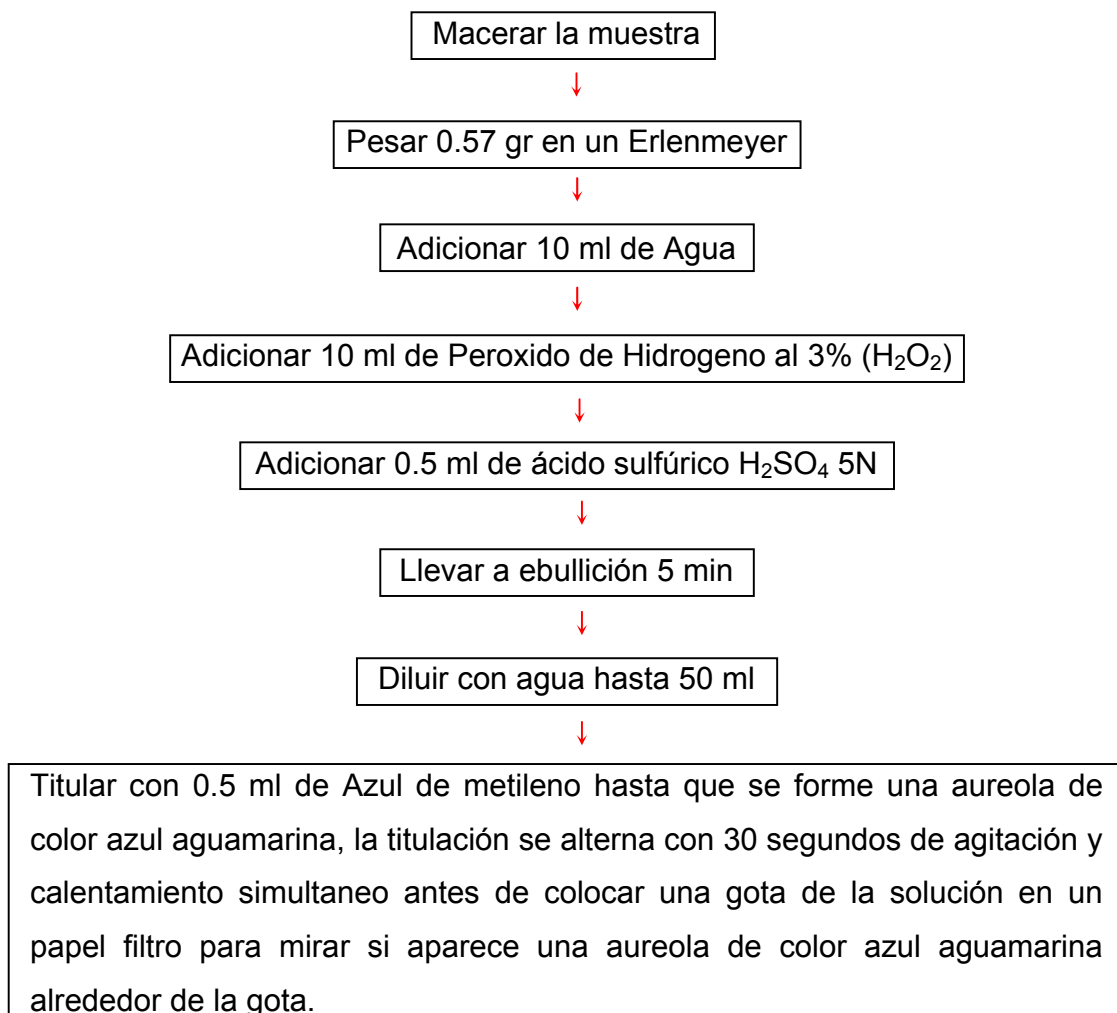


Figura 4.1. Equipos para la realización de la prueba de azul de metileno.

Después de tener estos instrumentos de laboratorio la prueba se realiza siguiendo la norma técnica del laboratorio de Tecnologías operacionales (PTE 14016).

La metodología para la realización de la prueba es la siguiente:



Una vez aparezca la aureola de azul de metileno alrededor de la gota que se aplica sobre el papel filtro, se registra la cantidad utilizada y se multiplica por 2.5 si se quiere reportar el resultado en términos de arcilla reactiva equivalente por cada 100 libras de shale, para reportar la capacidad de intercambio catiónico del shale por cada 100 libras de muestra se multiplica por 1.95.

En la figura 4.2, se muestra la forma gráfica de representar los resultados de este tipo de prueba cuando se reporta el resultado en términos de arcilla reactiva equivalente por cada 100 libras de shale (utilizado en este estudio), esta grafica se interpreta de la siguiente manera, cuando el valor se encuentra por encima de 15 (línea roja en el gráfico), son muestras catalogadas como muy reactivas, las que están cerca de la línea, son moderadamente reactivas, y las que están considerablemente por debajo, son poco o nada reactivas.

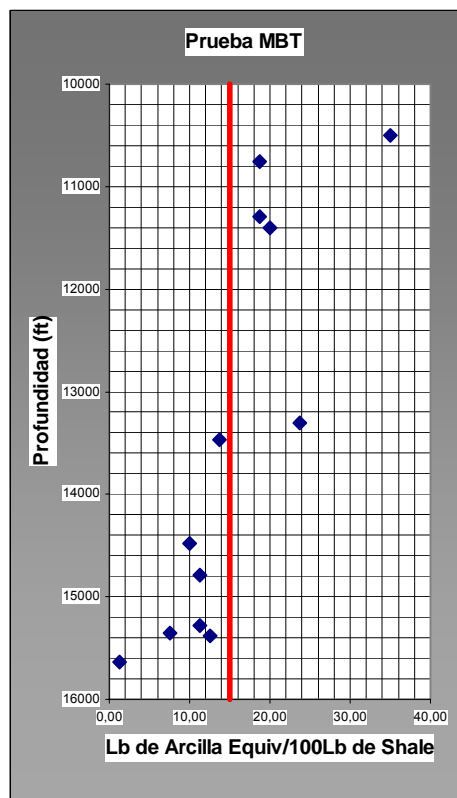


Figura 4.2. Representación gráfica de los resultados de la prueba de azul de metileno (MBT).

4.2 Difracción de Rayos X (DRX)

Este es uno de los métodos más usados para realizar la caracterización mineralógica de rocas cuyo tamaño de grano no permite observar los minerales por medio de microscopía óptica, esta técnica de análisis permite determinar de manera semicuantitativa los diferentes constituyentes de la misma. Esta es una técnica empleada en el estudio de sustancias cristalinas y se basa en el estado cristalino de las sustancias, el cual en el caso mineralógico depende a su vez de la disposición de los átomos en la molécula, la regularidad en la disposición de estos átomos forma unos retículos de planos equidistantes llamados planos reticulares, la distancia entre estos planos controla la propiedad de difracción (Moore, 1989).

Los rayos X al penetrar los planos reticulares y dispersarse en todas las direcciones experimentan una interferencia positiva, es decir, se refuerzan. La reflexión de estos rayos exige y cumple una condición conocida como la Ley de Bragg. Bragg (en Moore, 1989), demostró que dos rayos están en fase si la diferencia entre los dos rayos es igual a un número entero n de longitud de onda λ . La ley de Bragg cumple la siguiente fórmula:

$$\theta = d \operatorname{sen} (3n) \quad 4.1$$

Donde d es la distancia entre los planos reticulares, n el orden de difracción (numero entero) y θ es el ángulo de incidencia del rayo medido a partir de los planos reticulares.

Este tipo de análisis comprende dos fases principales, pruebas de Bulk (arroja la composición total de la roca) y Fracción inferior a 2 micras (fracción

arcilla), esta última es el tipo de prueba que más interesa para el análisis que aquí se presenta.

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



Figura 4.3. Difractómetro utilizado en este estudio.

La metodología utilizada para esta prueba está basada en el manual de procedimiento del laboratorio de DRX del Instituto Colombiano del Petróleo (Norma Técnica PTE 06.001). Para realizar el montaje de esta prueba es necesario moler la muestra hasta que la totalidad de esta pase por el tamiz de 53 micras, una vez la muestra ha sufrido este proceso, se procede a colocarse en las pastillas porta-muestras en donde la muestra es compactada hasta que la superficie de la misma es uniforme y todo el

espacio del porta-muestras está completamente lleno para después llevar la muestra a un desecador con sílice mientras se introduce en el difractor (Ver figura 4.3).

Para el análisis de la Fracción Arcilla se siguió la norma PTE 06.002 del laboratorio de DRX en el ICP, en la cual se plantea la metodología para la realización de esta prueba.

Para esta prueba, es necesario someter la muestra a tratamientos preliminares, estos tratamientos se realizan para que en el montaje de la muestra solo exista fracción arcillosa, es decir, fracción menor a 2 micras. Estos procesos comienzan con la eliminación de los agentes cementantes, en donde el primer paso es realizar la remoción de los carbonatos y sales solubles en donde es necesario adicionar 100ml de una solución de acetato de sodio y ácido acético, esta solución debe tener un pH de 5.0 para luego calentar la nueva solución a 60 °C en baño maría y se agita hasta que la muestra se disgregue completamente, en el caso en que no se pueda observar si la muestra ya no está reaccionando, se puede observar al microscopio un poco de la misma, luego que toda la muestra reaccione, es necesario lavar la muestra para eliminar los residuos de ácido, este lavado se realiza introduciendo toda la muestra en frascos lavadores que se introducen en la centrifuga, en donde se centrifuga a 350rpm durante aproximadamente 10 minutos, este lavado se realiza dos veces para garantizar que no queda residuo de ácido en la muestra, después de esto se realiza la eliminación de materia orgánica, para lo cual se agregan 100ml de peróxido al 10% y se calienta en baño maría a 60 °C hasta que la muestra presente un color claro, lo cual indica que toda la materia orgánica ha sido disuelta, después se lava nuevamente la muestra, para esto se centrifuga nuevamente a 350rpm durante 10 minutos y luego se decanta. Una vez eliminados los cementantes se separa por tamizado la fracción mayor a 53 micras y la menor a 53 micras;

se toma la fracción menor a 53 micras y se lleva a los frascos de centrifuga, en donde se centrifuga a 500rpm aproximadamente por 5 minutos en donde el sobrenadante (partículas que permanecen en suspensión) es el que contiene la fracción inferior a dos micras; se pipetea el sobrenadante hasta 8 cm por debajo del nivel de la suspensión y se debe pasar a un recipiente recolector.

Este proceso se realiza de 2 a 5 veces dependiendo de la concentración de arcilla en el sobrenadante, para obtener una cantidad suficiente de la fracción menor de dos micras necesaria para el montaje y demás análisis.

La gran similitud estructural y composicional de los minerales arcillosos hace que la caracterización sea una tarea compleja. Para proporcionar un resultado rápido y confiable, el laboratorio de DRX en el ICP ha adoptado el procedimiento de rutina basado en la metodología de Thorez, el cual consta de tres pretratamientos iniciales para identificar los grupos principales de arcillas presentes.

Estos pretratamientos son los siguientes:

1. N= Normal, la arcilla suspendida en el agua se deja secar para permitir que los planos basales de las arcillas se acomoden libremente y obtener un espectro de DRX orientado.
2. C= Etilen Glicolada, moléculas orgánicas ocupan las posiciones interlaminares de las esmectitas para aumentar las distancias basales (hinchamiento), identifica el grupo esmectítico.

3. F= Calentamiento de la muestra a 550°C, destruye la estructura cristalina de las caolinitas, permite diferenciar el grupo de las caolinitas, cloritas y algunos interestratificados.

Antes y después de cada tratamiento se realiza un análisis de la muestra y finalmente se superponen todos los difractogramas para definir la composición real (Ver figura 4.4), haciendo énfasis en los compuestos mayoritarios, es decir, los que conforman entre el 90 y el 95 % de la muestra.

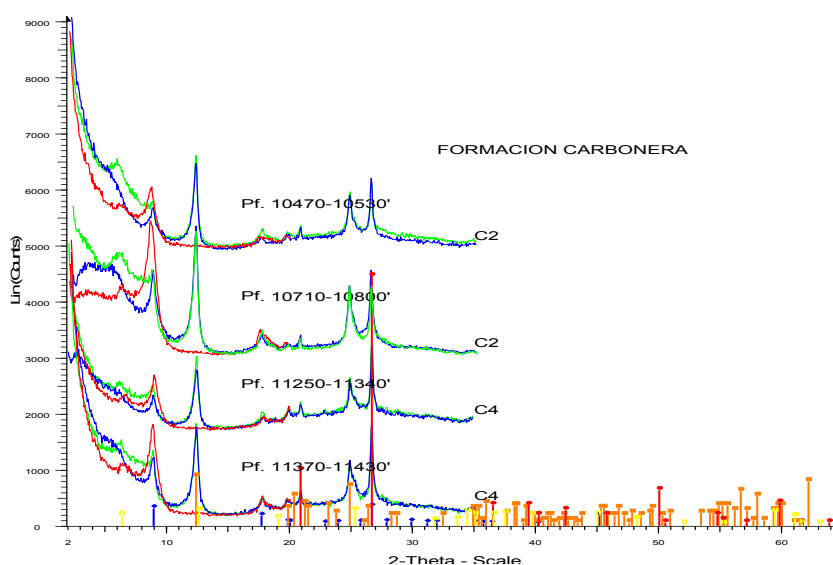


Figura 4.4. Difractogramas de muestras de shale después de sufrir los tres tratamientos mencionados anteriormente.

4.3 Adsorción Isotérmica

Esta prueba permite determinar los valores de actividad de las muestras por medio de curvas de adsorción isotérmica (Osisanya, 1987).

Para la realización de esta prueba se requiere de muestras lo menos alteradas posibles en términos de humedad, es decir, la muestra debe

mantener lo más intacto posible el porcentaje de agua *in-situ*, además se necesitan desecadores con válvula de vacío y soluciones salinas sobresaturadas de actividad conocida.

Esta prueba se realizó en el laboratorio de Tecnologías Operacionales del ICP, según la Norma técnica PTE 14.012, este laboratorio cuenta con los materiales necesarios para el desarrollo de la misma, los implementos utilizados en esta prueba fueron (Ver figura 4.5):

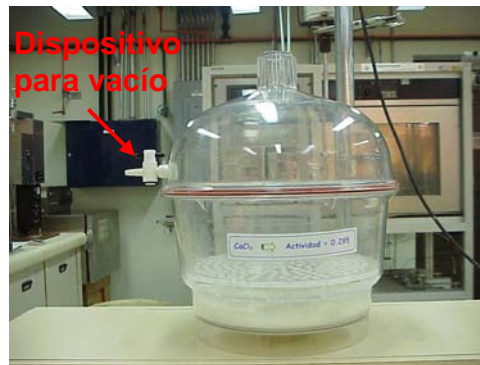
1. Muestras del área a analizar (estas muestras deben estar preservadas para evitar el cambio de humedad con el ambiente).
2. Vidrios de Reloj.
3. Balanza Analítica.
4. Horno.
5. Desecadores con válvula de vacío, los cuales se encuentran con soluciones salinas sobresaturadas de actividad específica, para esta investigación se utilizaron cinco desecadores con las sales que se encuentran en la tabla 4.1.
6. Bomba para generación de Vacío.

Sal	Actividad
CaCl ₂	0,295
Ca(NO ₃) ₂	0,505
NaCl	0,755
C ₄ H ₄ Na ₂ O ₆	0,920
KH ₂ PO ₄	0,960

Tabla 4.1. Sales empleadas para la prueba de adsorción isotérmica y sus respectivas actividades cuando la solución se encuentra sobresaturada.



a) Bomba para generar vacío



b) Desecadores con dispositivo para vacío

Figura 4.5. Elementos principales para la realización de la prueba de adsorción isotérmica.

El primer paso para que los resultados de la prueba sean confiables es determinar de la forma más exacta posible el contenido inicial de agua en las muestras, cuando las muestras no han tenido un manejo adecuado desde el momento de recolección hasta el cálculo de este parámetro, los resultados de la prueba pueden verse muy alterados. La manera utilizada en esta investigación es la siguiente: una vez la muestra de roca (ripios y cavings) sale a superficie y queda retenida en los shale shaker, se toma y se retira la capa de fluido de perforación que se encuentra en la superficie de la muestra, esto se realiza con toallas de papel y una cuchilla o bisturí para raspar la parte alterada de la muestra. Luego la muestra se pesa y se registra esta medición, se introduce la muestra a un horno precalentado a una temperatura aproximada de 100°C, en el horno se deja hasta que el peso de la muestra sea constante y este peso se registra, finalmente por diferencia de pesos se calcula el porcentaje inicial de agua. Este procedimiento debe realizarse en el menor tiempo posible para evitar que la muestra intercambie humedad con el ambiente (Osisanya, 1987. Santos et al, 1996).

Una vez los materiales para la prueba están lavados y secos, la muestra se distribuye en los vidrios de reloj (uno por cada desecador), procurando que

quede el mismo peso en todos los vidrios que contengan la misma muestra, luego los vidrios con las muestras se llevan al horno, en el cual se mantienen a una temperatura aproximada entre 66 y 110°C hasta que el peso sea constante, este peso se registra y las muestras se introducen en los desecadores, muestras de la misma profundidad deben estar en los cinco desecadores para poder analizar como reacciona la muestra al encontrarse en ambientes de diferentes actividades, una vez las muestras se ha colocado en los desecadores teniendo el cuidado de no regar la muestra, se procede hacer uso de la bomba para poder generar vacío en los desecadores.

Al estar las muestras al interior de los desecadores al vacío, las muestras absorberán tanta humedad como les sea posible dependiendo de la actividad del medio, las muestras deben permanecer en los desecadores hasta que alcancen el equilibrio con el medio en el cual se encuentran, es decir, cuando la muestra no cambie de peso. Para reconocer este estado de equilibrio las muestras se pesan constantemente (día a día), pero algunos autores (Osisanya, 1987) han encontrado que aproximadamente el 99% de humedad que la muestra puede absorber se alcanza en el primer día.

Luego de estar registrado el peso de las muestras cuando este es constante (equilibrio de adsorción entre la muestra y la solución), se realiza el cálculo del porcentaje de agua absorbida por medio de la siguiente formula:

$$\% \text{ Agua Absorbida} = \left(\frac{W_f - W_i}{W_i} \right) * 100 \quad 4.2$$

Donde W_f es el peso final (peso en equilibrio), W_i es el peso inicial, es decir, el peso registrado después del secado. Este porcentaje, se calcula para cada muestra en cada desecador.

Finalmente se construyen las curvas de adsorción isotérmica (Ver figura 4.6), en estas curvas se encuentra graficado el porcentaje de agua que una muestra absorbió al estar sometida a ambientes de diferente actividad. Para la determinación del valor de actividad de las muestras, se utiliza el contenido inicial de agua (calculado al principio de la prueba) para ingresar a la gráfica por el eje de las ordenadas y al cortar la curva, se proyecta al eje de las abscisas encontrando así la actividad inicial de las muestras.

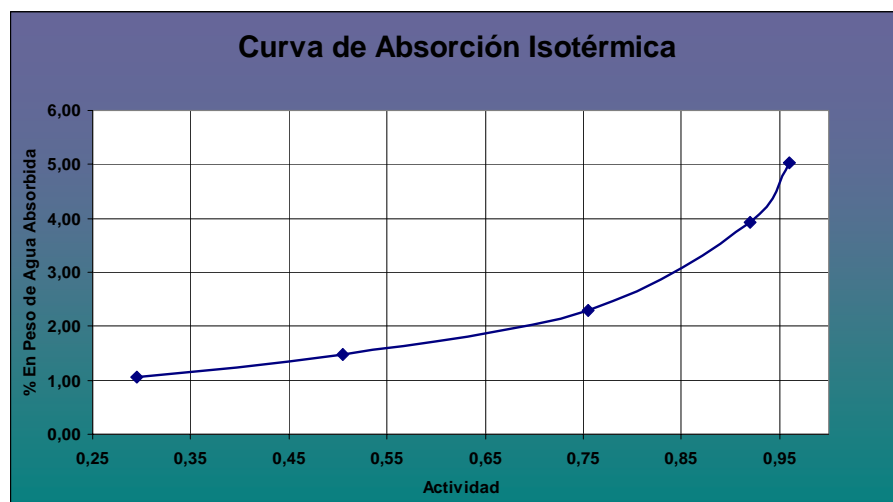


Figura 4.6. Curva general de adsorción isotérmica.

Además de los métodos anteriormente mencionados, que determinan la composición mineralógica y el tipo de muestra que se está manejando, es importante realizar otras pruebas que permitan analizar la interacción, en el presente estudio se escogieron las siguientes pruebas teniendo en cuenta factores como disponibilidad de equipos y costo de las pruebas:

4.4 Prueba de Desintegración de Partículas de Shale por Hot Rolling (Prueba de Rolado)

Esta prueba permite determinar la tendencia del fluido de perforación para prevenir la dispersión del shale. Esta prueba involucra la trituración, tamizado y ubicación de las partículas de shale en un fluido de perforación el cual se introduce a un Roller Oven (horno de rolado el cual hace que los recipientes que contienen las muestras giren mientras están sometidos a temperatura, haciendo de esta forma que se simule la circulación del fluido de perforación por el anular), según la norma API 13I.

El equipo de laboratorio empleado para realizar esta prueba es el siguiente:

- a) Balanza: precisión de ± 0.01 g.
- b) Roller Oven (figura): normalmente entre 17 y 35 revoluciones por minuto (rpm)

Nota: Para mejores resultados, todas las pruebas deben ser corridas con el mismo roller oven para asegurar condiciones constantes.

- c) Celdas de Envejecimiento
- d) Reloj o temporizador (Cronometro)
- e) Recipientes para pesado
- f) Espátula
- g) Lugar para lavar las muestras
- h) Tamices:

1. Tamiz número 35. (0.5mm de apertura)
2. Tamiz número 5. (4mm de apertura)
3. Tamiza número 10. (2mm de apertura)

- i) Horno de secado regulado a 220°F, ± 5°F (105°C, ± 3°C)
- j) Desecador

Esta prueba permite de una manera fácil y eficiente determinar el impacto de diferentes fluidos de perforación sobre una roca determinada, el procedimiento de la prueba es el siguiente:

Determinar el contenido de agua inicial de las muestras, esto debe realizarse en campo en el momento de la recolección de las muestras.



Tamizar las muestras de shale de modo que se utilizan para la prueba las muestras que pasan por el tamiz número 5 (4mm) y quedan retenidas en el tamiz número 10 (2mm).



Tamizar el fluido de perforación a través de la malla número 35 (0.35mm) para remover las partículas de lodo que pudieran ser reportadas como shale recobrado.



Adicionar 350cm³ de fluido de perforación en la celda de envejecimiento.

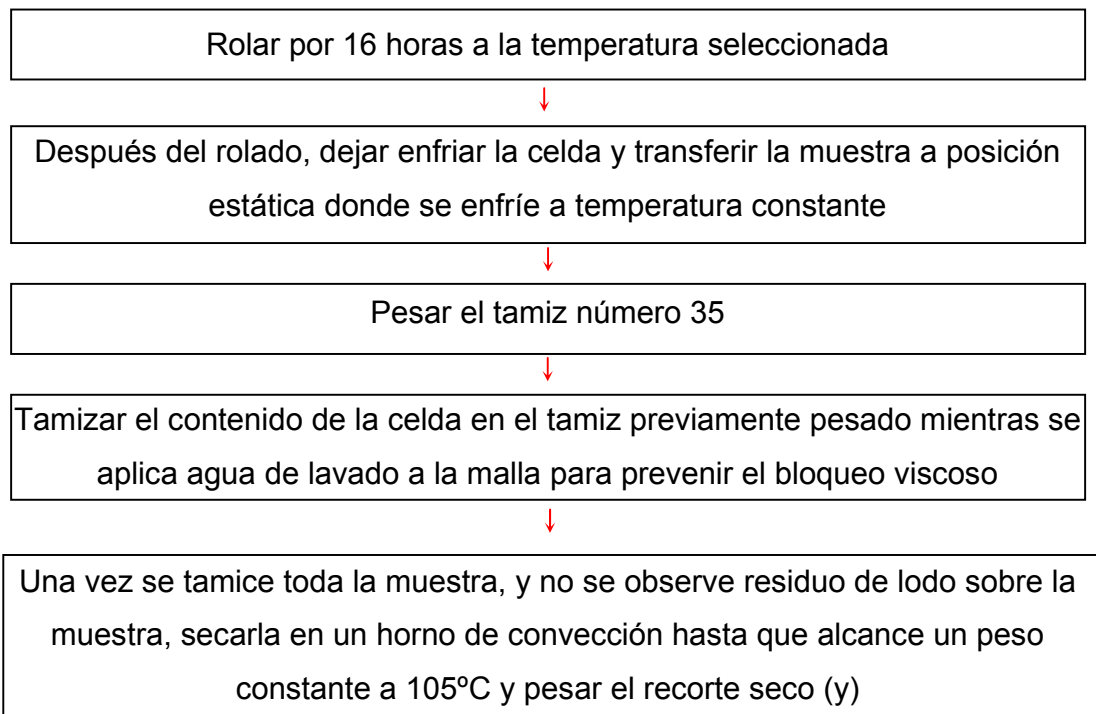


Adicionar 20g de muestra de shale (tamizada) al fluido en la celda de envejecimiento, sellar y agitar suave y rápidamente para humedecer y separar las partículas de roca.



Nota: Si el fluido de perforación que se requiere probar es muy viscoso, adicione las partículas de shale y el fluido simultáneamente para alcanzar la separación y el humedecimiento de las partículas, o mientras adicional el shale bata con una espátula.





Los resultados son expresados como:

$$\% \text{ Recobro} = \frac{\text{Peso secado final}}{\text{Peso secado inicial}} * 100 = \frac{a}{b} * 100 \quad 4.3$$

Donde:

a = y-z (peso secado final)

b = 20 (100-c)/100 (peso secado inicial)

c = Contenido de humedad inicial del shale, %

y = Peso de la malla + shale recuperado seco

z = Peso de la malla (paso h)

4.5 Preservación de las Muestras

La toma de agua por parte de los shales insaturados es rápida y vigorosa debido a la acción combinada de la atracción fisicoquímica y la succión

capilar que comprime el aire y conduce a daños significativos en el esqueleto de la roca (Santos, 1996). Cualquier nivel de disminución de la saturación durante la manipulación ó almacenamiento puede provocar cambios irreversibles de la matriz de los shales e influir en su comportamiento final. Uno de los parámetros más destacados que influyen tanto en el comportamiento mecánico (resistencia de la roca) como químico (ósmosis) es el contenido de agua del shale, la fracción de agua en el volumen total del shale es un factor muy importante debido a que la cantidad y composición del fluido en el poro de la roca son los principales aspectos a determinar para así establecer el comportamiento de la roca al contacto con algún fluido de perforación (Santos, 1996). Recordemos que entre más se reduzca la cantidad de agua en una roca arcillosa por fenómenos como el de diagénesis, más se incrementa el potencial de adsorción de agua con el objetivo de balancear las cargas que han quedado libres debido a la expulsión de agua, además, el cálculo exacto de este valor es fundamental para poder obtener buenos resultados con la prueba de adsorción isotérmica ya que este es el valor de entrada en la curva de adsorción (ver prueba de adsorción isotérmica).

Debido a lo anterior, es necesario que las muestras mantengan su contenido de agua lo más intacto posible, para lo cual en este estudio se utilizó la preservación de las muestras por medio de inmersión en aceite mineral.

La técnica utilizada contempla los siguientes pasos:

1. Inmediatamente la muestra llega a superficie, esta se lava con diesel (debido a que en el caso de aplicación el fluido de perforación utilizado fue base aceite), para eliminar la capa de fluido sobre la superficie de la muestra.

2. La muestra se limpia con toallas de papel y bisturí para retirar el exceso de diesel y la capa de roca que pueda estar alterada.
3. Se introduce la muestra en recipientes que han sido previamente llenados con aceite mineral y se sellan los recipientes.

5. APLICACIÓN DEL ANÁLISIS DE INTERACCIÓN QUÍMICA

Los problemas de inestabilidad durante la perforación de pozos petroleros, aumentan considerablemente los costos de perforación, y por lo tanto algunas regiones con alto potencial de reservas de hidrocarburos son inexploradas. El Piedemonte Llanero Colombiano no se aleja de este problema, esta región además de ser geológicamente compleja, está formada por unidades sedimentarias que representan un alto potencial de inestabilidad. Teniendo en cuenta que los principales problemas durante la perforación se originan al atravesar formaciones arcillosas comúnmente llamadas shales, se aplicó el análisis del fenómeno osmótico al intervalo C8 de la Formación Carbonera, (principal roca que interacciona químicamente con el fluido de perforación en esta región) en un pozo en el Piedemonte Llanero Colombiano.

El conocimiento del área de estudio permite obtener un entendimiento un poco más integral en el momento de realizar las pruebas de laboratorio e interpretar los datos que se obtengan de dichas pruebas, la siguiente descripción se tomó de Occidental de Colombia.

5.1 Formación Carbonera.

La Formación Carbonera es concordante con la infrayacente Fm. Mirador y la suprayacente Fm. León. En la localidad tipo se le asigna una edad de Eoceno Superior-Oligoceno (de Porta, 1974 en Occidental de Colombia). Estudios recientes sugieren una edad de Oligoceno a Mioceno Inferior para la Formación Carbonera en la región del piedemonte.

El nombre de la Formación Carbonera fue sugerido por Notenstein. El nombre deriva de la quebrada del mismo nombre, afluente del río Zulia en el anticlinal de Petrólea (Concesión Barco). Este nombre también ha sido utilizado en la estratigrafía tradicional de los Llanos Orientales y piedemonte de la Cordillera Oriental.

La Formación Carbonera ha sido tradicionalmente subdividida en ocho intervalos alternos de areniscas y lodolitas que son equivalentes a los intervalos T40 a T70 de Cooper et al., los cuales se conocen de base a techo como: C8, C7, C6, C5, C4, C3, C2 y C1.

Debido a la naturaleza del análisis, se hace énfasis en los intervalos de interés (intervalos pares debido a que son los más arcillosos).

Miembro C8: Consta principalmente de arcillolitas y lodolitas. Sólo la parte superior aparece con capas gruesas en paquetes métricos de lodolitas de color gris oscuro interpuestos con capas decimétricas de arenitas cuarzosas de grano fino con laminación ondulada. Las arcillositas y lodolitas forman arreglos granocrecientes.

Miembro C7: Presenta intervalos de areniscas separadas por gruesos paquetes de lodolitas.

Miembro C6: Se caracteriza por paquetes decamétricos de shale arcilloso de color gris verdoso oscuro a oliva claro, entre los cuales se interponen delgadas capas de caliza dolomítica fosilífera. Los 35 metros inferiores constan de intercalaciones de capas métricas de lodolitas y paquetes métricos de capas delgadas de arenitas de grano fino con laminación ondulada. Hay algunos horizontes fosilíferos ricos en gasterópodos. Ocasionalmente, se encuentran finas capas de carbón. En el intervalo inferior

los paquetes de arenitas presentan variaciones rápidas de espesor debido a que el contacto infrayacente es irregular.

Miembro C5: Intercalaciones de cuarzoarenitas de grano fino con unas arenas de grano más grueso.

Miembro C4: Se compone principalmente de arcillolitas y lodolitas de color gris claro a medio con moteamiento rojizo. Hacia la parte media se observa una capa de 1.5m de arcillolita carbonosa.

Miembro C3: Se caracteriza por un intervalo de 15m de capas de 0.3 a 0.7m. de cuarzoarenitas de grano fino, bien seleccionadas, con laminación inclinada plana.

Miembro C2: Presenta diversos tipos de granulométricos entre los cuales se destacan arcillolitas y lodolitas de color gris verdoso y gris castaño, y paquetes métricos de areniscas de grano fino a muy fino intercaladas con arcillolitas de capas finas tabulares con laminación ondulosa. También se presentan arcillolitas de color gris claro con moteado rojizo. Intercalaciones de calizas en medio de las lodolitas.

Miembro C1: Esta unidad presenta estratos de cuarzoarenitas de grano medio a grueso, moderadamente seleccionadas.

El Espesor de la unidad, regionalmente varía entre 600 y 1700 metros. La sección se interpreta como una secuencia progradacional de barras de boca estuarina sobre depósitos arcillosos acumulados en un fondo marino somero posiblemente restringido (Bahía).

La aplicación de este análisis se dividió en dos fases principales, una fase de campo y otra de laboratorio con las cuales se cubrieron los aspectos que conllevan a entender el fenómeno de ósmosis. En la fase de campo se realizó la recolección y preservación de muestras, el cálculo del porcentaje inicial de agua y la prueba de adsorción isotérmica con algunas de las muestras recolectadas. En la fase de laboratorio se evaluó la efectividad de la preservación y se realizaron las pruebas de MBT, adsorción Isotérmica, DRX y Dispersión.

5.2 Fase de Campo

Se planteó la recolección de muestras directamente en el sitio de perforación debido a la necesidad de que los datos de entrada (porcentaje inicial de agua), para la determinación de los valores de actividad de las muestras fueran lo más cercanos posible a los valores *in-situ*, con esto en mente se realizó la visita al sitio de perforación en el campo Cupiagua en donde se siguió la siguiente metodología para realizar las mediciones de campo.

Se recolectaron 31 muestras, 2 de C7, 24 de C8 y 5 muestras de cavings (Ver tabla 9) que salían a superficie debido a operaciones de acondicionamiento del pozo (reaming y wiper trip), el intervalo de muestreo fue en su mayoría cada 15 pies aunque en algunas muestras debido a el tiempo que demanda la limpieza de las muestras el intervalo fue mayor, una vez recogidas las muestras, estas se lavan con diesel con el objetivo de retirar el fluido de perforación (fluido base aceite) que se encuentra en las superficies de las muestras, una vez lavadas con diesel se escoge una cantidad de algunas de las muestras (dependiendo de la disposición de tiempo entre los muestreos) y se limpian de diesel con la ayuda de toallas de papel para posteriormente registrar el peso de la muestra, luego es introducida en un horno (Ver figura 5.1) a una temperatura entre 65 y 115°C

para de este modo deshidratar la muestra y posteriormente registrar su peso obteniendo así el porcentaje inicial de agua (Ver tabla 5.1).

Cada una de las muestras recolectadas se dividen en dos grupos, para el primero de ellos las muestras se limpian con toallas de papel y bistrú para retirar el diesel y se introducidas en recipientes que contienen aceite mineral (Klearol en este caso. Ver figura 5.2) para así preservar el contenido de agua en las muestras evitando la adsorción o expulsión de agua de las mismas (Santos et al, 1996. Chenevert 1997), con esta preservación se pretende evaluar la efectividad de la técnica y así poder realizar la prueba de Adsorción Isotérmica en laboratorio; el segundo grupo de muestras se almacenaron en bolsas plásticas debidamente referenciadas (Nombre del pozo, formación y profundidad).

En campo, también se realizó la prueba de adsorción isotérmica para 12 de las muestras recolectadas siguiendo la metodología mencionada anteriormente (capítulo 4), los valores de actividad (Ver tabla 5.2) se determinaron tomando los porcentajes de agua inicial calculados en campo.

5.2.1 Análisis de Resultados de Campo

Los porcentajes de agua encontrados en las muestras son en su mayoría inferiores al 3% con excepción de uno que estuvo en 4.2%, esto se podría explicar debido a dos razones, la primera es la diferencia entre la litología que contiene los porcentajes por debajo del 3% y por encima, los mayores porcentajes se encontraron en las muestras de C7, la litología de esta unidad es de tamaño de grano más grueso que la litología de las muestras cuyo porcentaje de agua fue menor, lo cual puede contribuir a un aumento en la porosidad y por consiguiente un aumento en el grado de humedad, la segunda razón es que las muestras con porcentaje de agua menor a 3% se

encuentran estratigráfica y estructuralmente por debajo de aquellos que tienen mayor contenido de agua, esto pudo haber producido que las unidades más profundas disminuyan su contenido de agua debido a procesos diagenéticos más fuertes, esto a su vez indica que existen mayor número de cargas libres en las superficies de arcilla lo cual aumenta el potencial de inestabilidad de la roca (Chenevert, 1970a).

Muestra	Profundidad (ft)	Peso Inicial (g)	Peso Final (g)	Porcentaje de Agua Inicial
1	13020	4.95	4.74	4.242
2	13050			
3	13080	20.34	19.86	2.360
4	13110			
5	13115	18.58	18.16	2.260
6	13140			
7	13155			
8	13170	12.11	11.82	2.395
9	13200			
10	13215			
11	13230			
12	13245			
13	13260	13.58	13.26	2.356
14	13275			
15	13290			
16	13305			
17	13320			
18	13340			
19	13350	4.66	4.61	1.073
20	13365			
21	13380			
22	13395			
23	13410			
24	13440			
25	13470			
26	13500			
Caving 1		15.79	15.21	3.673
Caving 2				
Caving 3		10.31	10.05	2.522
Caving 4		23.82	23.3	2.183

Tabla 5.1. Muestras recolectadas en campo, las dos primeras de Carbonera C7 y las siguientes 24 de Carbonera C8, las últimas 5 muestras son de Cavings.



Figura 5.1. Horno utilizado en campo para calcular el porcentaje inicial de agua.

Al comparar los valores de actividad calculados para las 4 primeras muestras (Ver tabla 10) se encontró que efectivamente las mayores actividades se encuentran en las muestras con mayores contenidos de humedad lo cual disminuye la adsorción de agua del fluido de perforación por parte de esta roca.

Muestras analizadas en Campo	
Muestra	Actividad de la Muestra
1	0,85
2	0,88
3	0,84
4	0,70
10	0,76
11	0,80
12	0,70
13	0,95

Tabla 5.2. Calculo de los valores de actividad para las muestras analizadas en campo.



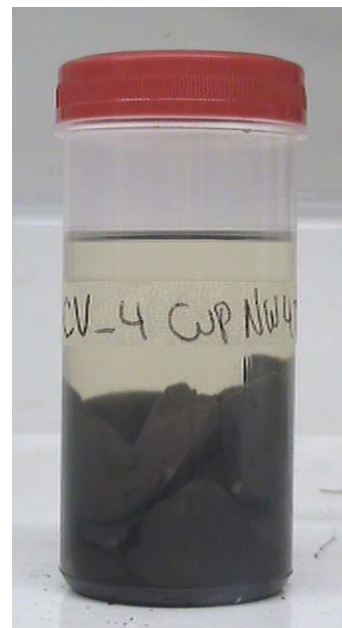
a)



b)



c)



d)

Figura 5.2. Equipo utilizado para la preservación. a) Recolección, b) lavado, c) limpieza, d) inmersión en aceite mineral.

5.3 Fase de Laboratorio

La fase de Laboratorio dentro de la parte experimental que se llevó a cabo en esta investigación es tan importante como la fase de campo debido a que gracias a esta se pueden controlar un poco mejor factores como lo son las

condiciones ambientales de las pruebas las cuales pueden variar de cierto modo los resultados, además de servir como punto de comparación entre el comportamiento de las muestras recién sacadas del pozo o con cierto tiempo de haber sido recolectadas.

El manejo estadístico dentro de estos análisis es de vital importancia teniendo en cuenta que este permite realizar predicciones o agrupaciones sobre ciertos comportamientos lo cual será de gran ayuda en planeación y formulación de fluidos que contribuyan a la estabilidad de pozo.

En esta fase se trabajó con las muestras recolectadas en el sitio de perforación. Para la realización de las pruebas se utilizaron tanto las muestras preservadas como las no preservadas en aceite mineral con el fin de obtener el comportamiento de las muestras al ser manipuladas de diferentes maneras, para obtener estos comportamientos se plantearon las siguientes pruebas:

Para MBT se utilizaron todas las muestras recolectadas y así se obtuvo un perfil del comportamiento de las muestras tratadas con la solución de azul de metileno.

La prueba de DRX se realizó con diez de las 26 muestras de ripios recolectadas, la selección de estas muestras se hizo con base en los resultados de la prueba de MBT como se explica más adelante.

En la prueba de Adsorción Isotérmica se probaron las muestras preservadas y las no preservadas con el fin de comparar los resultados y establecer la variabilidad de los datos cuando la prueba no se realiza con muestras preservadas.

En la prueba de dispersión se utilizaron 4 fluidos de perforación diferentes en los cuales, el único componente que se varió fue la salinidad de la fase acuosa, para así variar la actividad y evaluar el comportamiento de las muestras ante diferentes actividades. Los fluidos probados son que se muestran en la tabla 5.3, donde se encuentran los valores de actividad medidos para los diferentes fluidos utilizando un Termohigrómetro.

Tabla 5.3 Fluidos probados por medio de la prueba de Dispersión.

Lodos a probar en prueba de Dispersión	
No. de Lodo	Actividad
Lodo 1	0.95
Lodo 2	0.65
Lodo 3	0.50
Lodo 4	1.00

5.3.1 Análisis de Resultados de Laboratorio

Antes de iniciar las pruebas en laboratorio, se evaluó la efectividad de la preservación con el objetivo de conocer la veracidad de la realización de la prueba de adsorción isotérmica en laboratorio, para esta verificación se partió de la siguiente consideración:

Si la técnica es efectiva, y se preservan muestras que se encuentran en equilibrio con determinados ambientes de actividad controlada, el equilibrio inicial no se debe afectar si luego de un tiempo en la preservación son introducidas de nuevo en los ambientes iniciales.

Esto se comprobó preservando las muestras que se analizaron en campo por medio de adsorción isotérmica una vez la prueba terminó, esto asegura que al momento de sumergir las muestras en aceite mineral, estas se encontraban en equilibrio con unos ambientes de actividad (humedad)

controlada, luego en laboratorio las muestras se sacaron del aceite mineral, se limpiaron y se pesaron, para luego introducirlas nuevamente en los desecadores de actividad controlada con los cuales las muestras estaban en equilibrio antes de la preservación. Luego de cinco días en estos desecadores las muestras se sacaron y se registró nuevamente el peso, la variación entre estos dos pesos indica si las muestras durante la preservación cambiaron su contenido de humedad. Los resultados de esta evaluación se muestran en la tabla 5.4, donde se observa que la preservación por medio de inmersión en aceite mineral no permitió el intercambio de humedad de las muestras con el medio ambiente ya que el delta de peso registrado antes de introducir las muestras a los desecadores y después de unos días en los mismos, no supera 0.01 gramos.

PRESERVACIÓN					
Muestra	Peso Plato	Peso muestra antes	Peso muestra despues	Delta de peso (g)	Porcentaje de Preservación
1A	18,59	2,79	2,78	0,01	99,95322732
1B	18,53	2,16	2,16	0	100
1C	18,31	5,3	5,31	0,01	99,95764507
1D	18	5,71	5,7	0,01	99,9578237
2A	18,3	2,51	2,5	0,01	99,95194618
2B	18,05	2,11	2,11	0	100
2C	18,42	3,75	3,75	0	100
2D	18,38	2,41	2,41	0	100
3A	18,41	2,41	2,4	0,01	99,95196926
3B	18	1,94	1,95	0,01	99,94984955
3C	18,33	3,14	3,14	0	100
3D	18,33	3,48	3,47	0,01	99,95414947
4A	18,46	4,26	4,26	0	100
4B	18,56	1,62	1,64	0,02	99,90089197
4C	18,45	1,48	1,49	0,01	99,94982439
4D	18,69	3,99	4	0,01	99,95590829
5A	18,46	3,89	3,89	0	100
5B	18,1	1,97	1,98	0,01	99,95017439
5C	18,41	2,82	2,83	0,01	99,95289684
5D	18,47	2,6	2,61	0,01	99,95253916

Tabla 5.4. Resultados de la preservación de las muestras en aceite mineral.

A las muestras anteriores se les dio un tratamiento posterior el cual consistió en secar nuevamente las muestras (por medio de un horno) para luego introducirlas nuevamente a los desecadores y determinar si las muestras se comportan de igual manera antes y después de ser expuestas a diferentes humedades. Es decir, si el comportamiento de las muestras es el mismo en los desecadores estando la muestra “fresca” o después de haber sido utilizadas en la prueba.

Prueba de Azul de Metileno (MBT)

Para la realización de la prueba de Azul de Metileno (MBT) se utilizaron 0.57 gramos de cada una de las muestras recolectadas en campo, esta cantidad de muestra se trató como se indica en el capítulo cuatro.

En la figura 5.3 se muestran los resultados para esta prueba los cuales reflejan la reactividad de la mayoría de las muestras analizadas, recordemos que las muestras que se encuentran graficadas por encima de un valor de 15 (línea roja en la figura 5.3) se consideran reactivas, es decir, contienen abundantes minerales arcillosos. Al realizar un análisis estadístico básico para estos datos, se calcularon las medidas de tendencia central (Ver tabla 5.5), las cuales junto con una gráfica de distribución de frecuencias (Ver figura 5.4) muestra que los datos analizados se comportan bajo una distribución de frecuencia normal.

Difracción de Rayos X (DRX)

Según lo anterior, y teniendo en cuenta que la reactividad de las muestras depende del tipo de mineral arcilloso presente, se realizó un muestreo estratificado para elegir las muestras para la prueba de DRX, los estratos se definieron según la distribución normal de modo que el primer estrato está compuesto por las muestras que se encuentran por debajo de una desviación

estándar, el segundo sería el intervalo en medio de una desviación estándar y el tercero serían las muestras por encima de una desviación estándar.

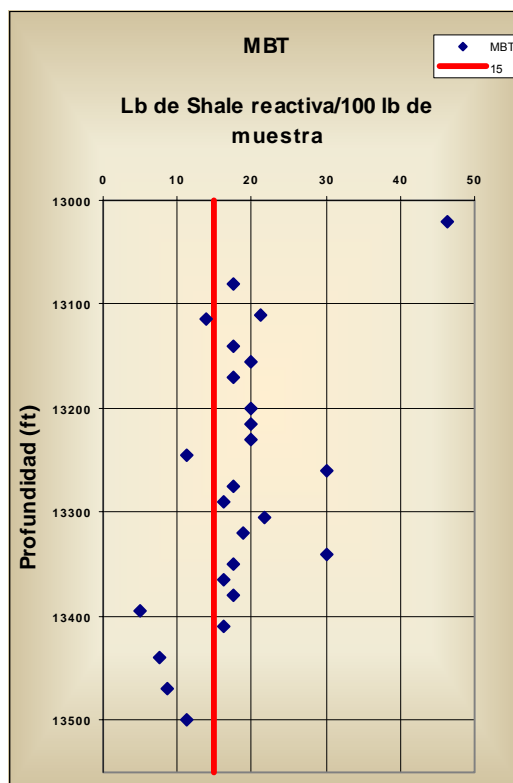


Figura 5.3. Resultados de MBT para las muestras recolectadas en campo, note que la mayoría de las muestras se encuentran en el área que las cataloga como reactivas.

Una vez se escogieron las muestras para DRX, se realizaron los montajes para las pruebas de Bulk y fracción arcilla en el laboratorio de DRX del ICP, laboratorio encargado de realizar la prueba. Los difractogramas fueron obtenidos en un Difractómetro computarizado, marca Siemens, D500, equipado con lámpara de Cu y monocromador de grafito. La evaluación de los espectros se realizó con ayuda del Software Diffrac – AT y Diffrac Plus de la firma Siemens, con base en los patrones de la JCPDF, comercializados por el ICDD1 (Manual de procedimientos, Laboratorio de DRX).

El cálculo de los porcentajes de los minerales tanto para Bulk como para fracción arcilla, está basado en un estudio semicuantitativo que tiene en cuenta la altura de los picos principales, el área bajo la curva y el poder de reflexión que los diferentes minerales poseen con respecto a los rayos X (definidos en el laboratorio de DRX del ICP, manual de procedimientos, laboratorio de DRX. Normas PTE 06.001 y 06.002), esta metodología calcula la fracción en peso de cada componente, es decir, se toma como 100% el total de las fases detectadas por el difractómetro a diferencia de otras técnicas petrográficas que se basan en el área observada, el material orgánico, los cementos y compuestos amorfos que constituyen la roca, al igual que la porosidad, no se cuantifican por esta técnica. Solo el material cristalino presente produce señales de Difracción de Rayos X.

Medidas de Tendencia Central	
Moda	17,5
Mediana	17,5
Promedio	18,37
Desv. Estándar	8,187
Varianza	67,021

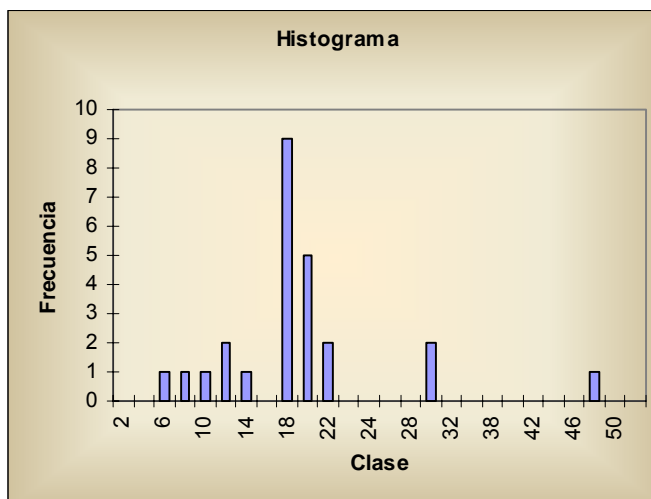


Tabla 5.5. Medidas de tendencia central para los resultados de la prueba de DRX.

Figura 5.4. Distribución de frecuencias para los resultados de MBT.

Los resultados de esta prueba se muestran en las tablas 5.6 y 5.7, en estas tablas se resumen de manera porcentual la concentración de minerales identificados por esta técnica, estos porcentajes se pueden observar también

por medio de las figuras 5.5 y 5.6, donde se muestra el contenido mineral para las diferentes profundidades en el pozo utilizado como aplicación.

Composición Mineralógica General (Bulk), %									
Intervalo (ft)	Min. Arcilla	Cuarzo	Carbonato	Feldespato	Pirita	Hidroxilo apatito	Barita	Anhidrita	Otros
13020	27	54	0	1	2	4	7	2	3
13080	28	57	Trazas	1	2	2	7	1	2
13155	25	64	Trazas	Trazas	3	1	3	1	2
13215	24	65	Trazas	Trazas	2	1	5	1	2
13245	24	59	1	0	3	4	7	2	2
13260	25	60	1	1	3	4	1	3	2
13290	26	63	Trazas	Trazas	1	0	5	2	2
13350	29	62	Trazas	Trazas	3	0	3	1	2
13395	20	60	1	0	1	5	9	2	2
13470	24	64	1	1	1	0	4	3	2

Tabla 5.6. Composición mineralógica total de las muestras.

Composición Mineralógica de la Fracción < 2 μ (%)					
Intervalo (ft)	Interestratificados	Illita	Clorita	Caolinita	Cuarzo
13020	17	48	5	19	10
13080	16	36	4	34	10
13155	4	33	5	47	11
13215	4	35	6	44	11
13245	4	37	5	46	9
13260	13	35	4	39	8
13290	14	39	5	34	8
13350	8	30	2	51	9
13395	6	23	8	29	34
13470	5	28	8	40	19

Tabla 5.7. Composición mineralógica de la fracción inferior a 2 micras.

Los resultados encontrados en estas tablas y figuras reflejan que el contenido de minerales arcillosos es abundante en todas las muestras lo cual es congruente con la descripción litológica que existe para esta unidad de la Formación Carbonera y los resultados de MBT.

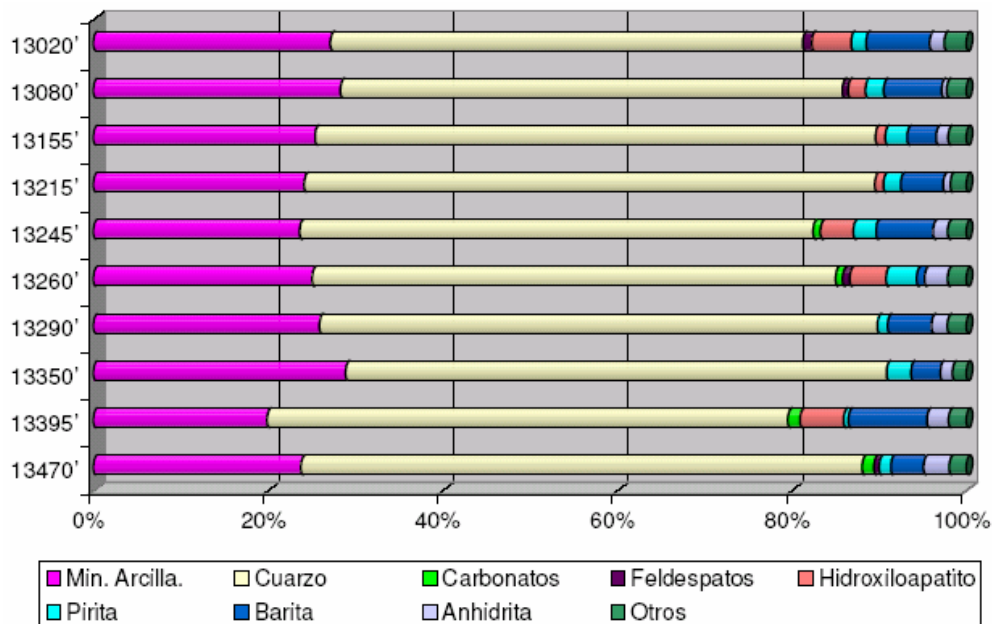


Figura 5.5. Composición mineralógica total de las muestras.

Se encontraron también minerales como Hidroxiloapatito, Barita, Pirita y Sulfatos tipo Anhidrita, en concentraciones que varían desde un 2% hasta un 7%. Los Carbonatos y los Feldespatos no superan el 1% y en algunas ocasiones se observan solo a nivel de trazas.

En el análisis de la fracción arcilla (menor de 2 micras) se encontró ausencia de Esmeclita como mineral individual, el cual solo apareció interestratificado con micas con predominio de capas Illíticas.

La Caolinita y la Illita son los minerales de arcilla predominantes, la Clorita Ferro-Magnésica es típica en todas las muestras, y se presenta en concentraciones inferiores al 10%. El cuarzo aumenta significativamente en las dos últimas muestras, lo cual es congruente con lo observado en el sitio de perforación, debido a que estas muestras fueron recolectadas de una capa intra C8 de tamaño de grano más grueso clasificada como siltstone.

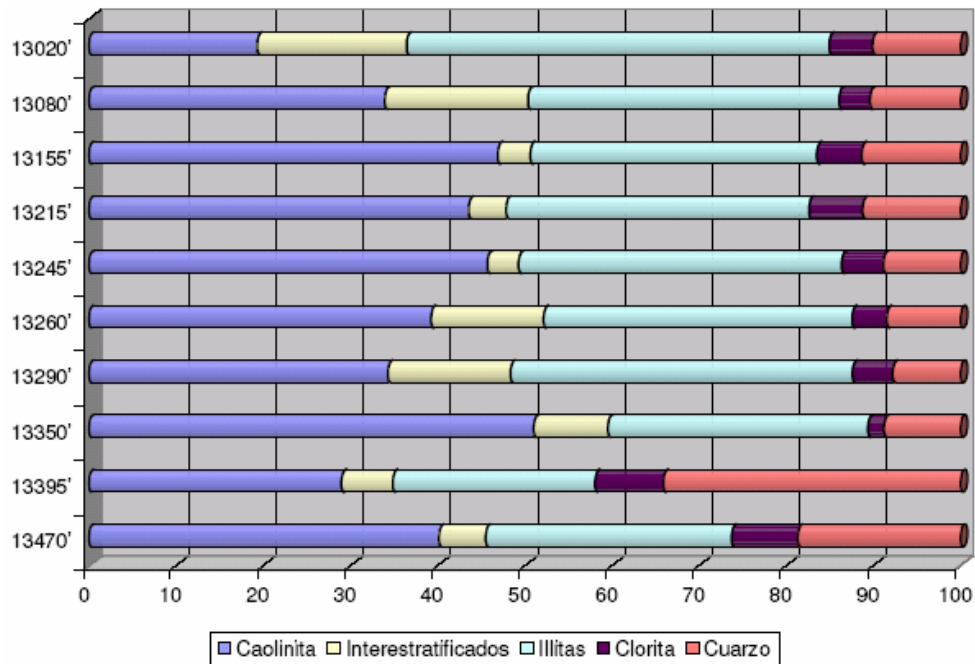


Figura 5.6. Composición mineralógica de la fracción inferior a 2 micras.

Si se analizan de manera integral los resultados obtenidos para MBT y DRX, se puede observar una clara relación entre estos análisis como se muestra en la figura 5.7, donde se muestra el cambio en MBT de acuerdo a la suma que den los minerales interestratificados e Illita. Estos resultados muestran una relación incipiente para poder predecir el contenido de estos minerales arcillosos en las muestras con base en la técnica de MBT, esto contribuye en gran manera debido a que la prueba de MBT es posible realizarla en campo, en tiempo real y así se tendría un estimativo del tipo de mineralogía que se esta atravesando y por consiguiente el comportamiento de las muestras al estar en contacto con determinado fluido de perforación.

Además, si estos resultados se relacionan a la clasificación de shales realizada por O'Brien y Chenvert (1973) para predecir los problemas de inestabilidad (Ver tabla 5.8), fácilmente se podría tener un estimativo en campo de los problemas que se podrían presentar.

Tabla 5.8 Clasificación de shales problemáticos según O'Brien (1973)

Clase	Características	Contenido de Arcillas
1	Blando, Alta Dispersión	Alto en Montmorillonita, algo de Illita
2	Blando, Medianamente Disperso	Mediano en Montmorillonita, alto en Illita
3	Medio-Duro, Moderadamente disperso, tendencia a cavings	Alto en interestratificados, alto en Illita, clorita
4	Duro, poca dispersión, tendencia a cavings	Moderado en Illita, moderado en clorita
5	Muy duro, fragil, no hay despersion significativa, tendencia a cavings	Alto en Illita, moderado en clorita

Adsorción Isotérmica

Con los resultados de Adsorción Isotérmica para las 26 muestras recolectadas y preservadas en aceite mineral, se pudo realizar el cálculo de los valores de actividad (Ver tabla 5.9), encontrando de esta forma que el valor promedio de actividad para el miembro C8 de la Formación Carbonera en el pozo analizado es de 0.699. Este valor indica que la formación al contacto con el fluido de perforación utilizado en el pozo cuyo valor de actividad fue de 0,946 experimenta un flujo de agua en dirección que favorece el incremento de agua en el shale, esto genera presiones osmóticas que alcanzan mas de los 13,000 psi como se muestra en la tabla 5.9. Como se puede observar en la tabla anterior, el esfuerzo generado es negativo en la mayoría de los resultados, esto como consecuencia de la relación que existe entre la actividad del fluido de perforación y la actividad calculada para las muestras, es decir, en la ecuación 3.10 que se utiliza para calcular este esfuerzo. Si el valor de actividad del fluido es mayor que la de la formación (como es el caso de la mayoría de las muestras), el resultado será negativo indicando que la dirección de flujo de agua es en dirección de la formación, es decir esta relación de actividades refleja que la formación se esta hidratando.

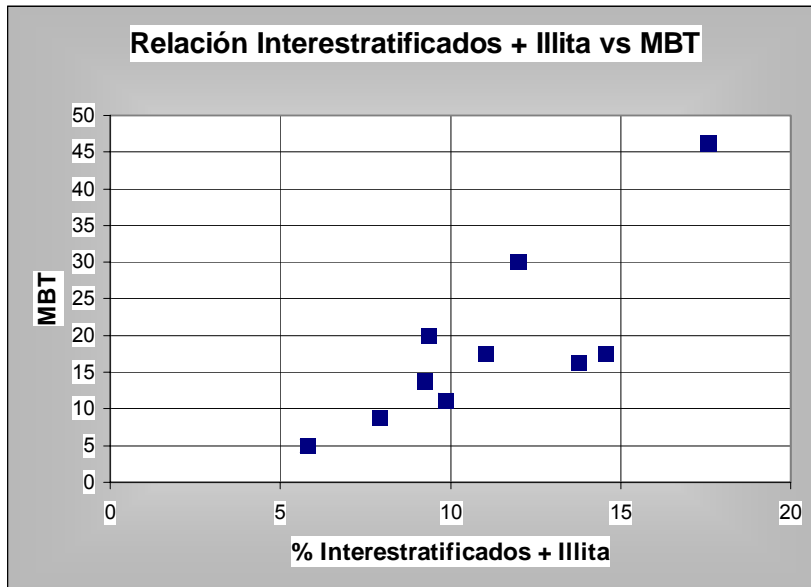


Figura 5.7. Relación encontrada entre el contenido de algunos minerales arcillosos y los resultados de MBT para las muestras analizadas.

Como se puede observar en la tabla 5.9, no se encuentra un comportamiento definido en cuanto a los valores de actividad al ser analizados con respecto a la profundidad. Esto se explica gracias a que en zonas sobre-presionadas (como es este caso en el Piedemonte Colombiano) no existe una relación directa entre la profundidad y la salinidad de las formaciones, a diferencia de la relación que existe para formaciones presionadas normalmente (Mier, R., comunicación oral).

Con los datos de actividad de las muestras analizadas, se realizó el cálculo de las cantidades de sal necesarias para adicionar al fluido de perforación y así alcanzar en el fluido una actividad balanceada. El cálculo de estas cantidades de sal se realizó con las curvas propuestas por Chenevert (1970a) y Bourgoyne (1991) como se muestra en las figuras 2.1 y 5.8 respectivamente.

Para reducir los esfuerzos que genera la interacción química, es necesario aumentar la salinidad del fluido de perforación de modo que cada intervalo este controlado, es decir, lo ideal sería cambiar la salinidad del fluido de perforación para cada intervalo en los cuales la actividad es diferente (Ver tabla 5.10). Como este procedimiento no es práctico y si complejo, existen opciones para manejar estos valores de salinidad en el fluido de perforación, según la recomendación de autores como O'Brien (1973) (la deshidratación del shales es más lenta que el hinchamiento y contribuye a la disminución de la presión de poro). Así, es preferible que las formaciones experimenten disminución de su contenido original de agua a que se hinchen debido a entrada de agua en su estructura. Por lo tanto, O'Brien (1973) recomienda diseñar un fluido de perforación que se ajuste al menor valor de actividad medido en las rocas.

Este procedimiento no es considerado como el óptimo en este estudio debido a que la representatividad de este valor en las muestras estudiadas es muy baja (una sola muestra). Utilizar el valor promedio de actividad calculado tampoco es la mejor opción para calcular la cantidad de sal necesaria en la fase acuosa del fluido de perforación debido a que es preferible que las muestras experimenten deshidratación que hinchamiento; por lo tanto, después de un análisis integrado con la representatividad de los valores, es decir, observando tanto la preferencia a la deshidratación como la cantidad de muestras que estarían sometidas a hinchamiento, se propone la variación de la concentración de sal en la fase acuosa del fluido de perforación. Las sales de mayor empleo en el diseño de fluidos de perforación, son CaCl_2 y NaCl , por lo que en las tablas 5.11 y 5.12 se muestra la cantidad de cada una de ellas para acercarse de la mejor manera al equilibrio fisicoquímico.

Muestra	Actividad de la Muestra	Esfuerzo Osmótico (psi)
1	0,95	84,1800255
2	0,89	-1217,409908
3	0,65	-7486,879452
4	0,77	-4106,879495
5	0,78	-3849,448356
6	0,72	-5446,351317
7	0,7	-6008,378241
8	0,7	-6008,378241
9	0,85	-2134,842184
10	0,83	-2609,879779
11	0,81	-3096,504793
12	0,8	-3344,341973
13	0,72	-5446,351317
14	0,63	-8110,387585
15	0,5	-12721,21351
16	0,5	-12721,21351
17	0,47	-13955,66719
18	0,58	-9760,139945
19	0,5	-12721,21351
20	0,54	-11185,79176
21	0,94	-126,9397906
22	0,5	-12721,21351
23	0,71	-5725,385746
24	0,77	-4106,879495
25	0,77	-4106,879495
26	0,6	-9083,782412

Tabla 5.9. Valores de actividad calculados en campo y esfuerzo osmótico calculado para una actividad del fluido de perforación de 0,946 (actividad del fluido utilizado para perforar esta formación)

La cantidad de CaCl_2 necesaria en el fluido de perforación es de 280,000 ppm, mientras que la salinidad de NaCl es de 270,000 ppm. A pesar que las concentraciones son relativamente similares, las actividades que se alcanzan con cada uno de estas sales son muy diferentes, con CaCl_2 se alcanza una actividad en el fluido de perforación es de 0.688 y con NaCl es de 0,775. La concentración de NaCl no se puede aumentar aun más, debido a que 270,000 ppm de esta sal corresponde a su valor límite de saturación.

Otro aspecto a analizar es el costo que genera aumentar la concentración de sal en el fluido, aumentar la salinidad a 280,000 ppm con CaCl_2 , genera un aumento en el costo por barril de lodo de 33 dólares, mientras que con NaCl se disminuye el costo en 19 dólares (Ver tabla 5.13), el problema de adicionar NaCl al fluido de perforación, es que este no tiene la capacidad de atravesar la fase aceite del fluido (Bourgoyne, 1991), por lo tanto no se aumentaría la salinidad, si se quiere manejar esta salinidad con NaCl sería necesario preparar nuevo fluido de perforación que desde el comienzo presente esta salinidad.

Análisis Estadístico

Para validar los datos obtenidos con la prueba de adsorción isotérmica en laboratorio y evaluar la representatividad de los resultados, es decir, si las pruebas realizadas en laboratorio se comportan como grupo de forma similar a las muestras analizadas en campo, se realizó un análisis estadístico de comparación de grupos. Esta comparación consiste en la determinación de las medidas de tendencia central, distribución de frecuencias y una comparación entre grupos muestrales; es decir, una comparación entre el comportamiento de determinadas muestras al experimentar diferentes tratamientos (Phillips, 1999).

La comparación entre grupos de muestras se realiza a partir de una hipótesis estadística la cual postula en este caso, que el comportamiento de las muestras durante la prueba es el mismo en laboratorio y en campo. Para realizar este análisis las muestras se dividieron en los siguientes grupos:

- a) 8 muestras frescas analizadas en campo
- b) 8 muestras preservadas analizadas en laboratorio
- c) 8 muestras analizadas en campo y luego en laboratorio.

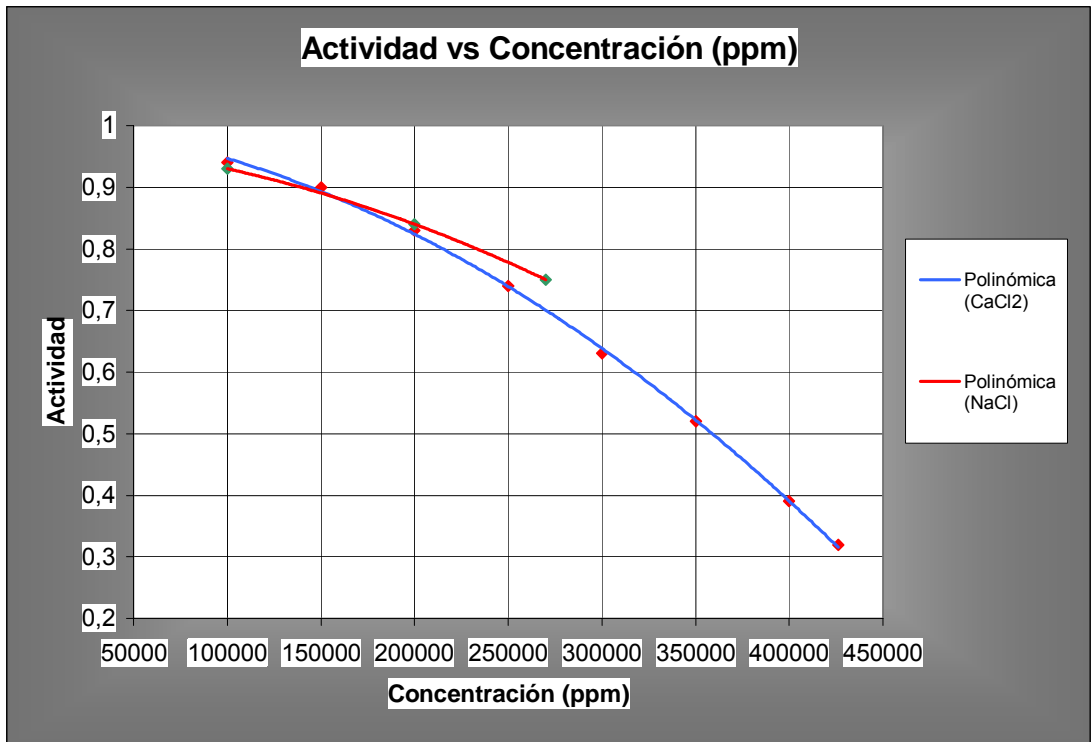


Figura 5.8. Relación entre actividad y concentración de sal de CaCl₂ (curva azul) y NaCl (curva roja). Tomado de Bourgoyne (1991).

Cabe aclarar que las 8 muestras probadas en los tres grupos pertenecen a las mismas profundidades. Por lo tanto, la comparación tiene como base que al ser la misma muestra analizada bajo condiciones diferentes debería comportarse de igual manera, esta es la hipótesis a probar.

La comparación de los datos obtenidos al realizar la prueba de Adsorción Isotérmica con los tres grupos de muestras (muestras de la 10 a la 13 recién recogidas de las rumbas, muestras de la 10 a la 13 preservadas en aceite mineral y muestras de la 10 a la 13 a las cuales se les alteró el contenido de humedad por haber sido probadas en campo), se basa en el cálculo de un valor Z_c el cual se grafica en una curva de distribución de frecuencias, si el valor graficado se encuentra en un intervalo entre -1.96 y 1.96 como se muestra en la figura 5.9, indica que los grupos de muestras que han sido

comparados se comportan de forma similar después de haber recibido diferentes tratamientos. El valor de Z_c se calcula por medio de la ecuación 5.1

Actividad de la Muestra	Salinidad del Lodo (ppm CaCl ₂)	Esfuerzo Osmótico (psi)
0,95	95000	0
0,89	150000	0
0,65	295000	0
0,77	230000	0
0,78	230000	0
0,72	265000	0
0,70	273800	0
0,70	273800	0
0,85	180000	0
0,83	197000	0
0,81	210000	0
0,80	218900	0
0,72	265000	0
0,63	310000	0
0,50	375000	0
0,50	400000	0
0,47	420000	0
0,58	420000	0
0,50	435000	0
0,54	435000	0
0,94	105000	0
0,50	364500	0
0,71	265000	0
0,77	230000	0
0,77	230000	0
0,60	230000	0

Tabla 5.10. Salinidad necesaria en la fase acuosa del fluido de perforación para que cada intervalo este en equilibrio osmótico.

$$Z_c = \frac{(\bar{X}_1 - \bar{X}_2)}{\sqrt{\frac{(n_1 - 1)S_1^2 + (n_2 - 1)S_2^2}{n_1 + n_2 - 2} * \frac{1}{n_1} * \frac{1}{n_2}}} \quad 5.1$$

Donde \bar{X}_1 y \bar{X}_2 son las medias de los dos grupos de datos, n_1 y n_2 son el número de muestras de cada grupo, S_1^2 y S_2^2 son las varianzas de los dos grupos respectivamente (Phillips, 1999).

Al realizar estos cálculos para las posibles combinaciones de los grupos probados se obtuvieron los datos que se muestran en las tablas 5.14 y 5.15 dando como resultado una muy buena correlación entre el comportamiento del grupo de las muestras probadas en campo y las probadas en laboratorio que han sido preservadas en aceite mineral. Las muestras de laboratorio en la tabla 5.14 fueron preservadas en aceite mineral, obsérvese que el valor de Z_c se encuentra dentro del rango que se muestra en la figura 31, esto implica una correlación entre los resultados del 95%. Obsérvese que el valor de Z_c en la tabla 5.15 se encuentra por fuera del rango que se muestra en la figura 5.9, lo cual indica baja correlación, en este grupo, las muestras probadas en laboratorio fueron probadas primero en campo. Esto indica que una vez se altere el contenido inicial de humedad de las muestras, los resultados de esta prueba son de baja confiabilidad.

Esta buena correlación indica que los resultados de adsorción isotérmica realizados en laboratorio reflejan con un 95% de confiabilidad el comportamiento de las muestras como si la prueba se hubiese realizado en campo con muestras frescas (recién recogidas de las zarandas). Esta buena correlación se atribuye principalmente a la efectividad del aceite mineral para mantener la humedad de las muestras relativamente constante.

Actividad de la Muestra	Salinidad del Lodo (ppm CaCl ₂)	Esfuerzo Osmótico (psi)
0,95	280000	6437,5
0,89	280000	5135,9
0,65	280000	-1133,5
0,77	280000	2246,5
0,78	280000	2503,9
0,72	280000	907,0
0,70	280000	345,0
0,70	280000	345,0
0,85	280000	4218,5
0,83	280000	3743,5
0,81	280000	3256,8
0,80	280000	3009,0
0,72	280000	907,0
0,63	280000	-1757,0
0,50	280000	-6367,9
0,50	280000	-6367,9
0,47	280000	-7602,3
0,58	280000	-3406,8
0,50	280000	-6367,9
0,54	280000	-4832,4
0,94	280000	6226,4
0,50	280000	-6367,9
0,71	280000	628,0
0,77	280000	2246,5
0,77	280000	2246,5
0,60	280000	-2730,4

Tabla 5.11. Concentración de CaCl₂ calculada para reducir la interacción química.

Actividad de la Muestra	Salinidad del Lodo (ppm NaCl)	Esfuerzo Osmótico (psi)
0,95	270000	4191,1
0,89	270000	2889,5
0,65	270000	-3380,0
0,77	270000	0,0
0,78	270000	257,4
0,72	270000	-1339,5
0,70	270000	-1901,5
0,70	270000	-1901,5
0,85	270000	1972,0
0,83	270000	1497,0
0,81	270000	1010,4
0,80	270000	762,5
0,72	270000	-1339,5
0,63	270000	-4003,5
0,50	270000	-8614,3
0,50	270000	-8614,3
0,47	270000	-9848,8
0,58	270000	-5653,3
0,50	270000	-8614,3
0,54	270000	-7078,9
0,94	270000	3979,9
0,50	270000	-8614,3
0,71	270000	-1618,5
0,77	270000	0,0
0,77	270000	0,0
0,60	270000	-4976,9

Tabla 5.12. Concentración de NaCl calculada para reducir la interacción química.

Prueba de Dispersión

Para la prueba de dispersión se encontró que al variar la concentración de sal en el fluido de perforación, y por consiguiente al variar el valor de actividad, las muestras se dispersan en mayor o menor grado, dependiendo de la diferencia de actividades del fluido y de la muestra.

Actividad	Sal	Concentración (ppm)	Costo (U.S.\$ /BBL)
0.946	CaCl ₂	65000	27
0.65	CaCl ₂	300000	126
0.75	NaCl	280000	10

Tabla 5.13. Calculo de costos causados por la salinidad en el fluido de perforación.

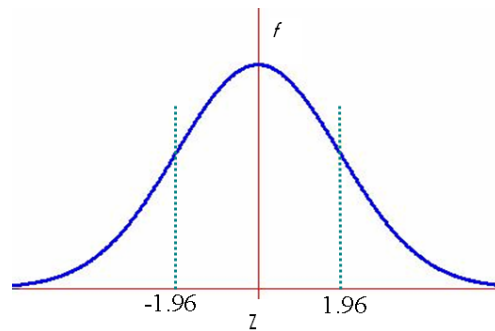


Figura 5.9. Distribución de frecuencias normal. El intervalo señalado indica una probabilidad del 95%.

En la tabla 5.16 se muestran los porcentajes de recobro de las pruebas realizadas, para garantizar los resultados de las pruebas, éstas se realizaron dos veces por cada fluido preparado. Las letras a y b en la tabla 5.16 representan lodos de la misma composición.

Como resultado de la prueba de adsorción isotérmica se determinó que un fluido con un valor de actividad de aproximadamente 0.69, brindaría las condiciones de equilibrio fisicoquímico fluido/roca. Como se puede observar en la tabla 5.16, el mayor porcentaje de recobro se alcanzó con el lodo preparado con una actividad muy cercana a la propuesta (actividad probada = 0,65).

Medidas de Tendencia Central Laboratorio	
Mediana	0,805
Promedio	0,803
Desv Estandar	0,094
Varianza	0,009

Medidas de Tendencia Central Campo	
Mediana	0,818
Promedio	0,809
Desv Estandar	0,088
Varianza	0,008

$$Z_c = -0,28$$

Tabla 5.14. Resultados de la comparación entre los grupos muestrales de campo y laboratorio (preservadas). Note que el valor de Z_c se encuentra dentro del rango permisible para un 95% de coincidencia de los resultados.

Medidas de Tendencia Central Lab-Camp	
Mediana	0,760
Promedio	0,745
Desv Estandar	0,044
Varianza	0,002

Medidas de Tendencia Central Campo	
Mediana	0,818
Promedio	0,809
Desv Estandar	0,088
Varianza	0,008

$$Z_c = -3,31$$

Tabla 5.15. Resultados de la comparación entre los grupos muestrales de campo y laboratorio (muestras probadas en campo). Note que el valor de Z_c se encuentra por fuera del rango permisible para un 95% de coincidencia de los resultados.

Cuando se utilizan fluidos que sean de mayor o menor concentración que la propuesta, el porcentaje de recuperación disminuye dando lugar a problemas de inestabilidad. Tanto con el lodo 1 como con el lodo 3, se presenta una gran diferencia entre los valores de actividad de los fluidos y de las muestras, lo que induce dispersión de las muestras, dando como resultado porcentajes de recuperación menores que la recuperación con un fluido de actividad muy

cercana a la de la roca. Como se mencionó en el capítulo 3, el efecto que causa la deshidratación de la roca debido al uso de fluidos con una concentración mayor que la concentración de la roca, es menos desfavorable que el hinchamiento debido a adsorción de agua.

Tabla 5.16 Resultados de la prueba de Dispersión.

PRUEBA DE DISPERSIÓN							
	No de Lodo	Peso del tamiz seco (inicial)	Peso Inicial de la muestra (g)	Peso final (muestra seca más tamiz)	Contenido inicial de humedad	% de Recobro	
Lodo de Campo (A=0,946)	1	a	360.59	20	377.55	2.3	86.80
		b	380.75	20	397.15	2.3	83.93
Lodo de Actividad recomendada (A=0,65)	2	a	360.85	20	379.65	2.3	96.21
		b	380.79	20	399.82	2.3	97.39
Lodo de Actividad menor que la recomendada (A=0,5)	3	a	360.7	20	378.58	2.3	91.50
		b	380.87	20	399.54	2.3	95.55
Agua Destilada (A=1,0)	4	a	360.61	20	367.24	2.3	33.93
		b	380.88	20	387.09	2.3	31.78

Consideraciones Reológicas

Adicionalmente, se evaluó la influencia de la adición de sal en las propiedades reológicas de los lodos, como se muestra en las tablas 5.17, 5.18 y 5.19, no existe influencia significativa en la viscosidad plástica y “yield point”. Este comportamiento es característico en los fluidos base aceite.

Tabla 5.17 Reología del lodo utilizado en campo.

Lodo 1 (A=0,95)	T (°F) = 150
θ 3 (10 seg)	31
θ 3 (10 min)	77
θ 600	254
θ 300	158
Viscosidad Plástica (cp)	96
Yp (lb/100 ft ²)	62

Tabla 5.18 Reología del lodo con actividad cercana a la medida en las muestras.

Lodo 2 (A=0,65)	T (°F) = 150
θ 3 (10 seg)	31
θ 3 (10 min)	75
θ 600	221
θ 300	138
Vp (cp)	83
Yp (lb/100 ft ²)	55

Tabla 5.19 Reología del lodo con actividad menor a la medida en las muestras.

Lodo 3 (A=0,5)	T (°F) = 150
θ 3 (10 seg)	31
θ 3 (10 min)	77
θ 600	254
θ 300	158
Vp (cp)	96
Yp (lb/100 ft ²)	62

CONCLUSIONES

- ✚ Para la sección analizada de la Formación Carbonera, se estableció que los valores de actividad varían entre 0.47 y 0.95, comportamiento característico de formaciones sobrepresionadas, como es el caso de Carbonera C8 en el Piedemonte Llanero Colombiano.
- ✚ La actividad promedio determinada del intervalo muestreado (Carbonera C8) para el sitio de perforación visitado, es de 0.69.
- ✚ El valor de actividad utilizado en el fluido de perforación de este pozo (Actividad del fluido = 0,95), es mayor al requerido por la formación analizada, según el establecido para las muestras evaluadas (Actividad promedio de las muestras = 0,69), lo cual conduce a diferencias de potencial fluido/roca que generan inestabilidad físico-química.
- ✚ Según las relaciones entre la actividad de las muestras, y del fluido de perforación utilizado en el pozo, se calcularon valores de esfuerzo osmótico que varían entre 84 y 13000 psi.
- ✚ Los valores de presión osmótica calculados, revelan que la dirección preferencial de flujo osmótico es hacia el shale, lo cual implica hidratación de la formación en la cara del pozo.
- ✚ La metodología de preservación empleada (inmersión en aceite mineral), mostró altos porcentajes de preservación, cercanos al 100%.

- ✚ Los resultados establecidos en laboratorio, presentan con un 95% de confiabilidad, según el análisis estadístico realizado.
- ✚ Los resultados de la prueba de azul de metileno (MBT), revelan que la mayoría de las muestras son altamente reactivas (valores por encima de 15 lb de shale reactiva / 100 lb de muestra).
- ✚ El intervalo analizado muestra alta presencia de minerales arcillosos, según análisis de Difracción de Rayos X.
- ✚ El mineral arcilloso predominante en las muestras analizadas, es la caolinita, seguido por illita e interestratificados.
- ✚ En las muestras analizadas no se encontró esmectita como mineral individual, sino que aparece como interestratificado con illita.
- ✚ A partir de la composición mineralógica encontrada en el intervalo analizado, se establece que predomina la tendencia a la dispersión.
- ✚ Para las muestras analizadas, se aprecia correspondencia lineal entre valores de reactividad (MBT) y contenido de illita e interestratificados (DRX), lo cual es útil como primera aproximación a la identificación en campo de la mineralogía de la formación que se está perforando.
- ✚ Como resultado de la prueba de adsorción isotérmica, se encontró que los porcentajes de adsorción de agua fueron bajos para las muestras analizadas, lo cual es consecuente con el alto porcentaje de caolinita, mineral reconocido por su tendencia a la dispersión.

- ✚ Un valor de actividad en el fluido de perforación cercano a los valores establecidos para las muestras analizadas (0,65 como es el caso del lodo 2), conduce a estabilidad físico-química, como efectivamente muestran los altos porcentajes de recuperación encontrados en la prueba de dispersión. Contrario a esto, valores de actividad lejanos (como es el caso del lodo 1 y 4) conducen a porcentajes de recuperación menores.

- ✚ El cambio en la salinidad (actividad) de los fluidos evaluados, no influye de manera significativa en las propiedades reológicas de los mismos.

- ✚ La diferencia de potencial químico entre el agua del shale y el fluido de perforación es una de las fuerzas impulsoras del desplazamiento de agua desde o hacia el shale.

RECOMENDACIONES

- ✚ Aumentar la concentración de sal en el fluido de perforación hasta 280000 ppm de CaCl_2 con el propósito de reducir valores de esfuerzo osmótico, y alcanzar de esta manera equilibrio físico-químico en el intervalo analizado de la formación Carbonera
- ✚ Realizar otras pruebas de interacción como elongación, hinchamiento y CST, para avanzar en una comprensión integral del fenómeno de interacción entre el fluido de perforación y formaciones arcillosas en el Piedemonte Llanero Colombiano.
- ✚ Realizar este análisis en otros pozos de la región con el objetivo de comprender el comportamiento de la cuenca en este aspecto, y contribuir a la reducción de problemas de perforación en formaciones reconocidas a nivel mundial como problemáticas.
- ✚ Continuar este estudio analizando otros aspectos de la interacción química, tales como la ósmosis por difusión de iones, eficiencia de membrana y efectos capilares.
- ✚ Acoplar el componente físico-químico al componente geomecánico, para así realizar análisis integrales en la estabilidad de pozo.
- ✚ Fortalecer el análisis involucrando investigadores de otras áreas del conocimiento, tales como Química e Ingeniería Química.

- ✚ Fomentar el trabajo integrado entre la industria y la academia, con miras a que la investigación académica se alimente de tecnologías actuales en el área de aplicación y contribuyan en la solución de problemas.

BIBLIOGRAFÍA

- ✚ Al-Bazali, T (2003). Membrane Efficiency Behaviour of Shales. Magister Thesis of University of Austin Texas.
- ✚ Baroid Corporation career Development Center (1991). Fluidos de Perforación.
- ✚ Blatt H., Middleton G., Murray R (1980). Origin of Sedimentary Rocks. PRENTICE HALL. New Jersey. 782p.
- ✚ Bloys, B., Davis, N., Smolen, B., Bailey, L., Fraser, L. y Hodder, M (1994). Designing and managing of drilling fluid. Oil Field Review, Schlumberger.
- ✚ Bourgoyne, A., Millheim, K., Chenevert M., Young, F (1991). SPE Textbook Series. Vol 2. Texas.
- ✚ Moore, D., Reynolds, R (1989). X – Ray Diffraction and the Identification and Análisis of Clay Minerlas. OXFORD UNIVERSITY PRESS. New York. 332p.
- ✚ Chenevert, M (1970a). Shale Control with Balanced-Activity Oil-Continuous Muds. Artículo SPE 2559.
- ✚ Chenevert, M (1970b). Shale Altaration by Water Adsorption. Artículo SPE 2401. Texas.
- ✚ Chenevert, M., y Amanullah, M (1997). “Shale preservation and Testing Techniques for borehole Stability Studies”. Artículo SPE 37672. Amsterdam.
- ✚ Chenevert, M., Pernot V (1998). Control of Shale Swelling Pressures Using Inhibitive Water-Base Muds. Artículo SPE 49263. New Orleans.
- ✚ Cooper, G., Sanjit, R (1994). Prevention of Bit Balling by Electro-osmosis. Artículo SPE 27882.
- ✚ Durand, C., Forsans, T., Ruffet, C., Onaisi, A (1995). Influence of Clays on Borehole Stability: Ocurrance of Drilling Problems Physico-Chemical Description of Clays and of theirs Interacctions with Fluids. Revue De L’Institut Francais du Pétrole; Vol 50, No 2; 31p.

- ✚ Fam, M., Dusseault, M (1998). Borehole Stability in Shales: A Physico-chemical Perspective. Artículo SPE 47301.
- ✚ Goetz, J (2000). Shaly Sand Log Evaluation. Course Outline. Oil & Gas Consultants International, Inc. Oklahoma.
- ✚ Harbut, C., Klein, C (1985). Manual de Mineralogía de Dana. Reverté. Bogotá. 564p.
- ✚ Huang, H (1996). Theoretical Análisis and Numerical Simulation of Drilling Fluid Interaction with Shale, Ph.D. Dissertation. University of Tulsa.
- ✚ Lomba, R., Chenevert, M. y Sharma, M (2000a). The Ion-Selective Membrane Behavior of Native Shales. J. Pet. Sci. Engr. Vol. 25, pp 9-23.
- ✚ Lomba, R., Chenevert, M. y Sharma, M (2000b). The Role of Osmotic Effects in Fluid Flow Through Shales. J. Pet. Sci. Engr. Vol. 25, pp 25-35.
- ✚ Procedimiento de ensayo, Prueba de azul de metileno para sólidos perforados. Norma Técnica del Laboratorio PTE 14016. Manual de Procedimientos, Laboratorio de Tecnologías Operacionales TOP, ICP.
- ✚ Procedimiento de ensayo, Determinación de curvas de adsorción isotérmica. Norma Técnica del Laboratorio PTE 14012. Manual de Procedimientos, Laboratorio de Tecnologías Operacionales TOP, ICP.
- ✚ Procedimiento de ensayo, Difracción de Rayos X Norma Técnica del Laboratorio PTE 06.001 Manual de Procedimientos, Laboratorio de Difracción de Rayos X DRX, ICP.
- ✚ Procedimiento de ensayo, Difracción de Rayos X Norma Técnica del Laboratorio PTE 06.002 Manual de Procedimientos, Laboratorio de Difracción de Rayos X DRX, ICP.
- ✚ Miró, M., Domingo, M (1985). Breviario de Geomorfología. oikos-tau, S.A. Barcelona. 141p.
- ✚ Mody, F., y Hale, A (1993). A Borehole Stability Model to Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling Fluid Shale Interaction. Artículo SPE 25728.
- ✚ Norma API 13i

- ✚ O'Brien D., Chenevert M. (1973). Stabilizing Sensitive Shales With Inhibited, Potassium – Based Drilling Fluids. Artículo SPE 4232.
- ✚ Olaya, J., Plata, E (2001). Investigación en Fluidos de perforación y Estabilidad de Pozo. Instituto Colombiano del Petróleo. ECOPETROL. Piedecuesta.
- ✚ Osisanya S., Chenevert M (1987). Rigsite Shale Evaluation Techniques for Control of Shale-Related Wellbore Instability Problems. Artículo SPE 16054.
- ✚ Osisanya, S., Chenevert, M (1996). Physico-chemical Modelling of Wellbore Stability in Shale Formations. The Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol. 35, N.2, pp. 53 – 63.
- ✚ Occidental de Colombia Inc. Reporte Final Pozo Gibraltar 1. Geología. Bogotá. 2002.
- ✚ Phillips, J (1999). How to Think about Statistics. W. H. Freeman and Company. New York. 202p.
- ✚ Price, G., Ross, N (1992). The Stability of Minerals. Chapman & Hall. Londres. 386p.
- ✚ Sanjit, R., Cooper, G (1992). Prevention of bit balling in shales: some preliminary results. Artículo SPE 23870.
- ✚ Santos, H., Diek, A., Fontoura, S., y Roegiers, J.-C (1996). Investigations of the Effects of sample handling procedures on shale properties, 2nd North American Rock Mechanics Symposium. Montreal.
- ✚ Selley, R (1988). Applied Sedimentology. Academic Press. Londres. 446p.
- ✚ Sierra, M (2000). Lecturas sobre Lodos de Perforación. Universidad Nacional de Colombia. Medellín. 130p.
- ✚ Simpson, J., Dearing, H (2000). Diffusion Osmosis - an Unrecognized Cause of Shale Instability. Artículo SPE 59190.
- ✚ Suárez, M. y García, E. Las Arcillas: propiedades y usos. Universidad Complutense de Madrid.

- ✚ Tarbuck, E., Lutgens, F (1999). Ciencias de la Tierra. PRENTICE HALL. Madrid. 616p.
- ✚ The Mineralogical Society. www.minersoc.org
- ✚ Van Oort, E (1997). Physico-Chemical Stabilization of Shales. Artículo SPE 37263.
- ✚ Velde, B. (1985): Clay Minerals, A Physico-Mechanical Explanation of their Occurrence (Developments in Sedimentology, 40). Elsevier. Amsterdam. 427 p
- ✚ Weaver, C (1959). The Clay Petrology of Sediments. Clays and Clay Minerals. No 6, 33 p.
- ✚ Weaver, C (1989). Clays, Muds, and Shales (Developments in sedimentology, 44). Elsevier. Amsterdam. 819p.
- ✚ Yew, C., Chenevert, M., Wang, C (1990). Wellbore Stress Distribution Produced by Water Adsorption. Artículo SPE 19536.