

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

**“ESTUDIO DE EFECTIVIDAD DEL SISTEMA DE FLUIDOS BASE AMINA - GLICOL  
- PHPA EN LA INHIBICIÓN DE LOS COMPONENTES ARCILLOSOS DE LAS  
FORMACIONES ORTEGUAZA, TIYUYACU, TENA Y LUTITA NAPO EN UN  
CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO”**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS**

**LUIS ARTURO GALARZA HERRERA**

**luis\_arturogalarza@hotmail.com**

**LUIS ALBERTO PAZOS GÓMEZ**

**lpazzos23@hotmail.com**

**DIRECTOR: MSC. RAÚL VALENCIA**

**raul.valencia@hotmail.es**

**Quito, Abril 2010**

## DECLARACIÓN

Nosotros, Luis Arturo Galarza Herrera y Luis Alberto Pazos Gómez, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

LUIS ARTURO GALARZA

---

LUIS ALBERTO PAZOS

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Luis Arturo Galarza Herrera y Luis Alberto Pazos Gómez, bajo mi supervisión.

---

Ing. RAÚL VALENCIA, MSc.

DIRECTOR DE PROYECTO



## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Dios por darme la oportunidad de vivir en un hogar amoroso, con padres que me han apoyado incondicionalmente en cada paso de mi vida, y hoy en superar una etapa más de mi vida.

A mis padres Arturo y Pilar por todo el amor, consejos, apoyo, ayuda y sobre todo por el gran ejemplo que me brindaron en cada momento de mi vida.

A mi hermana Margarita por todas las fuerzas, apoyo y ejemplo que me ha dado en toda mi vida.

A mi tía Blanca Herrera por todo su cariño y apoyo cada día de mi vida.

A los Ingenieros Glen Obando, Andrea Chávez, Pedro Orbe y Luis Anaguano por la apertura brindada para poder desarrollar este proyecto.

A los Ingenieros Raúl Valencia y Gerardo Barros por su guía y sus enseñanzas.

A todos mis amigos por estar en los mejores momentos de la vida universitaria, especialmente a Luis Pazos por ser un gran compañero y amigo.

**Luis Arturo Galarza Herrera**

## DEDICATORIA

Dedico a Dios por acompañarme durante mi vida.

A mis padres Pilar y Arturo quienes me dieron la vida y gracias a ellos estoy ahora aquí.

A mi hermana Margarita que siempre la tengo presente en mi corazón.

A mi tía Blanca y abuelita Adelaida por todo el amor brindado.

A mi tío Carlos por ser una gran persona.

A todos mis primos especialmente a Anita María, Sandy, Karina, Hugo, Luis Fernando, Christian por siempre compartir alegrías y tristezas, por ser como son y siempre estar ahí.

A Verónica por su apoyo y por siempre poner una sonrisa y alegría en mí.

**Luis Arturo Galarza Herrera**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Q-MAX S.A y todo su personal especialmente al Ing. Glen Obando, a la Ing. Andrea Chávez y al Ing. Luis Anaguano por la apertura y la confianza brindada para que este proyecto pueda llevarse a cabo.

Al Ing. Raúl Valencia por sus sabias enseñanzas y por guiar este proyecto.

A la Escuela Politécnica Nacional y cada uno de los maestros de la Facultad de Ingeniería en Petróleos por ser los formadores de profesionales íntegros.

A la Señora Blanca Herrera por emplazar en mí la misma confianza que puso sobre su sobrino.

Al Ing. Pedro Orbe por la colaboración abierta ofrecida durante el proyecto.

A nuestro “Grupo de Apoyo” por incondicionalmente asistir a las convocatorias cuando uno lo necesitaba. Especialmente al coautor de este proyecto por ser un gran amigo más que un compañero de aula.

**Luis Pazos**

## DEDICATORIA

Ante todo a Dios por ser el guía supremo que enrumba mi vida que me bendijo con la fuerza y la sabiduría para culminar el proyecto.

A mi Padre Luis ejemplo de entrega y perseverancia. A mi madre María Elena ejemplo de mujer intachable apoyandome incondicionalmente día a día.

A mis sobrinos Mike y Emily, a mi hermana adorada Angela por ser mis amigos, siempre confiar en mí y transmitirme su alegría y tranquilidad.

A mi familia entera en especial a mi abuelito Pedro, mis tías Martha y Patricia y a mi tío Lino por sus sabios consejos y apoyo absoluto.

A Carolina por ser el gran soporte de mi vida.

**Luis Pazos**



## CONTENIDO

<b>DECLARACIÓN .....</b>	<b>I</b>
<b>CERTIFICACIÓN.....</b>	<b>III</b>
<b>AGRADECIMIENTOS .....</b>	<b>V</b>
<b>DEDICATORIA.....</b>	<b>VI</b>
<b>CONTENIDO .....</b>	<b>IX</b>
<b>ÍNDICE DE MAPAS.....</b>	<b>XIX</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS .....</b>	<b>XIX</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>XXI</b>
<b>SIMBOLOGÍA O SIGLAS.....</b>	<b>XXVI</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>XXVII</b>
<b>PRESENTACIÓN .....</b>	<b>XXIX</b>
<b>CAPÍTULO 1</b>	
<b>DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA Y LITOLÓGICA DEL CAMPO.....</b>	<b>1</b>
1.1 GEOLOGÍA REGIONAL DE LA CUENCA ORIENTAL. ....	1
1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO PX.....	2
1.2.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.....	2
1.2.2 ESTRUCTURA DEL CAMPO PX.....	3
1.3 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO PX.....	3
1.4 GEOLOGÍA DEL CAMPO PX .....	4
1.4.1 FORMACIONES DEL CUATERNARIO .....	5
1.4.2 FORMACIONES TERCIARIAS.....	6
1.4.3 FORMACIONES CRETÁICAS .....	6
1.5 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DEL CAMPO.....	6
1.5.1 FORMACIÓN ORTEGUAZA.....	6
1.5.2 FORMACIÓN TIYUYACU .....	7
1.5.2.1 Conglomerado Tiyuyacu .....	8

1.5.3 FORMACIÓN TENA .....	9
1.5.4 FORMACIÓN NAPO.....	10
1.5.4.1 Lutita Napo.....	10
1.6 DESCRIPCIÓN ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO .....	11
1.6.1 FORMACIÓN ORTEGUAZA.....	11
1.6.2 FORMACIÓN TIYUYACU .....	11
1.6.2.1 Tiyuyacu Conglomerado .....	11
1.6.3 FORMACIÓN TENA .....	12
1.6.3.1 Tena Superior.....	12
1.6.3.2 Tena Inferior.....	12
1.6.4 FORMACIÓN NAPO.....	12
1.6.4.1 Hollín Superior – Lutita Napo Inferior .....	13
1.6.4.2 T Principal – T Superior – Caliza B .....	13
1.6.4.3 Arenisca U Principal – Napo U Superior – Caliza A .....	13
1.6.4.4 Arenisca M1 – Lutita Napo Superior.....	14

## **CAPÍTULO 2**

### **QUÍMICA DE ARCILLAS Y PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN. .... 15**

2.1 QUÍMICA DE ARCILLAS. ....	15
2.1.1 INTRODUCCIÓN.....	15
2.1.2 DEFINICIÓN QUÍMICA.....	17
2.1.3 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS.....	19
2.1.3.1 Silicatos.....	19
2.1.3.1.1 Unidades Fundamentales de Construcción. ....	20
2.1.3.1.1.1 Capa Tetraédrica. ....	20
2.1.3.1.1.2 Capa Octaédrica.....	23
2.1.3.1.2 Estructura de los minerales Arcillosos. ....	24
2.1.3.1.3 Cargas en las Superficies Arcillosos. ....	26
2.1.3.1.3.1 Cargas Estructurales. ....	26
2.1.3.1.3.2 Cargas Superficiales.....	26
2.1.4 GRUPOS MINERALES ARCILLOSOS.....	27
2.1.4.1 Arcillas de dos Capas (Grupo 1:1). ....	28

2.1.4.1.1	Caolinitas.....	28
2.1.4.2	Arcillas de Tres Capas. (Grupo 2:1).....	29
2.1.4.2.1	Arcillas Esmeclitas o Montmorillonitas.....	29
2.1.4.2.2	Ilita.....	33
2.1.4.2.3	Clorita.....	34
2.1.4.2.4	Sepiolita y Atapulgita.....	36
2.1.5	ARCILLAS EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	41
2.1.5.1	Asociación de las Partículas de Arcilla.....	41
2.1.6	PROPIEDADES DE LAS ARCILLAS.....	43
2.1.6.1	Propiedades Físico – Químicas.....	43
2.1.6.1.1	Superficie Específica.....	44
2.1.6.1.2	Capacidad de Intercambio Catiónico.....	45
2.1.6.1.3	Capacidad de Absorción.....	47
2.1.6.1.4	Tixotropía.....	48
2.1.6.1.5	Plasticidad.....	48
2.1.6.1.6	Hidratación e Hinchamiento.....	49
2.1.6.1.6.1	Influencia Catiónica sobre la Hidratación.....	52
2.2	ESTABILIDAD DE LA LUTITA Y DEL POZO.....	54
2.2.1	INTRODUCCIÓN.....	54
2.2.2	TIPOS DE ESFUERZOS.....	55
2.2.2.1	Esfuerzo Mecánico.....	56
2.2.2.1.1	Rotura/Colapso causado por la Compresión o Flujo Plástico.....	56
2.2.2.2	Interacción Física.....	56
2.2.2.2.1	Erosión debido a altas velocidades anulares.....	57
2.2.2.2.2	Humectación, Invasión de Fluido y Transmisión de Presión.....	58
2.2.2.3	Interacciones Químicas.....	58
2.2.2.3.1	Hidratación, hinchamiento y dispersión de Lutita.....	58
2.2.3	CLASIFICACIÓN DE LAS LUTITAS.....	60
2.2.3.1	Esfuerzos Externos.....	60
2.2.3.1.1	Presión de Sobrecarga.....	60
2.2.3.1.2	Presión de Poros.....	60
2.2.3.1.3	Fuerzas Tectónicas.....	61

2.2.3.1.4 Absorción de Agua.....	61
2.2.3.2 Lutitas Hidratables y Dispersivas .....	62
2.2.3.3 Lutitas Quebradizas .....	64
2.2.3.4 Lutitas Bajo Presión Excesiva O Presurizadas.....	64
2.2.3.5 Lutitas Bajo Esfuerzos Tectónicos .....	66
2.2.4 MECANISMO PARA LA ESTABILIZACIÓN DEL POZO .....	67

### **CAPÍTULO 3**

#### **DESCRIPCIÓN DEL FLUIDO BASE AMINA-GLICOL-PHPA EN LA INHIBICIÓN DE COMPONENTES ARCILLOSOS..... 70**

3.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN .....	70
3.1.1 SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	70
3.1.1.1 Propiedades vs. Funciones de Lodo .....	71
3.1.2 TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN. ....	72
3.1.2.1 Fluidos de Perforación a Base Agua.....	72
3.1.2.1.1 Composición de los fluidos de perforación base agua.....	72
3.1.2.1.1.1 Clasificación de los Fluidos a Base de Agua .....	74
3.1.2.1.1.2 Principales componentes de los fluidos base agua .....	74
La composición de estos fluidos depende de los aditivos químicos empleados.....	74
3.1.2.2 Sistemas de Polímeros Modernos Base Agua .....	76
3.1.2.2.1 Clasificación de los Polímeros .....	77
3.1.2.2.2 Factores que afectan a los polímeros .....	79
3.1.2.2.2.1 pH .....	79
3.1.2.2.2.2 Salinidad y cationes divalentes.....	80
3.1.2.2.2.3 Temperatura .....	81
3.2 EFECTOS DE LOS COMPONENTES INHIBITORIOS EN LOS MINERALES ARCILLOSOS .....	81
3.2.1 COMPORTAMIENTO DE LAS AMINAS.....	82
3.2.1.1 Reacciones de la Arcilla con Iones Aminas.....	83
3.2.1.2 Polímeros Catiónicos Orgánicos .....	84
3.2.2 COMPORTAMIENTO DE POLIACRILAMIDAS PARCIALMENTE HIDROLIZADAS (PHPA) .....	85

3.2.2.1 Características de la PHPA.....	86
3.2.1 COMPORTAMIENTO DEL GLICOL .....	94
3.2.1.2 Mecanismos de Inhibición .....	95
3.2.1.2.1 Mecanismo 1.....	96
3.2.1.2.2 Mecanismo 2.....	96
3.2.1.2.3 Mecanismo 3.....	97
3.2.1.2.4 Mecanismo 4.....	97
3.2.1.2.5 Mecanismo 5.....	98
3.2.1.2.5.1 Punto de Niebla .....	98
3.3 FLUIDO BASE AMINA – GLICOL – PHPA .....	102
3.3.1 CONFORMACIÓN DEL LODO BASE AMINA-GLICOL-PHPA.....	102
3.3.1.1 Productos a Utilizar .....	103
3.3.1.1.1 Barita.....	104
3.3.1.1.2 Defoam X.....	104
3.3.1.1.3 Kelzan XCD .....	105
3.3.1.1.4 Glymax.....	105
3.3.1.1.5 Maxdrill.....	105
3.3.1.1.6 Natural Gel.....	106
3.3.1.1.7 Soda Caústica.....	106
3.3.1.1.8 Stardrill.....	106
3.3.1.1.9 Synerfloc A25D .....	106
3.3.1.2 Formulación.....	107
3.3.1.3 Preparación del Fluido Base AMINA – GLICOL – PHPA .....	107
3.3.1.3.1 Orden de Agregado.....	107
3.3.1.3.2 Equipo de Protección Personal.....	108
3.3.1.3.3 Equipos.....	108
3.3.1.3.4 Procedimientos (1lt de lodo de perforación).....	108

## **CAPÍTULO 4**

### **DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS Y PRUEBAS DE LABORATORIO .....**

4.1 PRUEBAS PARA UN FLUIDO BASE AMINA GLICOL PHPA .....	111
4.1.1 DENSIDAD DEL FLUIDO .....	111

4.1.1.1 Descripción.....	111
4.1.1.2 Equipo .....	112
4.1.1.3 Procedimiento .....	113
4.1.2 PROPIEDADES REOLÓGICAS .....	114
4.1.2.1 Descripción.....	114
4.1.2.2 Equipo .....	114
4.1.2.2.1 Embudo Marsh.....	114
4.1.2.2.1.1 Procedimiento.....	115
4.1.2.2.2 Viscosímetro Rotativo .....	115
4.1.2.2.2.1 Procedimiento (VISCOSIDAD APARENTE, VISCOSIDAD PLÁSTICA Y PUNTO CEDENTE) .....	117
4.1.2.2.2.2 Procedimiento (ESFUERZO DE GEL).....	118
4.1.3 PÉRDIDA DE FILTRADO API .....	118
4.1.3.1 Descripción.....	118
4.1.3.2 Equipo .....	118
4.1.3.3 Procedimiento .....	119
4.1.4 CONTENIDO DE ARENA .....	120
4.1.4.1 Descripción.....	120
4.1.4.2 Equipo .....	121
4.1.4.3 Procedimiento .....	121
4.1.5 CONTENIDO DE LÍQUIDOS Y SÓLIDOS .....	122
4.1.5.1 Descripción.....	122
4.1.5.2 Equipo .....	123
4.1.5.3 Procedimiento .....	123
4.1.6 PRUEBA DE AZUL DE METILENO (MBT).....	124
4.1.6.1 Descripción.....	124
4.1.6.2 Equipo .....	125
4.1.6.3 Reactivos .....	125
4.1.6.4 Procedimiento .....	125
4.1.7 CONCENTRACIÓN IÓNICA DE HIDRÓGENO (PH).....	127
4.1.7.1 Descripción.....	127
4.1.7.2 Equipo .....	128
4.1.7.2.1 Cintas de Papel pH (palillos Indicadores) .....	128

4.1.7.2.1.1 Procedimiento.....	129
4.1.7.2.2 Medidor de PH Electrónico .....	129
4.1.7.2.2.1 Procedimiento.....	130
4.2 PRUEBAS QUÍMICAS .....	131
4.2.1 DETERMINACIÓN DE CONTENIDO DE IÓN CLORURO .....	131
4.2.1.1 Descripción.....	131
4.2.1.2 Equipo .....	132
4.2.1.3 Procedimiento .....	132
4.2.2 DUREZA AL CALCIO .....	133
4.2.2.1 Descripción.....	133
4.2.2.2 Equipo .....	133
4.2.2.3 Procedimiento (dureza total como calcio) .....	134
4.2.3 ALCALINIDAD DE FILTRADO Pf y Mf.....	134
4.2.3.1 Descripción.....	134
4.2.3.2 Equipo .....	135
4.2.3.3 Procedimiento .....	135
4.2.4 ALCALINIDAD DE LODO BASE AGUA Pm .....	136
4.2.4.1 Descripción.....	136
4.2.4.2 Equipo .....	136
4.2.4.3 Procedimiento .....	136
4.3 PRUEBAS ESPECIALES PARA UN FLUIDO BASE AMINA – GLICOL – PHPA.....	137
4.3.1 CONCENTRACIÓN DE PHPA.....	137
4.3.1.1 Descripción.....	137
4.3.1.2 Equipo .....	138
4.3.1.3 Procedimiento .....	139
4.3.2 PUNTO DE NUBE .....	140
4.3.2.1 Descripción.....	140
4.3.2.2 Equipo .....	141
4.3.2.3 Procedimiento .....	141
4.3.3 CONCENTRACIÓN DE INHIBIDOR.....	142
4.3.3.1 Descripción.....	142
4.3.3.2 Equipo .....	143

4.3.3.3 Procedimiento .....	143
4.3.4 PRUEBA DE LUBRICIDAD .....	145
4.3.4.1 Descripción.....	145
4.3.4.2 Equipo .....	146
4.3.4.3 Procedimiento .....	147
4.4 PRUEBAS PARA DETERMINAR EL EFECTO DE INHIBICIÓN SOBRE COMPONENTES ARCILLOSOS Y LUTITAS .....	149
4.4.1 CAPACIDAD DE AZUL DE METILENO PARA SÓLIDOS PERFORADOS.....	151
4.4.1.1 Descripción.....	151
4.4.1.2 Equipo .....	151
4.4.1.3 Procedimiento .....	152
4.4.2 PRUEBA DE EROSIÓN O DISPERSIÓN.....	153
4.4.2.1 Descripción.....	153
4.4.2.2 Equipo .....	154
4.4.2.3 Procedimiento .....	155
4.4.3 PRUEBA DE TIEMPO DE SUCCIÓN CAPILAR (CST) .....	155
4.4.3.1 Descripción.....	155
4.4.3.2 Equipo .....	156
4.4.3.3 Procedimiento .....	157

## **CAPÍTULO 5**

### **ANÁLISIS DE RESULTADOS DE INHIBICIÓN DE COMPONENTES ARCILLOSOS..... 159**

5.1 RECOLECCIÓN DE SÓLIDOS PERFORADOS.....	159
5.2 SELECCIÓN DE MUESTRAS PARA PRUEBAS.....	162
5.3 TRATAMIENTO DE MUESTRAS SELECCIONADAS .....	162
5.3.1 TRATAMIENTO DE MUESTRAS PARA MBT Y CST.....	163
5.3.2 TRATAMIENTO DE MUESTRAS PARA DISPERSIÓN.....	164
5.4 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO BASE AMINA – GLICOL – PHPA.....	165
5.4.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	166



5.5 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS ESPECIALES REALIZADAS AL FLUIDO BASE AMINA – GLICOL – PHPA.....	167
5.6 PRUEBAS ESPECIALES PARA DETERMINAR EL EFECTO DE INHIBICIÓN SOBRE COMPONENTES ARCILLOSOS Y LUTITAS.....	168
5.6.1 CAPACIDAD DE AZUL DE METILENO PARA SÓLIDOS PERFORADOS.....	168
5.6.1.1 CEC de Sólidos Perforados.....	169
5.6.1.2 CEC de Muestras Seleccionadas.....	169
5.6.1.2.1 Análisis de Resultados.....	172
5.6.1.3 MBT del Lodo a Condiciones de Superficie.....	172
5.6.1.3.1 Resultados.....	174
5.6.1.3.2 Análisis de Resultados.....	178
5.6.1.4 MBT de Lodo Rolado.....	178
5.6.1.4.1 Resultados de MBT del Lodo Rolado.....	178
5.6.1.4.2 Análisis de Resultados.....	181
5.6.1.5 Análisis de Resultados.....	181
5.6.1.5.1 Orteguaza.....	181
5.6.1.5.2 Tiyuyacu.....	182
5.6.1.5.3 Tena.....	183
5.6.1.5.4 Napo Shale.....	184
5.6.1.5.5 Bentonita.....	185
5.6.2 DISPERSIÓN.....	188
5.6.2.1 Orteguaza.....	189
5.6.1.2.1 Análisis de Resultados.....	193
5.6.2.2 Tiyuyacu.....	193
5.6.2.2.1 Análisis de Resultados.....	196
5.6.2.3 Tena.....	197
5.6.2.3.1 Análisis de Resultados.....	200
5.6.2.4 Napo Shale.....	201
5.6.2.4.1 Análisis de Resultados.....	204
5.6.2.5 Análisis de resultados.....	204
5.6.3 TIEMPO DE SUCCIÓN CAPILAR (CST).....	206
5.6.3.1 Orteguaza (5190 – 5370).....	209

5.6.3.2 Tiyuyacu (6200 – 6220).....	211
5.6.3.3 Tena (7700 – 7920).....	213
5.6.3.4 Napo Shale (8710 – 8740) .....	215
5.6.3.5 Análisis de Resultados .....	217
<b>CAPÍTULO 6</b>	
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>221</b>
6.1 CONCLUSIONES .....	221
6.2 RECOMENDACIONES .....	224
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>228</b>
<b>GLOSARIO .....</b>	<b>230</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>234</b>

## ÍNDICE DE MAPAS

MAPA 1.1 MAPA ESTRUCTURAL CAMPO PX A PROFUNDIDAD ARENISCA “M1” .....	2
MAPA 1.2 MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO PX .....	3
MAPA 1.3 MAPA ESTRUCTURAL CAMPO PX A PROFUNDIDAD ARENISCA “U” INFERIOR .....	4

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1 GRANULOMETRÍA DE LAS PARTÍCULAS.....	16
TABLA 2.2 TIPOS DE ROCAS, CÓDIGOS GEOLÓGICOS Y DESCRIPCIONES GEOLÓGICAS.....	16
TABLA 2.3 RESUMEN DE CARACTERÍSTICAS DE ARCILLAS.....	38
TABLA 2.4 ARCILLAS ENCONTRADAS COMÚNMENTE.....	39
TABLA 2.5 SUPERFICIE ESPECÍFICA DE ARCILLAS.....	45
TABLA 2.6 CEC DE LAS ARCILLAS.....	47
TABLA 2.7 RADIOS IÓNICO Y RADIOS DE HIDRATACIÓN DE CATIONES.....	53
TABLA 3.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN.....	73
TABLA 3.2 PRINCIPALES COMPONENTES DE FLUIDOS BASE AGUA.....	75
TABLA 3.3 COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LOS ADITIVOS AÑADIDOS.....	75
TABLA 3.4 DESCRIPCIÓN DE PRODUCTOS.....	104
TABLA 3.5 FORMULACIÓN FLUIDO BASE AMINA – GLICOL – PHPA.....	107
TABLA 4.1 CARACTERÍSTICAS DE LA GOTA I.....	126
TABLA 4.2 CARACTERÍSTICAS DE LA GOTA II.....	127
TABLA 4.3 COLOR DE LA MEZCLA.....	132
TABLA 4.4 COLOR DE LA MEZCLA.....	137
TABLA 5.1 MUESTRAS SELECCIONADAS PARA PRUEBAS.....	162

TABLA 5.2 RESULTADOS DE PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	165
TABLA 5.3 RESULTADOS DE PRUEBAS ESPECIALES AL FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	167
TABLA 5.4 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE AZUL DE METILENO A MUESTRAS.....	170
TABLA 5.5 CONCENTRACIONES Y PESOS DE LOS COMPONENTES DEL LODO.....	174
TABLA 5.6 VALORES DE pH.....	175
TABLA 5.7 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE AZUL DE METILENO A LODO A CONDICIONES DE SUPERFICIE.....	176
TABLA 5.8 VALORES DE PH DE FLUIDOS ROLADOS.....	179
TABLA 5.9 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE AZUL DE METILENO A LODO ROLADO.....	179
TABLA 5.10 RESULTADOS DE LA FORMACIÓN ORTEGUAZA.....	181
TABLA 5.11 RESULTADOS DE LA FORMACIÓN TIYUYACU.....	182
TABLA 5.12 RESULTADOS DE LA FORMACIÓN TENA.....	183
TABLA 5.13 RESULTADOS DE LA NAPO SHALE.....	184
TABLA 5.14 RESULTADOS DE LA BENTONITA COMERCIAL.....	185
TABLA 5.15 PORCENTAJE DE INHIBICIÓN DE LAS FORMACIONES Y BENTONITA CON LODO A CONDICIONES DE SUPERFICIE.....	187
TABLA 5.16 PORCENTAJE DE INHIBICIÓN DE LAS FORMACIONES Y BENTONITA CON LODO ROLADO.....	187
TABLA 5.17 RESULTADOS DE DISPERSIÓN PARA LA FORMACIÓN ORTEGUAZA.....	192
TABLA 5.18 RESULTADOS DE DISPERSIÓN PARA LA FORMACIÓN TIYUYACU.....	195
TABLA 5.19 RESULTADOS DE DISPERSIÓN PARA LA FORMACIÓN TENA.....	199
TABLA 5.20 RESULTADOS DE DISPERSIÓN PARA NAPO SHALE.....	203
TABLA 5.21 RESULTADOS DE LA PRUEBA CST PARA LA FORMACIÓN ORTEGUAZA.....	210

TABLA 5.22 RESULTADOS DE LA PRUEBA CST PARA LA FORMACIÓN TIYUYACU.....	212
TABLA 5.23 RESULTADOS DE LA PRUEBA CST PARA LA FORMACIÓN TENA.....	214
TABLA 5.24 RESULTADOS DE LA PRUEBA CST PARA NAPO SHALE.....	216
TABLA 5.25 RESUMEN DE RESULTADOS CST.....	217

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DEL CAMPO PX.....	5
FÍGURA 2.1 PORO LLENO DE CAOLINITA AUTIGÉNICA (AUMENTO 1000X).....	18
FIGURA 2.2 EL TETRAEDRO ELEMENTAL O LA PIRÁMIDE TRIANGULAR... 20	
FIGURA 2.3 CADENA DE TETRAEDROS.....	21
FIGURA 2.4 SUSTITUCIÓN CON CATIONES ALCALINOS.....	21
FIGURA 2.5 EL ANILLO DE SEIS TETRAEDROS VISTO DE DIFERENTES LADOS.....	22
FÍGURA 2.6 UNA LÁMINA DE TETRAEDROS (T) .....	22
FIGURA 2.7 LA ESTRUCTURA DE LOS SILICATOS.....	23
FIGURA 2.8 HOJA DE OCTAEDROS (O).....	24
FIGURA 2.9 UNA LÁMINA T-O.....	25
FÍGURA 2.10 LÁMINA T-O-T.....	25
FÍGURA 2.11 DIAGRAMA DE LA ESTRUCTURA DE LA CAOLINITA.....	29
FIGURA 2.12 ESTRUCTURA DE LA ESMECTITA.....	30
FIGURA 2.13 SUSTITUCIÓN DE AL <sub>3</sub> POR MG <sub>2</sub> CAUSANDO UNA PARTICULA CARGADA NEGATIVAMENTE.....	31
FIGURA 2.14 HIDRATACIÓN DE LA MONTMORILLONITA CALCICA VS SÓDICA.....	33
FIGURA 2.15 DIAGRAMA DE LA ESTRUCTURA DE LA CLORITA.....	36

FIGURA 2.16 ESTRUCTURA ESQUEMATICA DE LA SEPIOLITA Y DE LA ATAPULGITA.....	37
FIGURA 2.17 COMPARACIÓN DE ESTRUCTURAS DE ARCILLAS.....	39
FIGURA 2.19 ASOCIACIÓN DE LAS ARCILLAS.....	42
FIGURA 2.20 ETAPAS SECUENCIALES EN LA INTERACCIÓN DEL AGUA EN LA ARCILLA.....	50
FIGURA 2.21 HIDRATACIÓN DE ARCILLA.....	52
FIGURA 2.22 INESTABILIDAD MECÁNICA DEL POZO.....	57
FIGURA 2.23 CUARZO CRECIENDO DENTRO DE POROS INTERGRANULARES (AUMENTO 700X).....	59
FIGURA 2.24 LUTITA PRESURIZADA.....	65
FIGURA 2.25 LUTITA BAJO ESFUERZOS TÉCTONICOS.....	66
FIGURA 3.1 POLIACRILAMIDA PARCIALMENTE HIDROLIZADA.....	86
FIGURA 3.2 ARCILLA GUMBO.....	88
FIGURA 4.1 BALANZA PRESURIZADA.....	112
FIGURA 4.2 EMBUDO MARSH.....	115
FIGURA 4.3 VISCOSÍMETRO ROTATIVO.....	116
FIGURA 4.4 CURVA TÍPICA DE CAUDALES PARA UN LODO DE PERFORACIÓN.....	117
FIGURA 4.5 FILTRO PRENSA API.....	119
FIGURA 4.6 EQUIPO PARA CONTENIDO DE ARENA.....	121
FIGURA 4.7 KIT DE RETORTA.....	123
FIGURA 4.8 ENSAYOS POR GOTAS – TITULACIÓN CON AZUL DE METILENO.....	126
FIGURA 4.9 CINTAS DE PAPEL PH.....	129
FIGURA 4.10 MEDIDOR DE PH ELECTRÓNICO.....	130
FIGURA 4.11 EQUIPO Y REACTIVOS PARA CONCENTRACIÓN DE PHPA.....	138
FIGURA 4.12 CURVA DE CALIBRACIÓN PARA DETERMINAR PHPA EN LODOS EN EL CAMPO.....	139
FIGURA 4.13 EQUIPO PARA DETERMINAR PUNTO DE NUBE.....	141
FIGURA 4.14 LUBRICÍMETRO.....	146
FIGURA 4.15 EQUIPO DE PRUEBA DE AZUL DE METILENO.....	152

FIGURA 4.16 HORNO DE ROLADO.....	154
FIGURA 4.17 EQUIPO CST.....	156
FIGURA 4.18 RESULTADOS DE LA PRUEBA CST.....	158
FIGURA 5.1 PROGNÓISIS DEL POZO PX-1.....	160
FIGURA 5.2 RECOLECCIÓN DE MUESTRAS.....	160
FIGURA 5.3 EMPAQUETADO DE MUESTRAS.....	161
FIGURA 5.4 TRATAMIENTO DE MUESTRAS PARA MBT Y CST.....	163
FIGURA 5.5 TRATAMIENTO DE MUESTRAS PARA DISPERSIÓN.....	164
FIGURA 5.6 MUESTRAS DE FORMACIONES.....	169
FIGURA 5.7 TAMIZADO Y PROCEDIMIENTO PARA MBT.....	169
FIGURA 5.8 FLUIDO BASE AMINA GLICOL PHPA PARA CADA FORMACIÓN.....	175
FIGURA 5.9 RESULTADOS DE CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIONICO DE LA FORMACIÓN ORTEGUAZA.....	182
FIGURA 5.10 RESULTADOS DE CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIONICO DE LA FORMACIÓN TIYUYACU.....	183
FIGURA 5.11 RESULTADOS DE CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIONICO DE LA FORMACIÓN TENA.....	184
FIGURA 5.12 RESULTADOS DE CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIONICO DE NAPO SHALE.....	185
FIGURA 5.13 RESULTADOS DE CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIONICO DE LA BENTONITA COMERCIAL.....	186
FIGURA 5.14 RESULTADOS DE CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIONICO DE LAS FORMACIONES Y LA BENTONITA.....	186
FIGURA 5.15 PORCENTAJE DE INHIBICIÓN DE FORMACIONES Y BENTONITA CON LODO A CONDICIONES DE SUPERFICIE.....	187
FIGURA 5.16 PORCENTAJE DE INHIBICIÓN DE FORMACIONES Y BENTONITA CON LODO ROLADO.....	188
FIGURA 5.17 MUESTRA DE LA FORMACIÓN ORTEGUAZA.....	190
FIGURA 5.18 MUESTRAS DE CADA FLUIDO EN LOS ENVASES DEL HORNO DE ROLADO.....	190
FIGURA 5.19 SECADO DE MUESTRAS EN EL HORNO.....	191

FIGURA 5.20 DISPERSIÓN PARA UNA DE LAS MUESTRAS DE LA FORMACIÓN ORTEGUAZA.....	191
FIGURA 5.21 RESULTADOS DE PORCENTAJE DE DISPERSIÓN PARA LA FORMACIÓN ORTEGUAZA.....	192
FIGURA 5.22 MUESTRA DE LA FORMACIÓN TIYUYACU.....	194
FIGURA 5.23 SEPARACIÓN SEDIMENTO TIYUYACU – FLUIDO BASE AMINA GLICOL PHPA.....	194
FIGURA 5.24 DISPERSIÓN DE PARA UNA DE LAS MUESTRAS DE LA FORMACIÓN TIYUYACU.....	195
FIGURA 5.25 RESULTADOS DE PORCENTAJE DE DISPERSIÓN PARA LA FORMACIÓN TIYUYACU.....	196
FIGURA 5.26 MUESTRA DE LA FORMACIÓN TENA.....	198
FIGURA 5.27 ROLADO Y MUESTRA DE FLUIDO MAXDRILL DE LA FORMACIÓN TENA.....	198
FIGURA 5.28 DISPERSIÓN PARA UNA MUESTRA DE LA FORMACIÓN TENA.....	199
FIGURA 5.29 RESULTADOS DE PORCENTAJE DE DISPERSIÓN PARA LA FORMACIÓN TENA.....	200
FIGURA 5.30 MUESTRA DE NAPO SHALE.....	201
FIGURA 5.31 MUESTRAS DE NAPO SHALE CON FLUIDO MAXDRILL Y AGUA ROLADOS.....	202
FIGURA 5.32 DISPERSIÓN PARA UNA MUESTRA DE NAPO SHALE.....	202
FIGURA 5.33 RESULTADOS DE PORCENTAJE DE DISPERSIÓN PARA NAPO SHALE.....	203
FIGURA 5.34 PORCENTAJE DE DISPERSIÓN DE FORMACIONES ORTEGUAZA, TIYUYACU, TENA Y NAPO SHALE CON CADA UNO DE LOS FLUIDOS PUESTOS A PRUEBA.....	205
FIGURA 5.35 MUESTRAS FORMACIONES.....	206
FIGURA 5.36 PREPARACIÓN DE FLUIDO PARA LA PRUEBA CST.....	207
FIGURA 5.37 EJEMPLO PRUEBA CST PARA FLUIDO BLANCO.....	207
FIGURA 5.38 EJEMPLO PRUEBA CST PARA FLUIDO BASE AMINA.....	208
FIGURA 5.39 PRUEBAS DE CST PARA LA FORMACIÓN ORTEGUAZA CON FLUIDO MAXDRILL (DERECHA) Y FLUIDO BLANCO (IZQUIERDA).....	209



FIGURA 5.40 TIEMPOS DE SUCCIÓN CAPILAR PARA LA FORMACIÓN ORTEGUAZA.....	210
FIGURA 5.41 PRUEBAS DE CST PARA LA FORMACIÓN TIYUYACU CON FLUIDO MAXDRILL (DERECHA) Y FLUIDO BLANCO (IZQUIERDA).....	211
FIGURA 5.42 TIEMPOS DE SUCCIÓN CAPILAR PARA LA FORMACIÓN TIYUYACU.....	212
FIGURA 5.43 PRUEBAS DE CST PARA LA FORMACIÓN TENA CON FLUIDO MAXDRILL (DERECHA) Y FLUIDO BLANCO (IZQUIERDA).....	213
FIGURA 5.44 TIEMPOS DE SUCCIÓN CAPILAR PARA LA FORMACIÓN TENA.....	214
FIGURA 5.45 PRUEBAS DE CST PARA NAPO SHALE CON FLUIDO MAXDRILL (DERECHA) Y FLUIDO BLANCO (IZQUIERDA).....	215
FIGURA 5.46 TIEMPOS DE SUCCIÓN CAPILAR PARA NAPO SHALE.....	216
FIGURA 5.47 TIEMPOS DE SUCCIÓN CAPILAR PROMEDIOS PARA LAS FORMACIONES ORTEGUAZA, TIYUYACU, TENA Y NAPO SHALE.....	218
FIGURA 5.48 PORCENTAJES DE INHIBICIÓN DEL FLUIDO MAXDRILL PARA LAS FORMACIONES ORTEGUAZA, TIYUYACU, TENA Y NAPO SHALE.....	219

## SIMBOLOGÍA O SIGLAS

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
mm	Milímetros	L
°API	Grados API	
CEC	Capacidad de intercambio catiónico	
meq	Miliequivalentes	
Å	Amstrong	L
LPG	Libras por galón	M/V
psi	Libras fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt <sup>2</sup>
µm	Micrón	L
°F	Grado Farenhit	T
°C	Grado Celcius	T
pH	Potencial Hidrógeno	
VP	Viscosidad plastic	
YP	Punto Cedente	
cm	Centímetros	L
ml	Mililitros	V
LPB	Libras por barril	m/V
ft	Feet (pies)	L
ΔT	Delta tiempo	T
MBT	Methil Blue Test	
RPM	Revoluciones por minuto	

## RESUMEN

El presente estudio fue propuesto por la compañía de fluidos de perforación Q-MAX ECUADOR S.A. conjuntamente con el Bloque Operador, con el propósito de evaluar la efectividad de su sistema de fluidos Base Amina – Glicol – PHPA en la inhibición de los componentes arcillosos de las Formaciones Orteguzaza, Tiyuyacu, Tena y Lutita Napo de un campo nuevo del oriente ecuatoriano.

Las muestras obtenidas de este campo fueron de un pozo exploratorio que confirmó la presencia de hidrocarburo y que por cuestiones de confidencialidad con el Bloque Operador, del mismo no se citarán ni el nombre, ni el campo del estudio y se denominarán Campo PX y Pozo PX-1.

Se realizaron 3 pruebas diferentes para poder caracterizar los niveles reactivos y de inestabilidad de las arcillas de las formaciones y para analizar la inhibición del fluido ante el hinchamiento por efecto del agua presente en el sistema en cada una de las muestras.

La prueba de Azul de Metileno, donde se evaluó que muestras presentan mayor capacidad de intercambio catiónico en cada uno de los sedimentos recolectados y la disminución de dicha capacidad al contacto con el lodo. La prueba del Tiempo de Succión Capilar, donde se evaluó las propiedades de hidratación y dispersión de las muestras con mayor nivel de intercambio catiónico sometidas a un fluido blanco y a otro fluido inhibidor catiónico del sistema, por simulación de las fuerzas cortantes y químicas presentes durante la perforación. Y finalmente el ensayo de erosión de las lutitas que se utiliza para medir el efecto dispersante de diferentes mezclas de fluidos tendrán sobre un tipo específico de lutitas de cada formación.

Todas estas pruebas son realizadas con el fluido Base Amina – Glicol – PHPA cuyas concentraciones de sus componentes son las mismas que Q-MAX utiliza para perforar la segunda sección de otros pozos en campos del Oriente Ecuatoriano, de esta manera el estudio conjuntamente evalúa si las

concentraciones sugeridas para otros campos trabaja sin problemas en el ambiente de perforación que este campo recientemente descubierto presenta.

Los resultados obtenidos en cada una de las pruebas exhiben valores positivos, donde el lodo utilizado evita desde un 95% el hinchamiento de las arcillas y desde un 96.497% en la dispersión de las lutitas en relación a lo que cada una de las muestras de las formaciones reaccionó con un fluido blanco de 100% agua.

En el primer capítulo se presenta una descripción general geológica, estructural y estratigráfica del Campo PX, así como una descripción litológica detallada de las formaciones Orteguzaza, Tiyuyacu, Tena y Lutita Napo.

En el segundo capítulo se efectúa una descripción de la química de arcillas. Origen, estructura, características, propiedades y tipos del mineral. Además de detallar cada uno de los problemas asociados con arcillas reactivas y lutitas inestables que ocasionan problemas durante la perforación.

En el tercer capítulo se detalla las funciones y propiedades de los fluidos de perforación base agua. Así como el comportamiento de los componentes del fluido base amina – glicol – PHPA en la inhibición de los minerales arcillosos.

En el cuarto capítulo se realiza una descripción de los equipos y procedimientos de las pruebas de laboratorio, básicas y especiales que se efectúan al lodo para definir las características que aportan a cada una de las funciones del fluido especialmente la de inhibición de arcillas.

En el quinto capítulo se muestra detalladamente los resultados de las pruebas realizadas, desde la selección de muestras, la ejecución de las pruebas básicas y especiales hasta los criterios técnicos sobre cada uno de los valores registrados en los ensayos. Finalmente, el sexto capítulo muestra las conclusiones y recomendaciones obtenidas del análisis de los resultados del estudio.

## PRESENTACIÓN

Como parte de los estudios requeridos para ejecutar la perforación de un campo nuevo se precisa conocer todos los inconvenientes encontrados en todas las áreas que generan conflictos durante la perforación de nuevos pozos. Una de ellas es el fluido de perforación cuyas propiedades resultantes están sujetas a muchos estudios y análisis.

Las arcillas constituyen más del 75% de formación taladrada y causa más del 90% de problemas en la inestabilidad de los pozos, debido a esto, se busca analizar la manera de combatir los problemas más comunes relacionados con la inestabilidad del hoyo suscitados al perforar la segunda sección de los pozos, provocados por inestabilidad de lutitas o arcillas hidratables. Todas estas consecuencias resultan en mayores costos, la posibilidad de perder parte del pozo o el pozo entero, o una producción reducida.

Este estudio busca analizar la efectividad de los componentes del fluido Base Amina – Glicol – PHPA en la inhibición de los componentes arcillosos de las Formaciones Orteguzaza, Tiyuyacu, Tena y Lutita Napo de un campo nuevo del Oriente Ecuatoriano, lo cual ayudará a evaluar si las concentraciones de los componentes recomendadas para otros campos desarrolla los mismo resultados positivos en cuánto a la función de inhibición.

Finalmente se definirá la efectividad y el nexo directo de cada componente tanto individual como colectivamente aportan con la inhibición de las arcillas y las lutitas, así como los beneficios que aportan las aminas, los glicoles y las Poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas para contrastar cada problema suscitado por las reacciones fluido – sedimento, lo que permitirá al término del estudio sugerir recomendaciones operacionales en pro de prevenir problemas durante la perforación de los pozos de desarrollo de este campo.

# **CAPÍTULO 1**

## **DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA Y LITOLÓGICA DEL CAMPO**

### **1.1 GEOLOGÍA REGIONAL DE LA CUENCA ORIENTAL.**

El área de estudio se encuentra en la Cuenca Oriental Ecuatoriana y ésta a su vez forma parte de la gigantesca Cuenca del Alto Amazonas, también denominada Cuenca Oriental Sudamericana, que se extiende desde Venezuela hasta Paraguay y se encuentra enmarcada por los Andes y el Escudo Guayano – Brasileño; subdividida en Subcuencas por estructuras transversales con una extensión longitudinal de aproximadamente 6400 Km. (Canfield, Bonilla, et al. 1982).

En el Oriente ecuatoriano se distingue las subcuencas del Napo y Pastaza, que están separadas por el denominado levantamiento Cononaco – Marañón (Campbel, 1970). El área objeto de este estudio, se encuentra ubicado en el centro de la Cuenca Oriental.

El relleno de la Cuenca Sudamericana es predominantemente de ambiente marino, seguido por un ambiente marino – continental y continental, dispuestos sobre el zócalo Precámbrico del Escudo Guayano – Brasileño.

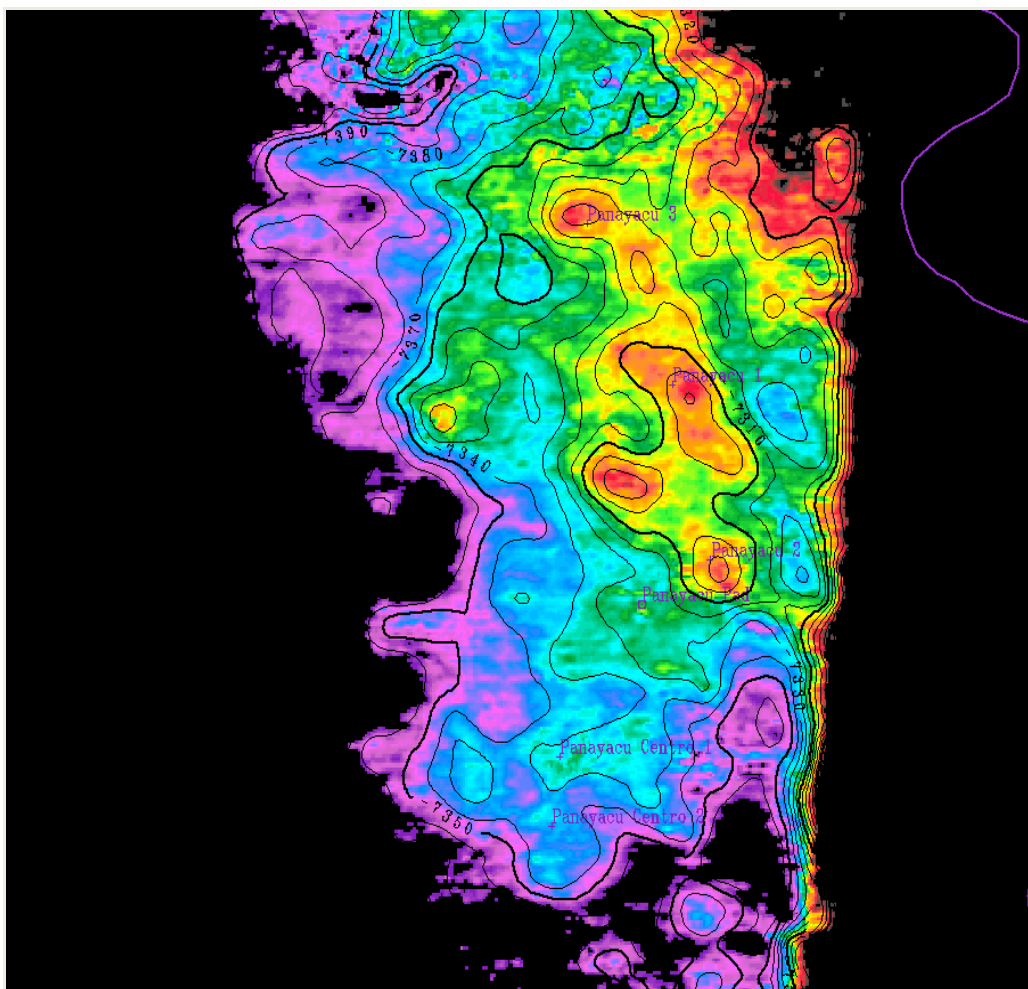
El basamento de la Cuenca Oriental en el Ecuador se lo conoce a través de perforaciones profundas y está constituida por rocas pertenecientes a la facies de granulita del Escudo Precámbrico Guayanés (Feininger, 1983).

La secuencia de sedimentos Cretácicos y Terciarios tienen potencias de varios kilómetros y presentan características correspondientes a una sucesión de ciclos sedimentarios, separados entre sí por períodos erosivos.

## 1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO PX

El Campo PX es un campo nuevo, recientemente descubierto, con pozos exploratorios perforados y se encuentra ubicado en el centro norte de la Cuenca Oriental, después de procesar la sísmica – 3D, se descubrió esta estructura anticlinal como se puede apreciar en la línea sísmica.

**MAPA 1.1: MAPA ESTRUCTURAL CAMPO PX A PROFUNDIDAD ARENISCA “M1”**

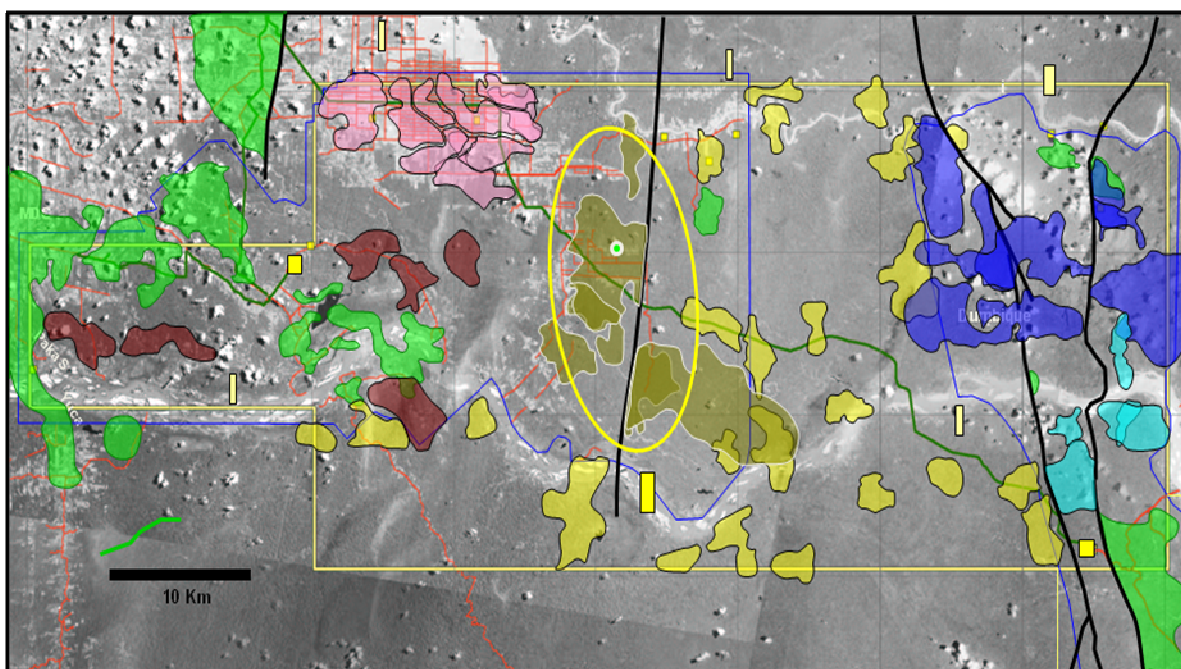


FUENTE: BLOQUE OPERADOR  
ELABORADO POR: BLOQUE OPERADOR

### 1.2.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo PX se encuentra ubicado en la cuenca oriental, colinda con las estructuras Shushufindi, como se aprecia en el mapa 1.2.

**MAPA 1.2: MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO PX**



FUENTE: BLOQUE OPERADOR  
ELABORADO POR: BLOQUE OPERADOR

### **1.2.2 ESTRUCTURA DEL CAMPO PX**

El Campo PX tiene un control estructural (Anticlinal) como se puede apreciar en los mapas estructurales a nivel de la arenisca "U" Inferior y arenisca "T" Principal. Como se puede observar en el mapa 1.3 donde se observa la disposición de los reservorios principales del Campo principalmente de la arenisca "U" Inferior y "T" Principal, donde se limita el Contacto agua – petróleo para los dos yacimientos. Además es importante observar la continuidad de las arenas correspondientes a "U", "T" y Hollín.

### **1.3 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO PX.**

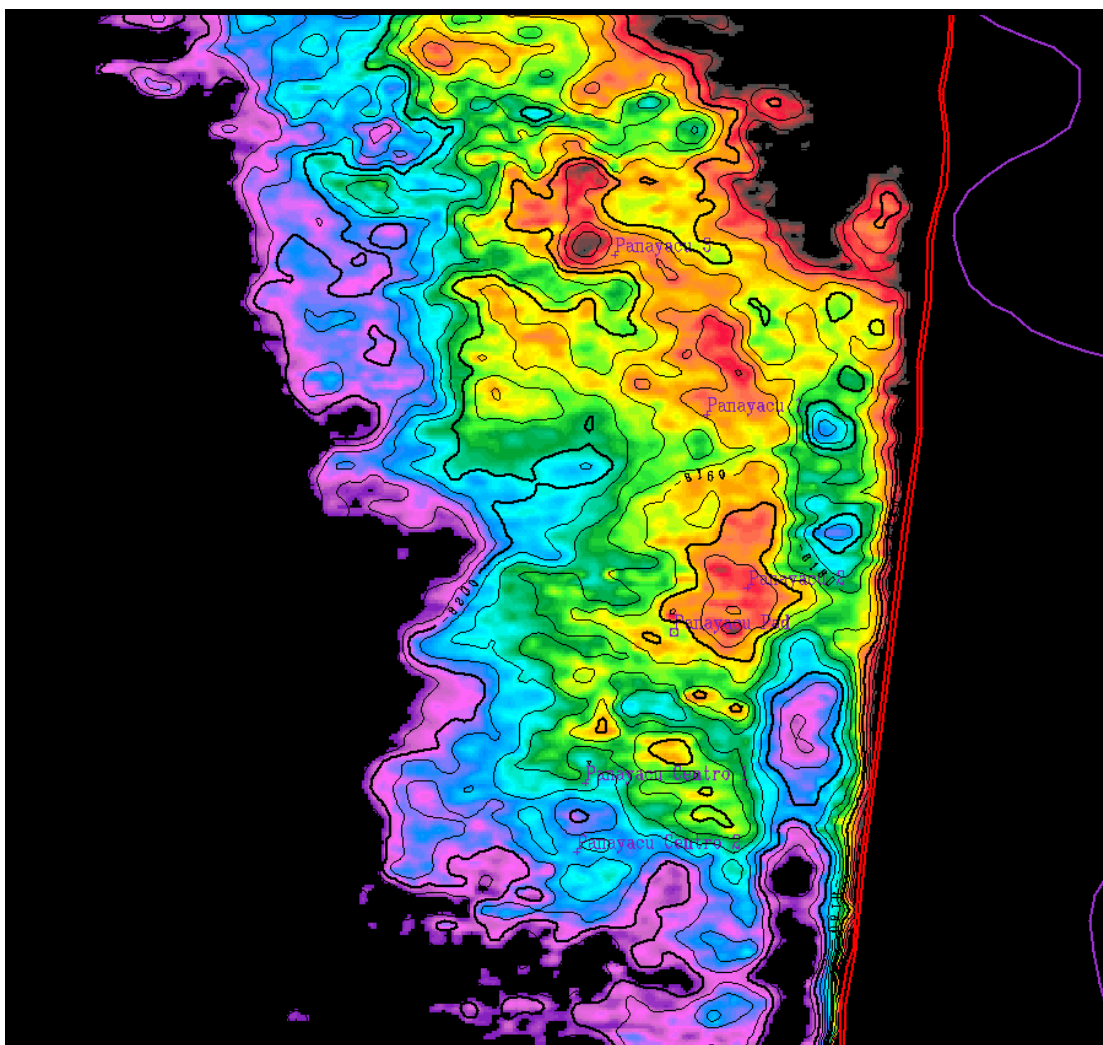
En la columna estratigráfica de la figura 1.1 se observa las diferentes formaciones (Orteguaza, Tiyuyacu, Tena, Lutita Napo, Arenisca M -1, Caliza M -1, Caliza M –



2, Arenisca M – 2, Caliza A, Arenisca U, Arenisca T, Basal Napo y Hollín), que se encuentran en el subsuelo del Campo PX.

Además se puede apreciar los diferentes ambientes de depositación de cada una de las Formaciones (Continental, marino – continental y continental).

**MAPA 1.3: MAPA ESTRUCTURAL CAMPO PX A PROFUNDIDAD ARENISCA “U” INFERIOR**



FUENTE: BLOQUE OPERADOR  
ELABORADO POR: BLOQUE OPERADOR

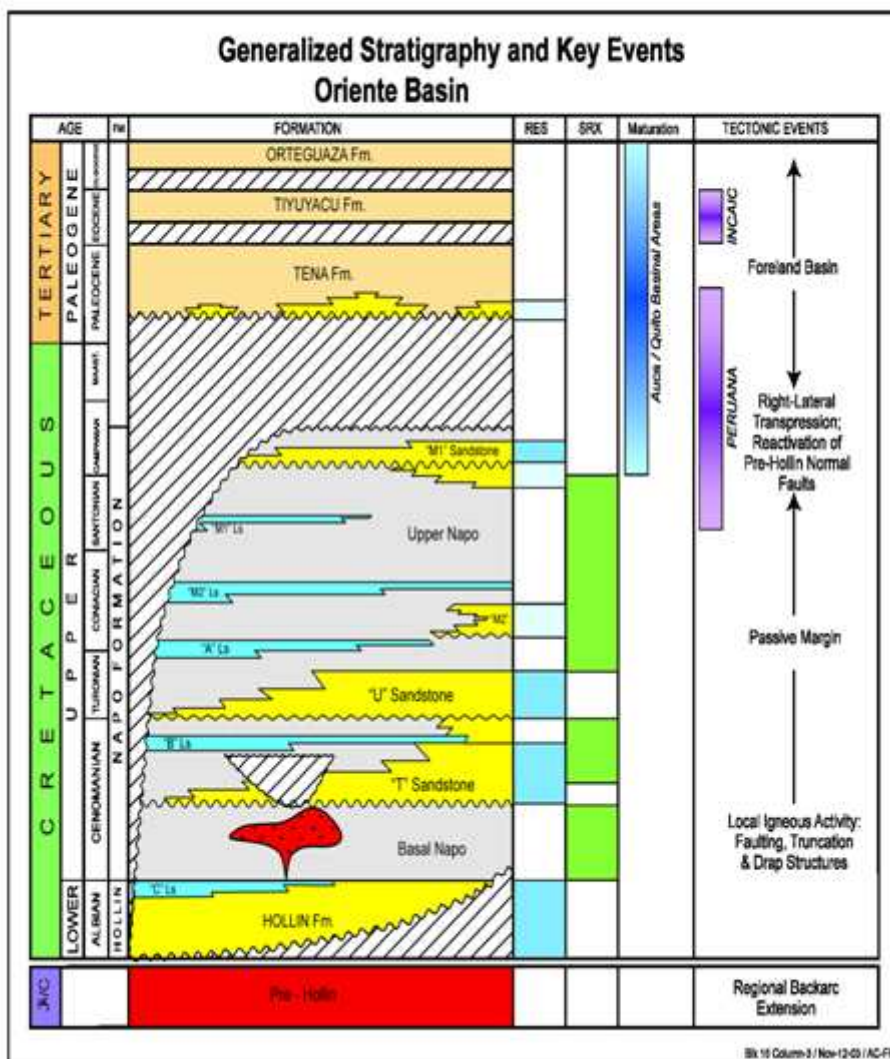
## 1.4 GEOLOGÍA DEL CAMPO PX

El Campo PX es una estructura anticlinal que se extiende de Sur a Norte tiene una extensión aproximada de 4 Km, se atravesaron durante la perforación del

pozo PX-1 las diferentes Formaciones de los Periodos: Cuaternarios, Terciarios y Cretácicos presentes en la Cuenca Oriental.

FIGURA 1.1: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DEL CAMPO PX

## COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA



FUENTE: BLOQUE OPERADOR  
ELABORADO POR: BLOQUE OPERADOR

### 1.4.1 FORMACIONES DEL CUATERNARIO

Durante la perforación del Campo PX se atraviesan varios paleocanales (Depósitos de lechos de ríos antiguos) de un espesor aproximado de 600 pies, caracterizados por depósitos aluviales de diferente tamaño (Cantos rodados

principalmente de origen volcánico), durante la perforación de estos depósitos Cuaternarios se utilizan brocas tricónicas por la dureza de los cantos volcánicos.

#### **1.4.2 FORMACIONES TERCIARIAS**

Durante la perforación del pozo PX-1 se atraviesan las diferentes formaciones Terciarias: Chalcana Superior, Chalcana Inferior, Ortegua, Tiyuyacu, Tiyuyacu Conglomerado y Formación Tena, caracterizadas por una secuencia de Arcillolitas abigarradas de coloración café rojizas, Limonitas, areniscas, Conglomerados de Cuarzo y Chert y Lutitas.

#### **1.4.3 FORMACIONES CRETÁICAS**

A continuación de las Formaciones Terciarias, secuencialmente se encuentran las formaciones correspondientes al Cretácico como: Tena, Napo Superior, Lutita Napo, Arenisca M – 1, Caliza M – 2, Arenisca M – 2, Caliza A, Arenisca U Superior, Arenisca U Media, Arenisca U Inferior, Caliza B, Arenisca T, Basal Napo, Caliza C y Hollín.

### **1.5 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DEL CAMPO**

#### **1.5.1 FORMACIÓN ORTEGUAZA**

TOPE: 5171' MD / 4927' TVD

La Formación Ortegua en su totalidad está compuesta de lutita hacia la parte superior, en la parte media de dicha formación se encontró intercalaciones de arenisca, limolita, lutita, conglomerados y finos niveles de carbón, denominado a estos como Miembro Arenisca Ortegua que se presentó desde 5434 MD hasta 5765 MD. Bajo la base del Miembro Arenisca Ortegua se presentó intercalaciones de lutitas y limolita.

**Lutita:** Gris verdosa, gris clara, verde clara, de suave a moderadamente dura, de corte subblocosa, físil, laminar a sublaminar, planar y astillosa, de textura cerosa, no calcárea, con inclusiones de micro mica y micro pirita.

**Arenisca:** Blanca, hialina, de transparente a translúcida, friable, ocasionalmente suelta, de grano muy fino a fino, cuarzosa, de redondeada a subredondeada, de moderada a buena selección, matriz argilácea, en partes cemento calcáreo, pobre porosidad visible, con inclusiones de líticos. Sin manifestación de hidrocarburo.

**Limolita:** Gris verdosa, gris clara, café amarillenta, crema, de suave a moderadamente dura, de cortes blocosos a subblocosos e irregulares, textura terrosa, no calcárea, con inclusiones de líticos y gradando a arenisca de grano muy fino.

**Carbón:** Negro, gris oscuro, café grisáceo, de moderadamente duro a suave, quebradizo, brillante, con inclusiones de micro pirita.

### 1.5.2 FORMACIÓN TIYUYACU

TOPE: 6073' MD / 5829' TVD

La Formación Tiyuyacu está constituida principalmente de arcillolita, con intercalaciones de limolitas y areniscas. También se encontró un pequeño cuerpo de conglomerado cuarzoso denominado Conglomerado Superior Tiyuyacu que va desde 6237' MD hasta 6267' MD y hacia la parte inferior de esta formación se encuentra el denominado Conglomerado Basal Tiyuyacu que se detalla a continuación.

**Arcillolita:** Rojo ladrillo, café rojiza, café grisácea, mostaza, púrpura, café rojiza moteada crema, crema, de suave a moderadamente dura, de cortes blocosos a subblocosos, textura terrosa a cerosa, en partes ligeramente calcárea, en partes con inclusiones de cuarzo, gomosa y lavable.

**Limolita:** Café, café rojiza, café amarillenta, gris clara, café grisácea, gris verdosa, de suave a moderadamente dura, de corte irregular a subblocoso, en partes blocoso, textura terrosa, en partes ligeramente calcárea, en partes con inclusiones de micro mica, en partes gradando a arena de grano muy fino.

**Arenisca:** Café rojiza, gris clara, amarillenta, hialina, de transparente a ttranslúcida, suelta, de grano fino a medio, cuarzosa, de subredondeada a subangular, de moderada selección, matriz no visible, cemento no visible, porosidad no visible. Sin manifestación de hidrocarburo.

**Conglomerado:** Hialino, blanco, de transparente a translúcido, suelto, duro a muy duro, cuarzoso, angular, matriz no visible, cemento no visible, porosidad no visible.

#### 1.5.2.1 Conglomerado Tiyuyacu

TOPE: 7287' MD / 7043' TVD

Este miembro no se encontró desarrollado en esta zona, y solo se presentó con pequeños lentes de conglomerado chertoso en la entrada, hacia la parte inferior se encuentra intercalaciones de arcillolita, limolita y arenisca hacia la parte basal de este miembro.

**Conglomerado:** Mostaza, café oscuro, café amarillento, ocasionalmente gris clara, muy duro, roto en fragmentos angulares, de fractura concoidea.

**Arcillolita:** Café rojiza, café rojiza moteada con crema, en partes crema, mostaza, de moderadamente dura a suave, de cortes blocosos a subblocosos, de textura terrosa, o calcárea, gomosa y lavable.

**Limolita:** Café rojiza, gris, café oscura, ocasionalmente café amarillenta, suave a moderadamente dura, de corte subblocoso, textura terrosa, no calcárea, en partes

con inclusiones de líticas, en partes gradando a arena de grano muy fino.

**Arenisca:** Gris clara, hialina, gris oscura, ocasionalmente amarillenta, de transparente a translúcida, friable a suelta, de grano fino a medio, cuarzosa, en menor proporción lítica, de subredondeada a subangular, de moderada selección, matriz no visible, cemento no visible, pobre porosidad visible, asociado con chert. Sin manifestación de hidrocarburo.

### 1.5.3 FORMACIÓN TENA

TOPE: 7709' MD / 7465' TVD

Compuesta principalmente por arcillolita intercalada con niveles de limolita, arenisca y caliza.

**Arcillolita:** Café, café oscura, café rojiza, crema, café amarillenta, gris oscura, café rojiza moteada con crema, de suave a moderadamente dura, de corte irregular a blocoso en parte sublaminar, de textura cerosa a terrosa, en partes ligeramente calcárea, con inclusiones de micro mica, asociado con pirita, gomosa y lavable.

**Limolita:** Café rojiza, café, café amarillenta, gris clara, gris verdosa, ocasionalmente gris, de suave a moderadamente dura, de corte subblocosa a blocosa, textura terrosa, no calcárea, en parte con inclusiones líticas, en artes gradando a arenisca de grano muy fino.

**Arenisca:** Gris clara, blanca, hialina, de transparente a translúcida, friable, de grano muy fino a fino, cuarzosa, de redondeada a subredondeada, de moderada selección, matriz argilácea, cemento calcáreo, pobre porosidad visible, en partes con inclusiones líticas verdes. Sin manifestación de hidrocarburos.

**Caliza:** Blanca, crema, de suave a moderadamente dura, de corte irregular a blocosa, porosidad no visible. Sin manifestaciones de hidrocarburo.

#### 1.5.4 FORMACIÓN NAPO

TOPE: 8309' MD / 8065' TVD

La Formación Napo está compuesta por una secuencia de lutitas intercaladas con areniscas y calizas. Dentro de esta formación se encuentran los principales reservorios.

##### 1.5.4.1 Lutita Napo

TOPE: 8402' MD / 8158' TVD

Este miembro está compuesto principalmente por lutitas intercaladas con areniscas en la parte superior y con pequeños niveles de caliza.

**Lutita:** gris oscura, gris, en partes negra, de suave a moderadamente dura, de corte laminar a sublaminar, fisil, planar, en partes astillosa, de textura cerosa, en parte terrosa, ligeramente calcárea, con inclusiones de micro mica.

**Arenisca:** Gris clara, blanca, hialina, de transparente a translúcida, friable, en parte moderadamente dura, de grano fino a muy fino, cuarzosa, de subredondeada a redondeada, de moderada selección, en parte con matriz caolinítica, cemento ligeramente calcáreo, en partes cemento silíceo, porosidad no visible, con inclusiones líticas y micro micáceas.

**Caliza:** Blanca lechosa, blanca amarillenta, de moderadamente dura a suave, de cortes irregulares a blocosos, porosidad no visible. No presenta manifestación de hidrocarburos.

## **1.6 DESCRIPCIÓN ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO**

### **1.6.1 FORMACIÓN ORTEGUAZA**

La Formación Orteguaza es de origen marino somero, esta formada por una secuencia de lutitas grises verdes, de gran espesor, con algunos niveles de areniscas glauconíticas. En general, hacia el oeste, en la zona subandina, se produce un cambio lateral de facies y la Formación Orteguaza se vuelve progresivamente continental.

Esta formación pertenece a la edad del Oligoceno Inferior dentro del período Paleógeno. La misma que presenta un espesor aproximado de 260 pies en este pozo.

### **1.6.2 FORMACIÓN TIYUYACU**

En la Formación Tiyuyacu el ambiente sedimentario hacia el tope, de estos depósitos de ambiente fluvial pasa progresivamente a los depósitos de la Formación Orteguaza generalmente de ambiente marino. El espesor promedio de la Formación Tiyuyacu presentado en este pozo es de 150 pies aproximadamente. La edad asignada para la Formación Tiyuyacu es Eoceno superior.

#### **1.6.2.1 Tiyuyacu Conglomerado**

El Conglomerado Tiyuyacu es de ambiente sedimentario de tipo fluvial y corresponde a ríos proximales intermitentes o con larga estación seca, consiste en conglomerados, areniscas y arcillas que descansan en discordancia fuertemente erosiva sobre la Formación Tena.

El espesor aproximado del Conglomerado Tiyuyacu presente en este pozo es de



1000 pies y se depositó entre el Eoceno Inferior y el Eoceno Medio perteneciente a la edad del Oligoceno.

### **1.6.3 FORMACIÓN TENA**

Tiene un espesor aproximado de 600 pies en el pozo PX-1; cuerpo donde se puede encontrar la subdivisión en dos miembros, que son:

#### **1.6.3.1 Tena Superior**

Por correlaciones estratigráficas del Cretácico terminal - Paleógeno de Ecuador y del Norte de Perú, se considera que el miembro Tena Superior pertenece a la edad del Paleoceno. El Clico Tena Superior es de ambiente Continental limitado en su base por un hiato sedimentario.

#### **1.6.3.2 Tena Inferior**

El ambiente de depositación de esta parte de la formación es Continental a Marina Somera, presentando facies lluvio-marinas de canales de marea, como también facies de playa y de plataforma marina elástica somera.

La Tena Inferior se deposita en progradación sobre la arenisca M1 en la parte este de la Cuenca Oriente. y sobre las lutitas Napo Superior en la parte oeste. El Ciclo Tena Inferior, atribuido como parte del sistema continental puede ser redefinido como parte del sistema Napo.

### **1.6.4 FORMACIÓN NAPO**

El espesor de esta formación es de alrededor de 1200 pies de lutitas y calizas con intercalaciones de areniscas. La formación Napo es fácilmente reconocible por la presencia de reflectores fuertes que corresponden a niveles de calizas. Esta

formación pertenece al período que va desde el Cretácico Medio al Superior y marca el inicio de la era Mesozoica.

La sección sedimentario Hollín-Napo exhibe características bien definidas dentro de un modelo de estratigrafía secuencial. Dichas formaciones testifican variaciones bruscas de la línea de costa en la plataforma marina-somera de la Cuenca Oriente en el Cretácico. La secuencia Hollín-Napo se caracteriza por una serie repetitiva de areniscas, calizas y lutitas.

Los intervalos clásticos correspondientes a las areniscas de Hollín Principal, T, U. M2. M1, se observan en los diferentes miembros de la secuencia Hollín-Napo reconociendo las secuencias de esta serie sedimentaria, como:

#### **1.6.4.1 Hollín Superior – Lutita Napo Inferior**

En la base comienza con depósitos fluviales de arenas canalizadas erosivas, transportadas desde una fuente localizada al este-sureste de la cuenca. Este sistema fluvial fue depositado dentro de valles incisos con influencia estuarina como resultado del inicio de la subida del nivel de base.

#### **1.6.4.2 T Principal – T Superior – Caliza B**

Una sucesión de depósitos marinos someros se derrama sobre los márgenes de los valles incisos y reflejan en conjunto la transgresión de facies marinas hacia el este de la cuenca.

#### **1.6.4.3 Arenisca U Principal – Napo U Superior – Caliza A**

Intercalaciones de areniscas de marea, lutitas espesas marina-someras y calizas finas definen el máximo de inundación.

#### **1.6.4.4 Arenisca M1 – Lutita Napo Superior**

Estas pasan a depósitos de plataforma de calizas espesas con influencia detrítica correspondiente al prisma de alto nivel.

## **CAPÍTULO 2**

# **QUÍMICA DE ARCILLAS Y PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN.**

## **2.1 QUÍMICA DE ARCILLAS.**

### **2.1.1 INTRODUCCIÓN**

Las rocas sedimentarias son materiales que se han depositado durante un período geológico en cuencas de deposición. Las rocas sedimentarias pueden ser divididas en dos grupos principales: rocas clásticas y rocas no clásticas.

Las rocas sedimentarias no clásticas incluyen precipitados orgánicos como el carbón y precipitados químicos con la sal. Las rocas sedimentarias clásticas se componen principalmente de partículas que se erosionaron de un sitio sobre la superficie de la tierra, fueron transportadas hacia otro sitio y se depositaron como sedimentos.

Las rocas sedimentarias clásticas se clasifican según el tamaño de las partículas que componen la roca. Las clases de tamaño más importantes de las partículas sedimentarias y los tipos de roca correspondientes son:

- Grava/conglomerado.
- Arena/arenisca.
- Limo/limolita y
- Arcilla/lutita

Dentro de la clasificación granulométrica de las partículas del suelo, las arcillas ocupan el lugar mostrado en la tabla 2.1.
















TABLA 2.1: GRANULOMETRÍA DE LAS PARTÍCULAS

Granulometría	
Partícula	Tamaño
Arcillas	< 0,002 mm
Limos	0,002-0,06 mm
Arenas	0,06-2 mm
Gravas	2 mm-6 cm

FUENTE: [www.wikipedia.com](http://www.wikipedia.com)

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos.

TABLA 2.2: TIPOS DE ROCAS, CÓDIGOS GEOLÓGICOS Y DESCRIPCIONES GEOLÓGICAS.

Tipo de Roca	Abreviatura	Símbolo	Granulometría	Descripción
Lutita y arcillita	Sh CLst		<4 micrones	Rocas formadas por la acumulación de minerales arcillosos y partículas de tamaño de limo. Resistencia a la compresión: Sh: 4.000 - 10.000 psi
Marga	Mrl		<4 micrones	Rocas formadas por la acumulación de minerales arcillosos y calcita (carbonato de calcio).
Limolita	SLst		4 a 60 micrones	Rocas formadas por la acumulación de limo y cuarzo de tamaño de arena.
Arenisca	Sst		60 a 2.000 micrones	Resistencia a la compresión: Sst: 5.000 - 15.000 psi
Conglomerado	Cgl		>2.000 micrones	Rocas formadas por la acumulación de partículas de tamaño de grava, guijarros y cantos rodados.
Caliza	Ls		Rocas precipitadas	Rocas depositadas mediante la precipitación de calcita (carbonato de calcio) y dolomita (carbonato de calcio-magnesio).
Dolomita y tiza (pizarra)	Dol Chk			Resistencia a la compresión: Ls: 6.000-15.000 psi, Dol: ~24.000 psi Chk: ~6.000 psi
Horsteno	Chl			Chl: ~83.000 psi
Yeso y anhidrita	Cyp Anhy		Rocas evaporadas	Rocas depositadas mediante la precipitación durante la evaporación del agua.
Sal	Sa			
Basamento	Bm		Rocas ígneas	Rocas volcánicas formadas por el enfriamiento de magma fundida.
Volcánicas	Volc			
Falla	Flt		n/a	Fractura geológica ancha y desplazamiento de rocas a lo largo de un plano de falla.
Petróleo	O		Fluidos de la formación	Petróleo (5 - 7 lb/gal)
Gas	G			Gas natural (~2.3 lb/gal)
Agua	Wtr			Agua o salmuera (8.3 - 11.7 lb/gal)

FUENTE: MI-SWACO

ELABORADO POR: MI-SWACO

La Tabla 2.2 enumera los códigos geológicos y las descripciones estándar que se usan en los reportes de registro de lodo, así como la granulometría de los sedimentos.

La lutita, la arenisca y la caliza constituyen la inmensa mayoría de las rocas sedimentarias, ya que un porcentaje muy pequeño se compone de otros tipos de rocas. En la mayoría de las cuencas de petróleo y gas, la lutita constituye 50 a 75% de las rocas perforadas.

Es importante recordar que todas las rocas sedimentarias perforadas resultan de procesos sedimentarios y de diagénesis.

La **sedimentación** es el proceso que ocurre en la superficie de la tierra y permite que las partículas o los granos se acumulen en forma de sedimento. Los procesos sedimentarios tienden a clasificar estas partículas de manera que la arena, el limo y la arcilla se depositen en tres lugares distintos. Como regla general, los procesos de sedimentación determinan la granulometría del sedimento y ciertas características que pueden estar presentes en el sedimento, tal como los planos de estratificación.

La **diagénesis** abarca todos los procesos que modifican un sedimento después de su deposición. Estos procesos incluyen la consolidación, disolución de ciertos minerales, precipitación de otros minerales y cambios en la composición de ciertos minerales. La diagénesis modifica los sedimentos de arena, limo y arcilla en arenisca, limolita y lutita. La diagénesis comienza inmediatamente después de la deposición del sedimento.

### **2.1.2 DEFINICIÓN QUÍMICA.**

El objetivo de la siguiente definición es comprender con claridad las diferencias que existen entre roca, sedimento y componentes arcillosos que en lo posterior del estudio nos permitan entender la naturaleza de la lutita, de la arcilla y de los componentes de la misma.

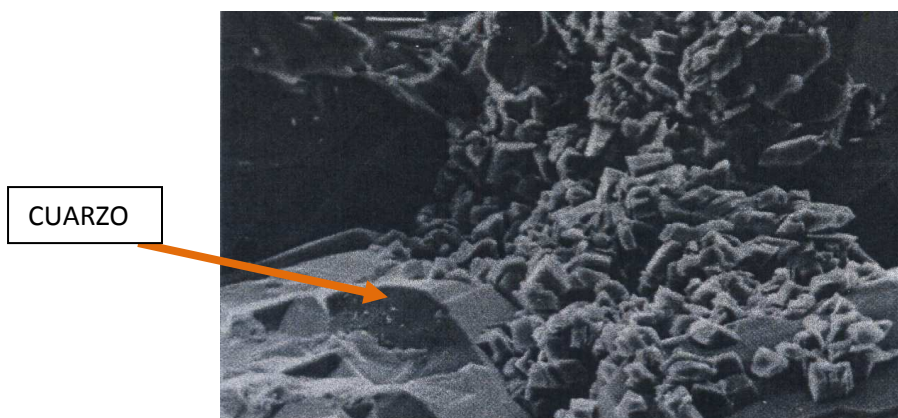
La arcilla es un sedimento, y la lutita es una roca compuesta de partículas de tamaño de arcilla.

La lutita es la roca sedimentaria clástica que se compone principalmente de partículas que están incluidas en la clase de tamaño de arcilla (tamaño medio inferior a 2 micrones).

La arcilla también se define de acuerdo al tamaño de partícula, en este sentido consideramos dos definiciones:

- Desde el punto de vista de la sedimentación, arcilla es un término granulométrico que se usa para describir el tamaño de las partículas, que abarca los sedimentos con un diámetro de grano inferior a 2 micrones ( $\mu\text{m}$ ). Bajo esta premisa se puede decir que todos los filosilicatos pueden considerarse verdaderas arcillas si se encuentran dentro de dicho rango de tamaños, incluso minerales no pertenecientes al grupo de los filosilicatos (cuarzo, feldespatos, etc.) pueden ser considerados partículas arcillosas cuando están incluidos en un sedimento arcilloso y sus tamaños no superan las 2  $\mu\text{m}$ . La figura 2.1 muestra cuarzo cubierto por caolinita.

**FÍGURA 2.1: PORO LLENO DE CAOLINITA AUTIGÉNICA (AUMENTO 1000X).**



FUENTE: CORE LAB  
ELABORADO POR: CORE LAB

- La otra definición se refiere a una clase de minerales conocidos como minerales arcillosos, los cuales desde el punto de vista químico y mineralógico son conocidos con el término “arcilla” pero se refiere a minerales arcillosos específicos, cuyas propiedades físico-químicas dependen de su estructura y de su tamaño de grano, los cuales están clasificados como silicatos aluminicos estratificados porque la estructura dominante se compone de camas formadas por capas de sílice y alúmina, químicamente se la define como un silicato hidratado de alumina, cuya fórmula es:  $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$

Basados en la definición química de la arcilla, podemos encontrar las raíces genealógicas integrales de las arcillas únicamente haciendo un análisis exhaustivo de los compuestos de silicio (**Si**) y oxígeno (**O**), los silicatos.

### **2.1.3 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS**

#### **2.1.3.1 Silicatos**

El 95% de la corteza terrestre está formada por silicatos los mismos que forman el árbol genealógico de las arcillas, las cuales son una rama de los silicatos y su formación obedeció a tres mecanismos principales:

1. Por herencia.
2. Por neoformación.
3. Por transformación.

El primer mecanismo indica que el material arcilloso fue derivado directamente de una roca madre y es este tipo de arcillas el que predomina en los sedimentos de lagos y mares. Los otros dos mecanismos implicaron una reacción química entre varios componentes, o bien a partir de la arcilla original, por lo que este tipo de formación requirió de mayor energía y de ciertas condiciones hidrotérmicas.



Es importante conocer que a los depósitos de arcilla se les nombra *arcillosos*, a fin de distinguirlos de los depósitos arenosos y además *plásticos*, y así diferenciarlos de las rocas ígneas.

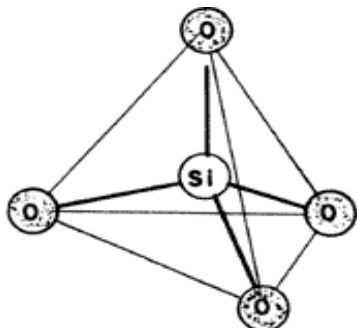
#### **2.1.3.1.1 Unidades Fundamentales de Construcción.**

Existen dos unidades principales de estructura de las cuáles los diferentes minerales arcillosos están compuestos:

##### **2.1.3.1.1.1 Capa Tetraédrica.**

Se sabe que los silicatos están formados por cristales regulares y, si vamos a una escala más pequeña, veríamos que estos cristales tienen a su vez una unidad básica: el tetraedro, tal y como se ilustra en la figura 2.2.

**FIGURA 2.2. EL TETRAEDRO ELEMENTAL O LA PIRÁMIDE TRIANGULAR.**

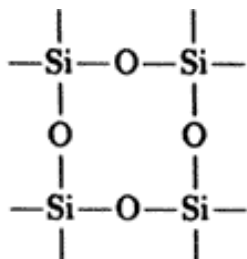


FUENTE: IDF  
ELABORADO POR: IDF

En cada unidad tetraédrica de la figura 2.2, el átomo de silicio está situado en el centro de un tetraedro, equidistante de cuatro átomos de oxígeno, o hidróxilos. Si cada átomo de silicio tiene cuatro cargas eléctricas positivas, mientras que cada átomo de oxígeno tiene dos cargas negativas, es necesario que cada uno de los átomos de oxígeno use una de sus cargas para atraer a una de las cargas del silicio, quedando así saturado el átomo central (Si), mientras que las esquinas todavía tienen una carga negativa para enlazarse a otro átomo con carga positiva.

Cuando esto último ocurre, entonces tenemos que se puede formar una cadena de tetraedros, mostrado en la figura 2.3.

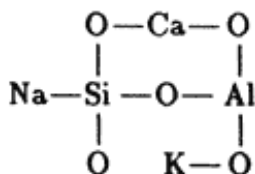
**FIGURA 2.3: CADENA DE TETRAEDROS.**



FUENTE: IDF  
ELABORADO POR: IDF

Una propiedad extraordinaria de estas estructuras es su posibilidad de ser capaces de sustituir al átomo de silicio (Si), situado en el centro de los tetraedros (Figura 2.3), por otro de menor carga como el aluminio ( $Al^{3+}$ ), generando así una deficiencia de carga positiva, o un exceso de carga negativa en el tetraedro, la cual necesita atraer a otros cationes para compensarse, por ejemplo Na, K, Ca, etc., con lo cual se logra nuevamente una estructura neutra. Los cationes interlaminares más frecuentes son alcalinos (Na y K) o alcalinotérreos (Mg y Ca). Como se muestra en la figura 2.4.

**FIGURA 2.4: SUSTITUCIÓN CON CATIONES ALCALINOS.**



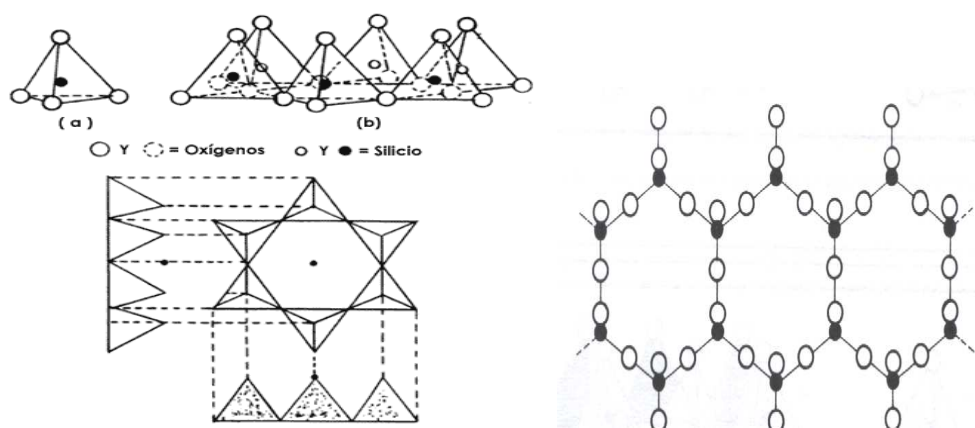
FUENTE: IDF  
ELABORADO POR: IDF

Este es el mecanismo que permite a los silicatos tener propiedades superficiales únicas de acidez e intercambio iónico, tan importantes que a ellas se deben las propiedades catalíticas de las arcillas, que se las describirán más adelante.

La unión de varios tetraedros nos genera hojas que se extienden a lo largo y a lo ancho, dando origen a las estructuras laminares.

La figura 2.5 muestra que ocurre cuando unimos los vértices de 6 tetraedros para formar anillos tipos 6T. Las puntas de los tetraedros se encuentran a la misma altura, formando un plano, de igual manera ocurre con los átomos de silicio situados en el centro de los tetraedros y con los de oxígenos situados en las bases. La articulación de esos tres planos nos conduce pues a la formación de una hoja tetraédrica (tipo T).

**FIGURA 2.5: EL ANILLO DE SEIS TETRAEDROS VISTO DE DIFERENTES LADOS.**

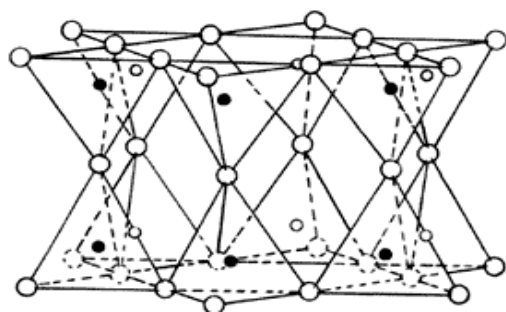


FUENTE: IDF

ELABORADO POR: IDF

Siguiendo esta secuencia, podemos ahora unir dos hojas para formar una lámina tetraédrica, tal y como se ilustra en la figura 2.6. Las dos hojas se encuentran invertidas, una con respecto a la otra, compartiendo uno de los vértices.

**FÍGURA 2.6: UNA LÁMINA DE TETRAEDROS (T).**



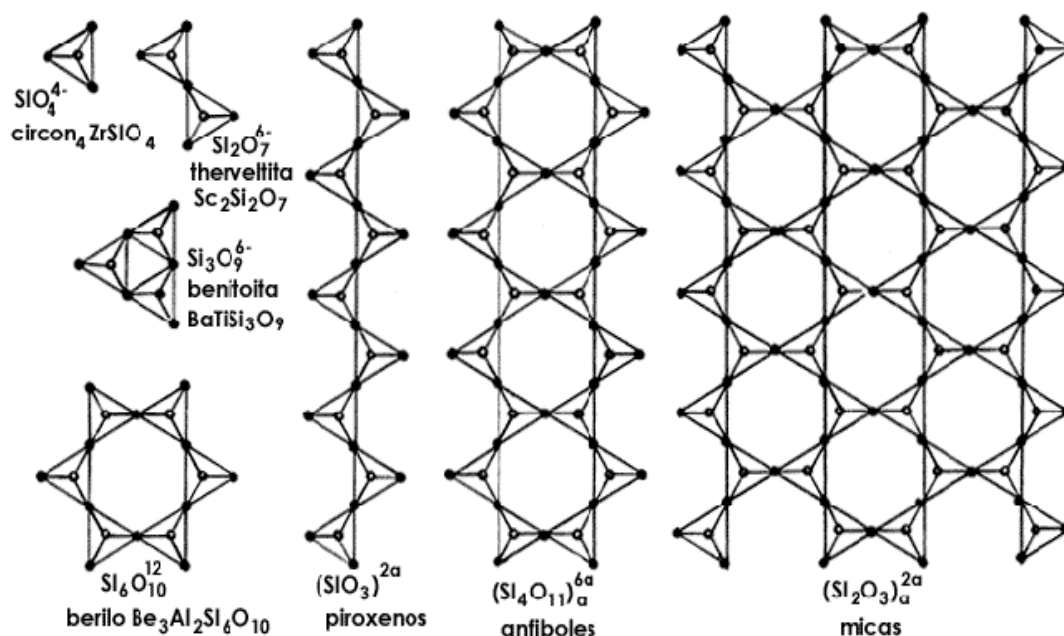
FUENTE: IDF

ELABORADO POR: IDF

En la figura 2.7 se reúnen todas las posibles combinaciones de tetraedros que dan origen a una serie de vistosas geometrías, podemos armar sucesiones de manera que un tetraedro (**1T**) pueda unirse a otro para formar un arreglo tipo **2T** (dos tetraedros) o bien **3T**, en forma de cadena simple, doble, redes de motivos hexagonales, etc.

Las redes de tetraedros que se extienden a lo largo y a lo ancho, formando hojas completas, constituyen el grupo de filosilicatos, o estructuras laminares, del que forman parte las arcillas.

FIGURA 2.7. LA ESTRUCTURA DE LOS SILICATOS

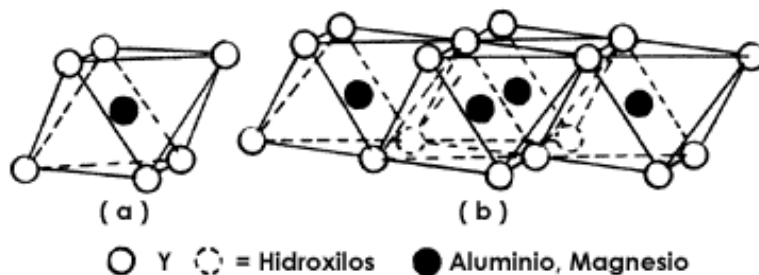


FUENTE: IDF  
ELABORADO POR: IDF

### 2.1.3.1.1.2 Capa Octaédrica.

Similarmente, existen otros cuerpos poligonales que podemos unir entre sí para formar cadenas, tal y como ocurre con el octaedro, representado en la figura 2.8, formación típica de los compuestos de aluminio, por ejemplo **Al (OH)<sub>6</sub>**, o del magnesio. Este arreglo es una hoja octaédrica (tipo O).

FIGURA 2.8: HOJA DE OCTAEDROS (O).



FUENTE: IDF

ELABORADO POR: IDF

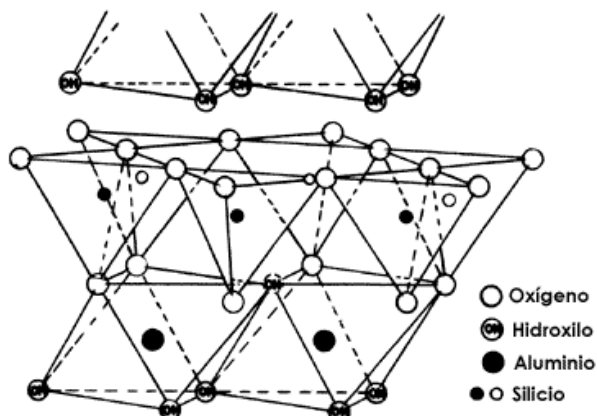
Esta unidad se compone de dos hojas de oxígenos apretadas o hidroxilos, en el que iones de aluminio, hierro o magnesio se incrustan en la coordinación octaédrica. Cuando el aluminio está, sólo dos tercios de la posible posición se llenan para equilibrar la estructura, que es la estructura de gibsita,  $\text{Al}(\text{OH})_3$ . En presencia de magnesio, todos los puestos se llenan y la Estructura es brucita,  $\text{Mg}(\text{OH})_2$ . A menudo, en esta capa de arcilla contiene más de un ion metálico.

#### 2.1.3.1.2 Estructura de los minerales Arcillosos.

Las unidades fundamentales de las hojas tetraédricas y octaédricas pueden disponerse en diferentes combinaciones y modificaciones químicas las cuáles han alcanzado formar hasta 26 tipos de minerales arcillosos. A pesar de esto se ha logrado clasificar a los silicatos en dos grupos según su estructura:

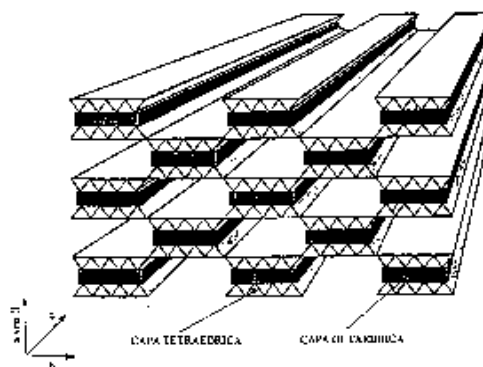
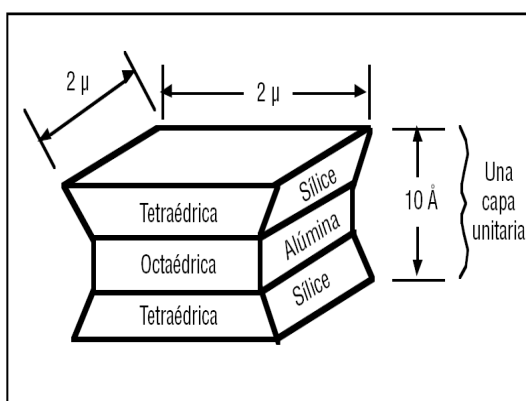
- **Bilaminares:** Tienen dos capas, tetraédrica más octaédrica y se denominan 1:1 o T:O; tal y como se ilustra en la figura 2.9.
- **Trilaminares:** Es el grupo más largo, está formado por tres capas unitarias constituidas por dos hojas tetraédricas de cada lado de una hoja octaédrica, en cierto modo como un emparedado, denominándose 2:1 o T:O:T. El resultado se ilustra en la figura 2.10.

FIGURA 2.9: UNA LÁMINA T-O.



FUENTE: MI-SWACO  
ELABORADO POR: MI-SWACO.

FIGURA 2.10: LÁMINA T-O-T



FUENTE: MI-SWACO  
ELABORADO POR: MI-SWACO

A la unidad formada por la unión de una capa octaédrica más una o dos tetraédricas se la denomina lámina. La unidad formada por una lámina más la interlámina es la unidad estructural. La lámina T-O-T es la más completa y no acepta una nueva adición, debido a la saturación de los enlaces.

Los minerales arcillosos de interés para la ingeniería de fluidos de perforación son la Caolinita, la Illita, la esmectita o Montmorillonita, sepiolita, atapulgita y la clorita.

Antes de describir en detalle las estructuras de cada una de estas arcillas es indispensable entender los dos mecanismos de cómo se desarrollan las cargas

eléctricas en las superficies de las arcillas.

### ***2.1.3.1.3 Cargas en las Superficies Arcillosos.***

Los minerales arcillosos tienen dos tipos de cargas eléctricas: estructurales y de superficie. Las Cargas estructurales son permanentes y están relacionadas con la carga eléctrica dentro de las distintas hojas tetraédrica y octaédrica. Las cargas de superficie son transitorias y dependiente del pH.

#### ***2.1.3.1.3.1 Cargas Estructurales.***

Cargas eléctricas asociadas con hojas tetraédrica y octaédricas se deben a la sustitución de iones (por ejemplo, Al 3 de 4 en Si las hojas tetraédrica,  $Mg^{2+}$ ,  $Fe^{2+}$  para  $Al^{3+}$  en las hojas de octaédricos) o por imperfecciones estructurales. En teoría, la carga resultante de sustitución de iones puede ser positiva o negativa. Sin embargo, en arcillas 2:1, los sitios de intercambio tetraédrica y octaédrica ponen un límite en el tamaño de los cationes intercambiables. En consecuencia, los iones de valencia menor son generalmente sustituidos por iones de valencia más elevado. El resultado es una carga neta negativa permanente sobre la estructura de arcilla.

#### ***2.1.3.1.3.2 Cargas Superficiales***

Cargas eléctricas asociadas con las superficies del mineral de la arcilla son resultado de la reacción con el agua - la hidrólisis - con rotura de los enlaces Si-O y Al-OH, debido a las reacciones químicas superficiales o a la adsorción de iones surfactantes.

El proceso de hidróxilos forma hidrólisis la cual es anfóterica y puede reaccionar con cualquier ión, tanto con el  $H^+$  o el  $OH^-$ .

Las cargas se encuentran en:

Las superficies de las hojas basales tetraédrica (2:1 estructuras); las superficies de las hojas basales tetraédrica y octaédrica (1:1 estructuras); a lo largo de los bordes de todas las hojas (todos los minerales arcillosos). Las cargas superficiales son muy importantes en arcillas 1:1 (por ejemplo, la caolinita)

La carga neta puede ser positiva o negativa, dependiendo de la estructura mineral, el pH y la salinidad. Valores bajos de pH se correlacionan con la capacidad de intercambio de aniones. Valores altos de pH se correlacionan con la capacidad de intercambio catiónico.

Las arcillas pueden ser eléctricamente neutras o estar cargadas negativamente. En algunos filosilicatos las láminas no son eléctricamente neutras debido a las sustituciones de unos cationes por otros de distinta carga. El balance de carga se mantiene por la presencia, en el espacio interlaminar de cationes, cationes hidratados o grupos hidroxilo coordinados octaédricamente.

#### **2.1.4 GRUPOS MINERALES ARCILLOSOS.**

Una cosa es clara en este punto: las estructuras de T-O-T son la parte esencial de las arcillas, formadas por dos o más capas de óxido mineral. Cada capa unitaria consta de una combinación de hojas de sílice dispuestas tetraédricamente (en pirámide) y hojas de alúmina o magnesia dispuestas octaédricamente (ocho caras).

Los minerales arcillosos comunes encontrados en la lutita son la esmectita, la illita, la clorita y la kaolinita. Estos minerales existen como partículas cristalinas muy pequeñas que corresponden al rango de tamaños de arcilla.

El análisis de los tipos de minerales arcillosos presentes en una lutita se puede realizar mediante las técnicas de Difracción de Rayos X (XRD).



### 2.1.4.1 Arcillas de dos Capas (Grupo 1:1).

#### 2.1.4.1.1 Caolinitas.

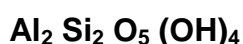
Las arcillas caolinitas presentan caolín por hidrólisis de los feldspatos que contienen las rocas graníticas. La caolinita se encuentra comúnmente como componente menor a moderado (5 a 20%) de las rocas sedimentarias tales como las lutitas y las areniscas.

La unidad fundamental de la estructura del caolín es la lámina T-O, o sea la lámina 1:1, una hoja de tetraedros de silicio-oxígeno unida a otra hoja de octaedros de aluminio-oxígeno-OH.

La caolinita es una arcilla no hinchable ya que sus capas unitarias están fuertemente ligadas mediante enlaces de hidrógeno. Esto impide la expansión de la partícula, porque el agua no es capaz de penetrar en las capas. Es menos reactiva que otros minerales arcillosos, no contiene cationes entre capas ni tiene cargas superficiales porque no se produce casi ninguna sustitución en las hojas tetraédricas u octaédricas. Sin embargo, algunas pequeñas cargas pueden resultar de los enlaces rotos o las impurezas.

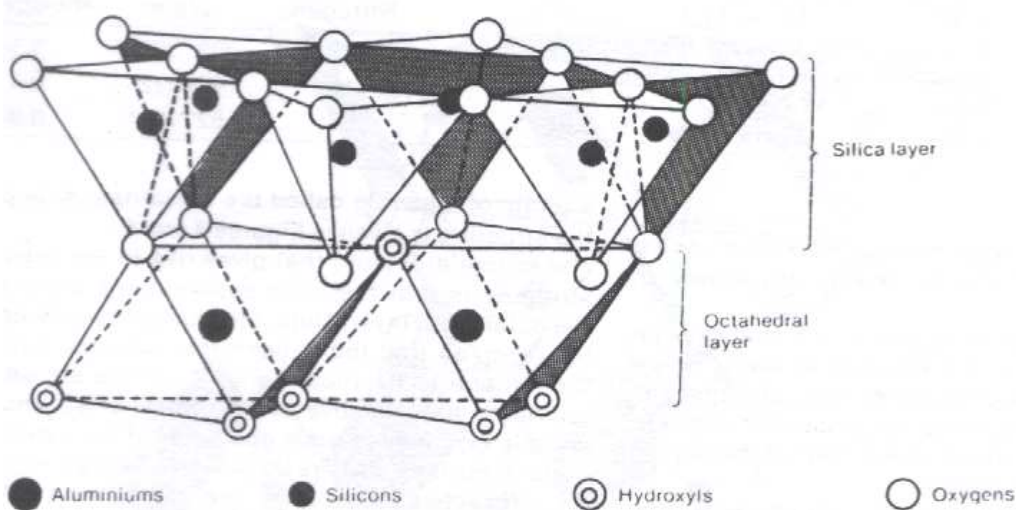
Es así que el tamaño cristalino de la caolinita es típicamente más grande que el tamaño cristalino de la esmectita o illita, y tiene una superficie específica más pequeña, una capacidad de intercambio catiónico más baja y una menor capacidad de adsorber el agua. Tiene una capacidad de intercambio catiónico relativamente baja (de 5 a 15 meq/100 g).

La fórmula química de las caolinitas es:



Su estructura la podemos observar en la figura 2.11.

FÍGURA 2.11: DIAGRAMA DE LA ESTRUCTURA DE LA CAOLINITA



FUENTE: IDF

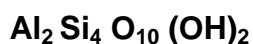
ELABORADO POR: IDF.

#### 2.1.4.2 Arcillas de Tres Capas. (Grupo 2:1).

##### 2.1.4.2.1 Arcillas Esmectitas o Montmorillonitas.

Las arcillas esmectitas son materiales deterativos (con capacidad de limpiar). En la formación de estas arcillas tienen lugar materiales de origen volcánico, aguas marinas e hidrotermales. La familia de las esmectitas está formada por todas aquellas arcillas que presentan una estructura T-O-T, su extrema porosidad le permite absorber el agua entre las capas de aluminosilicato. Este grupo de minerales incluye la montmorillonita, la hectorita, la saponita, la nontronita y otros minerales específicos.

La fórmula estructural típica de estas arcillas es la siguiente:



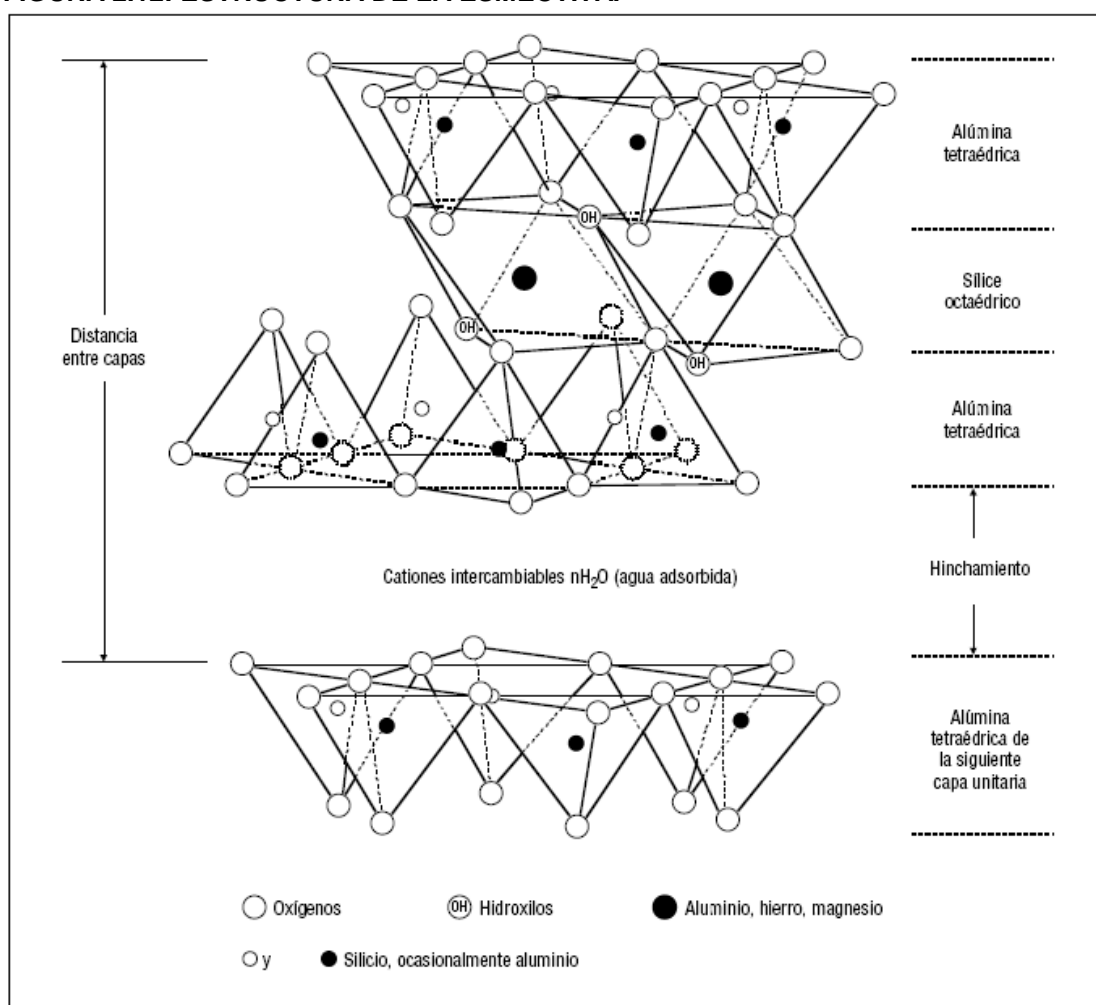
Esta estructura es eléctricamente neutra debido a que todas las posiciones en la hoja **T** se encuentran ocupadas por átomos de silicio, mientras, que todas las posiciones de la capa **O** contienen aluminio. La carga negativa neta es compensada por la **adsorción** de cationes (iones positivos) en las superficies de

la capa unitaria, tanto en las superficies interiores como en las superficies exteriores del apilamiento, estos se denominan cationes intercambiables de la arcilla, los cuales pueden componerse de sodio, calcio, magnesio o potasio.

En la esmectica, hay una capa de iones adsorbidos y agua entre las unidades de tres capas formando el cristal, tal como lo muestra la figura 2.12.

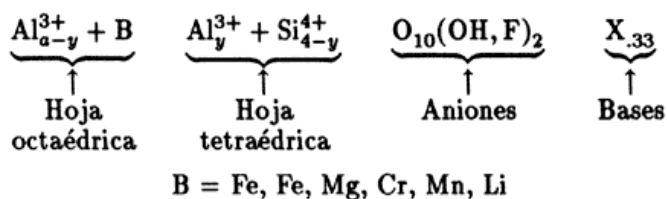
Las esmectitas presentan propiedades muy interesantes derivadas por supuesto de su estructura laminar, de su espacio interlaminar y de la carga residual. Entre ellas destaca la montmorillonita, cuyo nombre se deriva del francés Montmorillon, lugar de Francia en que se encontró esta arcilla típica en 1874.

**FIGURA 2.12: ESTRUCTURA DE LA ESMECTITA.**



FUENTE: MI-SWACO  
ELABORADO POR: MI-SWACO.

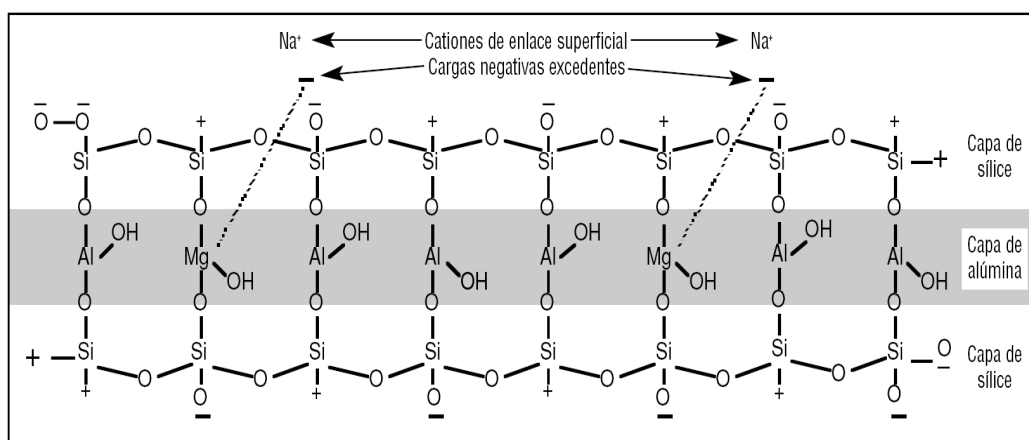
La composición química de una arcilla esmectita, tipo montmorillonita, es la siguiente:



Como se observa en esta fórmula estructural, la hoja tetraédrica está compuesta sólo de silicio y aluminio mientras que la hoja octaédrica contiene aluminio y una variedad de cationes (B). Esto ilustra perfectamente la gran variedad de arcillas tipo esmectica que se pueden conseguir simplemente cambiando el catión de la hoja octaédrica y manteniendo ocupada la hoja T con Si y Al, para cada caso.

La sustitución de aluminio (O) y silicio (T) por un catión de menor carga eléctrica, por ejemplo Mg, origina una deficiencia de carga eléctrica (Ver figura 2.13) que es responsable de algunas de las propiedades superficiales más importantes de las arcillas: la capacidad de intercambio, la **absorción** de moléculas polares como el agua, así como de otros compuestos orgánicos, por ejemplo las aminas, las cuales al introducirse en el espacio interlaminar causan el hinchamiento de la estructura laminar de las arcillas.

**FIGURA 2.13: SUSTITUCIÓN DE AL<sub>3</sub> POR MG<sub>2</sub> CAUSANDO UNA PARTICULA CARGADA NEGATIVAMENTE.**



FUENTE: MI-SWACO.  
ELABORADO POR: MI-SWACO.

Además de la sustitución del aluminio ( $\text{Al}^{3+}$ ) por el magnesio ( $\text{Mg}^{2+}$ ) en la red de montmorillonita, muchas otras sustituciones pueden ser realizadas. Por lo tanto, el nombre montmorillonita se usa frecuentemente como nombre de grupo que incluye muchas estructuras minerales específicas. Sin embargo, en los últimos años, se ha aceptado cada vez más el nombre esmectica como nombre de grupo, reservando el término montmorillonita para los miembros predominantemente aluminosos del grupo.

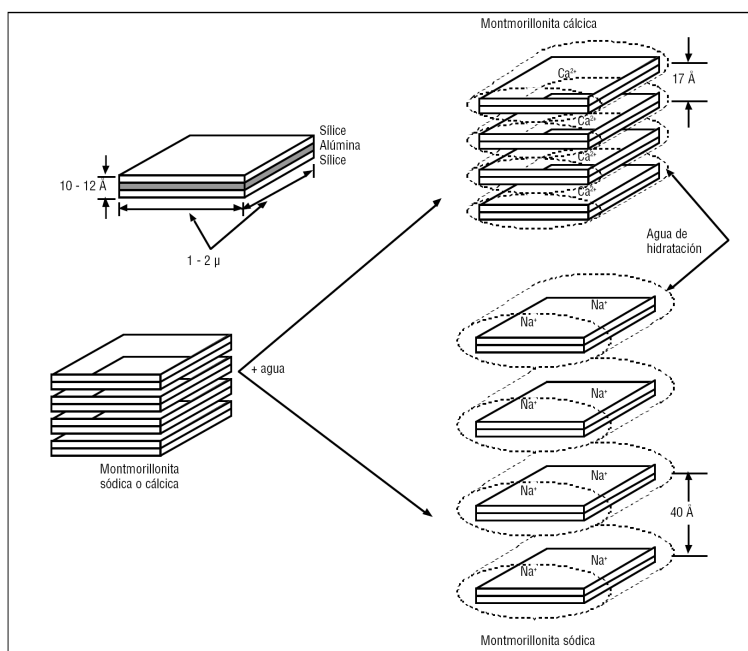
Por adsorber agua y cationes en las superficies externas, la esmectica es considerada una arcilla laminar muy hinchables, pero también absorbe agua y cationes en las superficies ubicadas entre las capas de su estructura cristalina. La capacidad de adsorción de agua de la esmectica es mucho más grande que la de otros minerales arcillosos.

El catión intercambiable de la montmorillonita puede ser un ion de simple carga como el sodio ( $\text{Na}^+$ ) o un ion de doble carga como el calcio ( $\text{Ca}^{2+}$ ) o el magnesio ( $\text{Mg}^{2+}$ ). De este modo, tenemos montmorillonita sódica, montmorillonita cálcica y/o montmorillonita magnésica.

El espacio entre capas de la montmorillonita seca estará comprendido entre 9,8 Å (sodio) y 12,1 Å (calcio) y lleno de agua fuertemente ligada. Como lo indica la Figura 2.14, la bentonita a base de calcio sólo se expande hasta 17 Å, mientras que la bentonita sódica se expande hasta 40 Å, tal como se ilustra en la figura 2.14.

La montmorillonita presente en las lutitas es generalmente la montmorillonita cálcica, porque está en equilibrio con el agua de la formación, la cual es generalmente rica en calcio. La montmorillonita sódica (bentonita de Wyoming,) también se añade normalmente a un lodo para aumentar la viscosidad y reducir el filtrado. Como la bentonita sódica se hincha cuatro veces más que la bentonita cálcica, la bentonita sódica generará una viscosidad cuatro veces más importante.

**FIGURA 2.14: HIDRATACIÓN DE LA MONTMORILLONITA CALCÍCA VS SÓDICA.**



FUENTE: MI-SWACO.  
ELABORADO POR: MI-SWACO.

Las propiedades de filtración y reológicas del lodo dependen de las cantidades de las diferentes arcillas contenidas en el lodo. Como la montmorillonita es añadida intencionalmente a un lodo para controlar estas propiedades, los otros tipos de arcillas pueden ser considerados como contaminantes, visto que no son tan eficaces como una arcilla comercial.

#### **2.1.4.2.2 Iilita.**

La Iilita es un mineral arcilloso específico con una estructura principal de aluminosilicato similar a la esmectica, pero no muestran la capacidad de hinchamiento entre capas. En vez de la sustitución de  $\text{Al}^{3+}$  por  $\text{Mg}^{2+}$  como en la montmorillonita, la Iilita tiene una sustitución de  $\text{Si}^{4+}$  por  $\text{Al}^{3+}$  en las capas de sílice, lo cual aún produce una carga negativa. Los cationes compensadores son principalmente el ión potasio ( $\text{K}^+$ ).

La carga negativa neta de la red que resulta de estas sustituciones, mediante los iones potasio compensadores, es generalmente mayor que la carga de la montmorillonita, pudiendo ser hasta una vez y media más grande que ésta.

El espacio entre las capas unitarias es de 2,8 Å. El diámetro iónico de  $K^+$  es de 2,66 Å. Esto permite que el  $K^+$  encaje perfectamente entre las capas unitarias, formando un enlace que impide el hinchamiento en la presencia de agua.

Como las capas unitarias no se hinchan ni se separan al ser expuestas al agua, los iones potasio ( $K^+$ ) presentes entre las capas unitarias no están disponibles para el intercambio. Los átomos de potasio en la estructura de illita no son iones intercambiables pero constituyen una parte fija de la estructura del cristal; sólo los iones potasio que se encuentran en las superficies exteriores pueden ser cambiados por otros cationes.

Entre los minerales arcillosos 2:1 o T-O-T, la esmectica, illita, y capas mixtas de illita y esmectica son encontradas durante la perforación de formaciones de lutita, causando frecuentemente distintos problemas relacionados con la estabilidad del pozo y el mantenimiento del fluido de perforación. La naturaleza problemática de estos minerales arcillosos puede estar relacionada con los cationes débilmente enlazados entre las capas y las cargas débiles de las capas que producen el hinchamiento y la dispersión al entrar en contacto con el agua. Como resultado, las formaciones de lutita se vuelven generalmente menos hinchables pero más dispersivas en agua, a medida que la profundidad aumenta.

A medida que la profundidad de entierro aumenta, la esmectica se convierte gradualmente en arcillas de capas mixtas de illita/esmectica. La arcilla resultante de capas mixtas tendría las propiedades de ambos tipos de minerales arcillosos.

#### ***2.1.4.2.3 Clorita.***

Las cloritas se encuentran frecuentemente en antiguos sedimentos marinos enterrados a grandes profundidades, y normalmente no causan ningún problema importante a menos que estén presentes en grandes cantidades. Los minerales arcillosos de clorita son similares a la arcilla illita en lo que se refiere a la reactividad, no contiene agua entre las capas, no se hinchan en su forma pura, pero puede hacerse que hinchen ligeramente al ser modificadas.

En general, los minerales de clorita contienen una capa de alúmina intercalada entre dos capas de sílice y una capa de magnesio u óxido de hierro. Las capas tetraédricas se unen a otras octaédricas de tipo gibbsita o brucita. El plano de unión entre ambas capas está formado por los oxígenos de los tetraedros que se encontraban sin compartir con otros tetraedros (oxígenos apicales), y por grupos  $(OH)^-$  de la capa brucítica o gibsitica, de forma que, en este plano, quede un  $(OH)^-$  en el centro de cada hexágono formado por 6 oxígenos apicales. El resto de los  $(OH)^-$  son reemplazados por los oxígenos de los tetraedros.

En estas arcillas, los cationes compensadores de carga entre las capas unitarias son reemplazados por una capa de hidróxido de magnesio octaédrico, o brucita (ver la Figura 2.15). Esta capa tiene una carga positiva neta debido a la sustitución de ciertos  $Mg^{2+}$  por  $Al^{3+}$  en la capa de brucita.

La capacidad de intercambio catiónico de la clorita varía de 10 a 20 meq/100 g, principalmente debido a los enlaces rotos. La distancia entre capas del clorita suele ser de aproximadamente 14 Å.

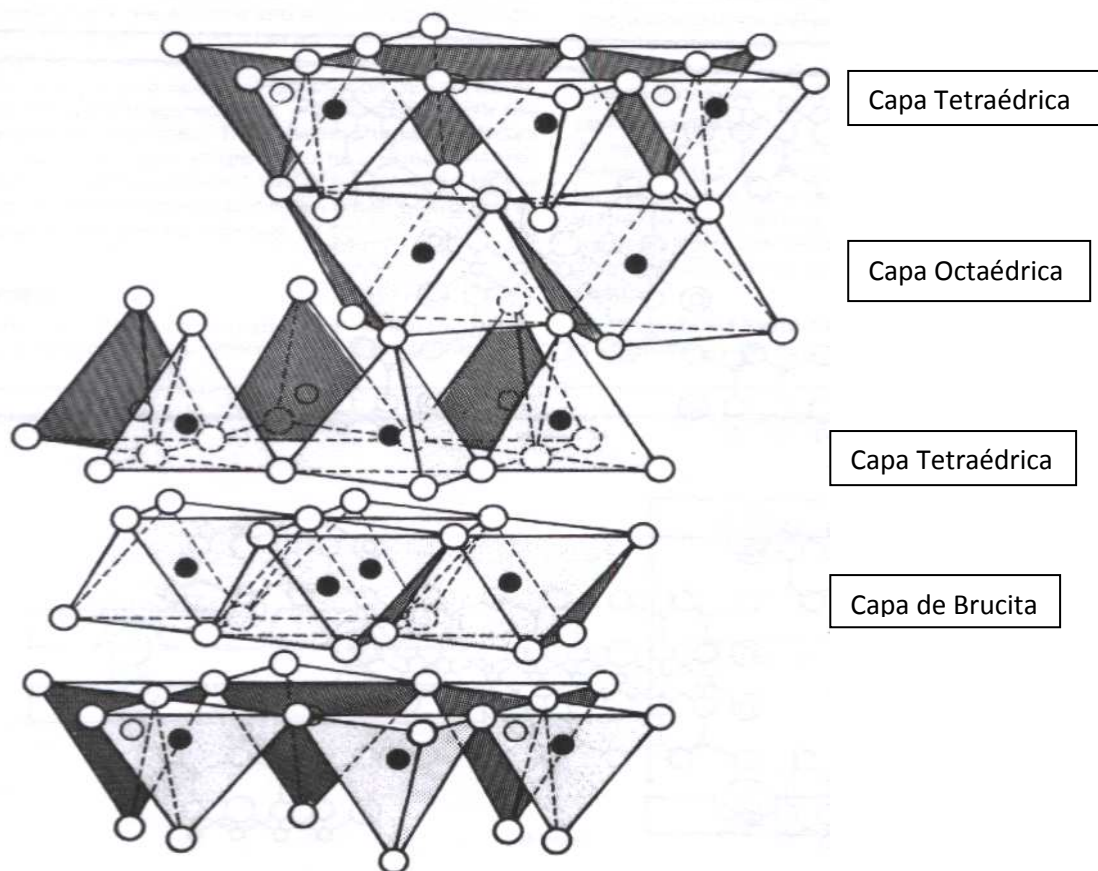
La clorita también puede formar arcillas de capas mixtas con otros minerales arcillosos tales como la esmectica. Algunas lutitas contienen clorita e illita como componentes arcillosos. La mayoría de estas lutitas son relativamente no reactivas, pero algunas pueden hidratarse y derrumbarse.

La illita, clorita y caolinita son las arcillas laminares no hinchables (o ligeramente hinchables), son cristales muy pequeños que adsorben agua y cationes en sus superficies externas.

Los minerales arcillosos citados hasta aquí se encuentran en las lutitas de las formaciones, en el orden siguiente y en cantidades decrecientes: (1) illita, (2) clorita, (3) montmorillonita y (4) kaolinita. Como están presentes en las formaciones perforadas, estas arcillas se dispersan en cantidades variables dentro del sistema de fluido de perforación.



FIGURA 2.15: DIAGRAMA DE LA ESTRUCTURA DE LA CLORITA.



FUENTE: IDF  
ELABORADO POR: IDF.

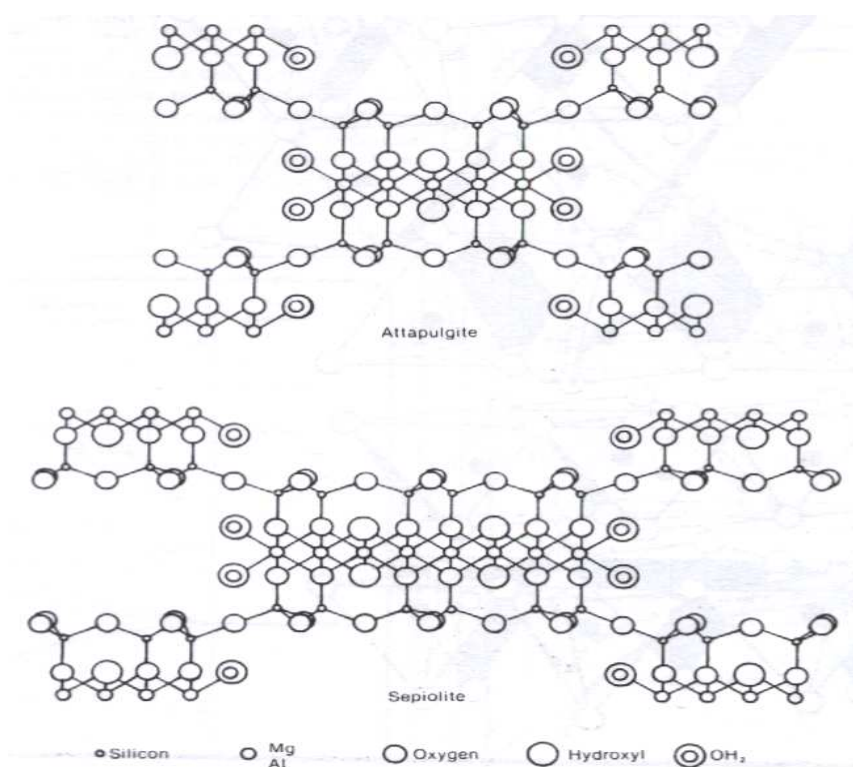
Hemos hablado de la estructura y propiedades de las arcillas presentes en las formaciones que se atraviesan durante los procesos de perforación, pero existen otros minerales arcillosos que nos interesan en relación con los fluidos de perforación como lo son la sepiolita y atapulgita.

#### 2.1.4.2.4 *Sepiolita y Atapulgita.*

Son arcillas en forma de aguja no hinchables, se cree que la forma de las partículas es responsable de la capacidad que la arcilla tiene para aumentar la viscosidad. El tamaño natural de cristales finos y la forma de aguja hacen que la arcilla desarrolle una estructura de “escobillas amontonadas” en suspensión, demostrando así una alta estabilidad coloidal, incluso en la presencia de una alta concentración de electrolitos.

La atapulgita se usa principalmente como mejorador de viscosidad en los lodos base agua salada, mientras que la sepiolita se usa generalmente como viscosificador suplementario para los fluidos geotérmicos y de alta temperatura. Estas arcillas no están casi nunca presentes en las lutitas de las formaciones. La atapulgita es un mineral único. Su estructura cristalina es en forma de aguja, como lo indica la Figura 2.16.

**FIGURA 2.16: ESTRUCTURA ESQUEMATICA DE LA SEPIOLITA Y DE LA ATAPULGITA**



FUENTE: IDF

ELABORADO POR: IDF

Su capacidad para aumentar la viscosidad es independiente del agua de preparación. Sus desventajas son: mayor costo, falta de control de filtración debido a la forma de las partículas y características reológicas más difíciles de controlar.

Las sepiolitas y paligorskitas son arcillas con un contenido en dichos minerales superior al 50 %. Son minerales con hábito fibroso con una enorme área

superficial debida tanto al pequeño tamaño de partícula como la porosidad estructural que presenta su estructura.

Tienen propiedades reológicas, son capaces de formar geles y suspensiones estables de alta viscosidad a bajas concentraciones de sólido. Al igual que las esmectitas, son susceptibles de ser activadas mediante tratamientos térmicos y ácidos.

La Tabla 2.3 y 2.4 contienen un resumen de las características minerales arcillosos y la Figura 2.17 presenta una comparación esquemática de las diferentes estructuras de las arcillas.

Para los tipos comunes de arcilla, se indica el espesor de las capas unitarias en Angstroms ( $\text{Å}$  o  $10^{-8}\text{cm}$ ). Cabe notar que el espesor de capa de las arcillas esmectica depende del tipo de ión. Uno de los métodos clásicos usados para identificar la esmectica cuando hay dudas sobre su existencia consiste en tratar la arcilla con etilenglicol y determinar si el espaciamiento aumenta hasta  $17 \text{ Å}$ .

**TABLA 2.3: RESUMEN DE CARACTERÍSTICAS DE ARCILLAS**

<b>Propiedad</b>	<b>Caolinita</b>	<b>Ilita</b>	<b>Montmorillonita</b>	<b>Atapulgita</b>	<b>Clorita</b>
<b>Tipo de Capa</b>	1:1	2:1	2:1	2:1	2:1
<b>Forma de la Partícula</b>	Placa Hexagonal	Placa Extensa	Hojuela	Aguja	Placa
<b>Tamaño</b>	5 – 0.5	0.5	2 – 0.1	1 – 0.1	5 – 0.1
<b>Área Superficial</b>	15 – 25	50 – 110	30 – 80	200	140
<b>CEC</b>	3-15	10 – 40	80 – 150	15 – 25	10 – 40
<b>Viscosidad en Agua</b>	Baja	Baja	Alta	Alta	Baja

FUENTE: Q-MAX ECUADOR.

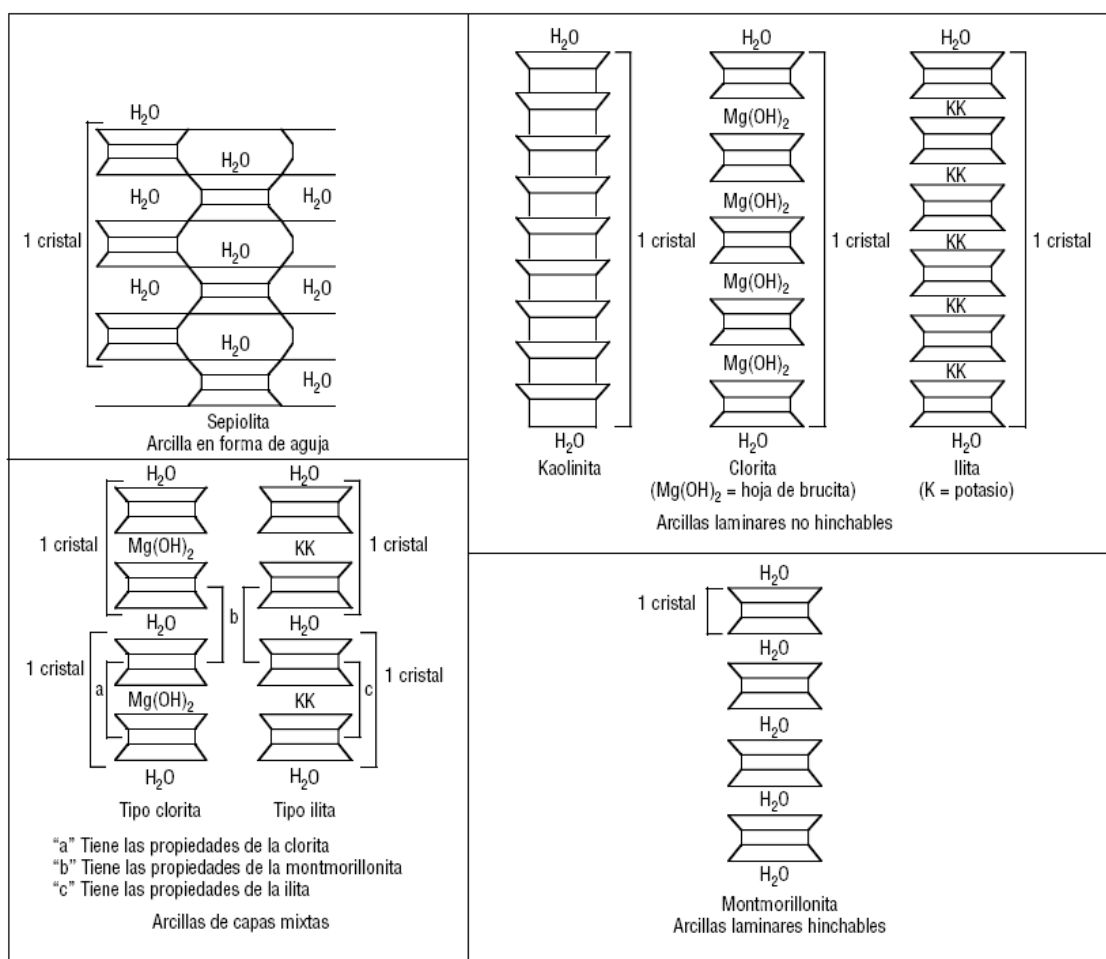
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos.

TABLA 2.4: ARCILLAS ENCONTRADAS COMÚNMENTE

Grupo	Estructura	Carga	Catión de intercambio	Distancia interatómica (Å)	Hinchamiento
Kaolinita	capa 1:1	Nula	Ninguno	7,2	Ninguno
Talco	capa 2:1	Nula	Ninguno	9,3	Ninguno
Esmectita	capa 2:1	0,3 - 0,6	Na <sup>+</sup> , Ca <sup>2+</sup> , K <sup>+</sup> , Mg <sup>2+</sup>	11 - 15	Variable
Vermiculita	capa 2:1	1,0 - 4,0	K <sup>+</sup> , Mg <sup>2+</sup>	14 - 15	Variable
Ilita	capa 2:1	1,3 - 2,0	K <sup>+</sup>	10	Nulo
Mica	capa 2:1	2,0	K <sup>+</sup>	10	Ninguno
Chlorita	capa 2:2	Variable	Capa de brucita	14	Nulo
Sepiolita	cadena 2:1	Nula	Ninguno	12	Nulo
Paligorskita	cadena 2:1	Menor	Ninguno	10,5	Nulo

FUENTE: MI-SWACO.  
ELABORADO POR: MI-SWACO.

FIGURA 2.17: COMPARACIÓN DE ESTRUCTURAS DE ARCILLAS.



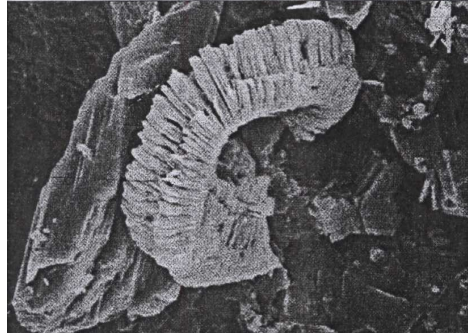
FUENTE: MI-SWACO  
ELABORADO POR: MI-SWACO.

La figura 2.18 muestra imágenes ampliadas de las formas de las estructuras de las arcillas más importantes:

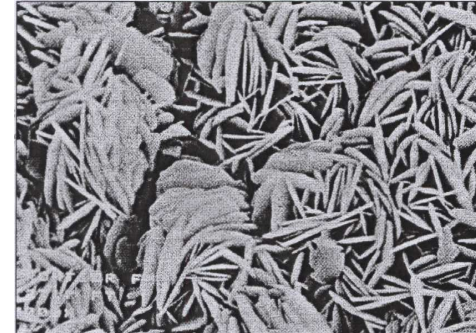
**FIGURA 2.18: ESTRUCTURAS DE LAS ARCILLAS**



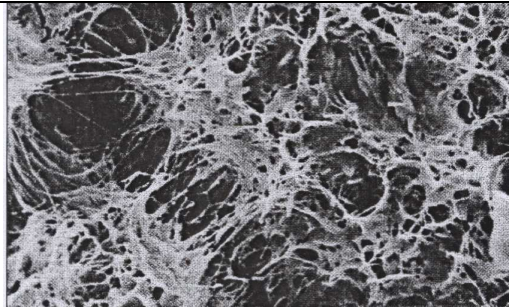
**Cara a cara placas pseudo-hexagonales con poros llenos de caolinita. (Aumento de 100X).**



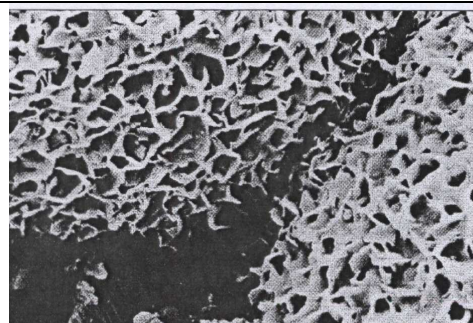
**Caolinita (aumento de 2300X).**



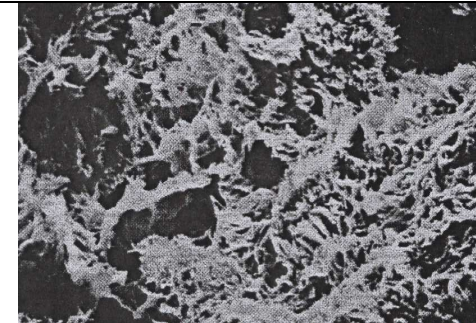
**Pozo desarrollado con placas de cloritas autigénica (aumento de 3000X).**



**Fibras delicadas de puentes porales de illita. Bajo ratas de flujo altas, las fibras pueden romperse y migrara llegando alojándose en la garganta poral. (aumento de 3000X)**



**Recubrimiento de Esmectita de grano autogénico. ( Aumento de 2000X)**



**Illita capa mixta con recubrimientos de granos y oclusión de poros de illita y esmectica (Aumento 750 X)**

FUENTE: CORE LAB  
ELABORADO POR: CORE LAB

## **2.1.5 ARCILLAS EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

Las arcillas juegan un rol importante en los fluidos de perforación, particularmente en los fluidos base agua. Ellos pueden ser añadidos intencionalmente para controlar las propiedades de flujo viscoso y para proveer propiedades coloidales requeridas para disminuir la pérdida de fluido. En la mayoría de casos hay un rápido aumento de la concentración de arcillas de la formación en el fluido a medida que éste circula.

### **2.1.5.1 Asociación de las Partículas de Arcilla.**

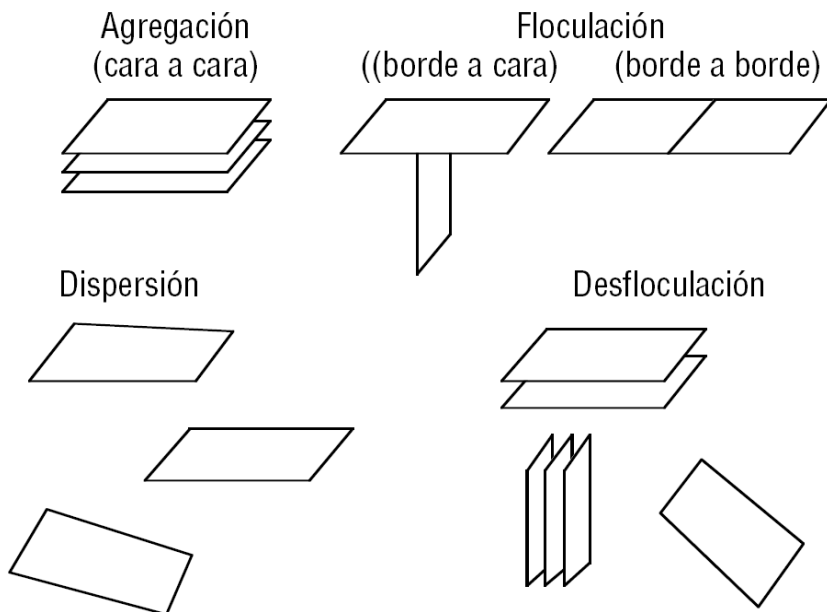
Además de conocer la cantidad y calidad de las arcillas de un lodo, se requiere conocer el estado de asociación de las partículas de arcilla. Los distintos procesos de enlace de las partículas de arcilla son importantes para la reología de las suspensiones de arcilla.

Las partículas laminares finas y planas de arcilla tienen dos superficies diferentes con cargas positivas y negativas, las cuales junto con los cationes intercambiables crean alrededor de las partículas de arcilla un campo de fuerzas eléctricas que determina la manera en que dichas partículas interactúan las unas con las otras. Si los iones intercambiables se disocian de la superficie de la arcilla, la fuerza repulsiva entre las láminas cargadas negativamente es grande y las láminas se dispersarán, alejándose las unas de las otras.

La dispersión completa es rara y es probable que sólo pueda ocurrir en suspensiones diluidas de montmorillonita sódica purificada. En general se produce un cierto grado de enlaces entre las partículas.

Las partículas de arcilla se asocian cuando están en uno de los siguientes estados: agregación, dispersión, floculación o defloculación (ver la Figura 2.19). Pueden estar en uno o varios estados de asociación al mismo tiempo, con un estado de asociación predominando.

**FIGURA 2.19: ASOCIACIÓN DE LAS ARCILLAS.**



FUENTE: MI-SWACO.  
ELABORADO POR: MI-SWACO.

La **agregación** (enlace de cara a cara) resulta en la formación de láminas o paquetes más gruesos. Esto reduce el número de partículas y causa una reducción de la viscosidad plástica. La agregación puede ser causada por la introducción de cationes divalentes, tales como  $\text{Ca}^{2+}$ , en el fluido de perforación. Después del aumento inicial, la viscosidad disminuirá con el tiempo y la temperatura, hasta llegar a un valor inferior al valor inicial.

La **dispersión**, reacción contraria a la agregación, resulta en un mayor número de partículas y viscosidades plásticas más altas. Las laminillas de arcilla son normalmente agregadas antes de ser hidratadas y cierta dispersión ocurre a medida que se hidratan. El grado de dispersión depende del contenido de electrolitos en el agua, del tiempo, de la temperatura, de los cationes intercambiables en la arcilla y de la concentración de arcilla. Incluso la bentonita de Wyoming no se dispersa totalmente en agua a la temperatura ambiente.

La **floculación** es la asociación de borde a borde y/o borde a cara de las partículas, resultando en la formación de una estructura similar a un “castillo de

naipes". Esto causa un aumento de la viscosidad, gelificación y filtrado. La severidad de este aumento depende de las fuerzas que actúan sobre las partículas enlazadas y del número de partículas disponibles para ser enlazadas. Cualquier cosa que aumenta las fuerzas repulsivas entre las partículas o causa la contracción de la película de agua adsorbida, tal como la adición de cationes divalentes o las temperaturas elevadas, puede fomentar la floculación.

La **desfloculación** es la disociación de las partículas floculadas. La adición de ciertos productos químicos al lodo neutraliza las cargas electroquímicas en las arcillas. Esto elimina la atracción que resulta del enlace borde a borde y/o borde a cara entre las partículas de arcilla. La desfloculación causa una reducción de la viscosidad, los productos químicos desfloculantes son frecuentemente llamados diluyentes de lodo.

## **2.1.6 PROPIEDADES DE LAS ARCILLAS.**

Los edificios moleculares que constituyen a las arcillas y el grado de sustitución logrado, permiten obtener una serie de propiedades de interés en diversos campos de aplicación.

La capacidad de adsorber agua, la capacidad de la arcilla de intercambiar cationes y la superficie específica de la arcilla son atributos muy relacionados entre sí que a veces son llamados propiedades coligativas de la arcilla. Estas propiedades coligativas son básicamente medidas de la reactividad de la arcilla.

### **2.1.6.1 Propiedades Físico – Químicas.**

Las importantes aplicaciones industriales de este grupo de minerales radican en sus propiedades físico-químicas. Dichas propiedades derivan, principalmente de:

- Su extremadamente pequeño tamaño de partícula (inferior a 2  $\mu\text{m}$ ).
- Su morfología laminar (filosilicatos).



- Las sustituciones isomórficas, que dan lugar a la aparición de carga en las láminas y a la presencia de cationes débilmente ligados en el espacio interlaminar.

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

Por otra parte, la existencia de carga en las láminas se compensa, como ya se ha citado, con la entrada en el espacio interlaminar de cationes débilmente ligados y con estado variable de hidratación, que pueden ser intercambiados fácilmente mediante la puesta en contacto de la arcilla con una solución saturada en otros cationes.

#### ***2.1.6.1.1 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  $\text{m}^2/\text{g}$ .

Los minerales arcillosos tienen la capacidad de adsorber agua y cationes en su superficie. Como se mencionó anteriormente, los minerales arcillosos tienen un pequeño tamaño de partículas y una estructura estratificada o laminar.

Por este motivo, los minerales arcillosos tienen una gran superficie específica (superficie específica = superficie por gramo de material), muy importante para ciertos usos industriales en los que la interacción sólido-fluido depende directamente de esta propiedad.

En la tabla 2.5 se muestran algunos ejemplos de superficies específicas de arcillas.

**TABLA 2.5: SUPERFICIE ESPECÍFICA DE ARCILLAS.**

<b>Material</b>	<b>Superficie Específica (m<sup>2</sup>/g)</b>
<b>Caolinita de elevada cristalinidad</b>	hasta 15
<b>Caolinita de baja cristalinidad</b>	hasta 50
<b>Halloisita</b>	hasta 60
<b>Illita</b>	hasta 50
<b>Montmorillonita</b>	80-300
<b>Sepiolita</b>	100-240
<b>Paligorskita</b>	100-200

FUENTE: MI-SWACO

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos.

#### ***2.1.6.1.2 Capacidad de Intercambio Catiónico.***

Es una propiedad fundamental de las esmectitas. Son capaces de cambiar, fácilmente, los iones fijados en la superficie exterior de sus cristales, en los espacios interlaminares, o en otros espacios interiores de las estructuras, por otros existentes en las soluciones acuosas envolventes.

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

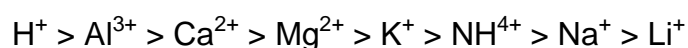
- Sustituciones isomórficas dentro de la estructura.
- Enlaces insaturados en los bordes y superficies externas.
- Disociación de los grupos hidroxilos accesibles.

El primer tipo es conocido como carga permanente y supone un 80 % de la carga neta de la partícula; además es independiente de las condiciones de pH y actividad iónica del medio. Los dos últimos tipos de origen varían en función del

pH y de la actividad iónica. Corresponden a bordes cristalinos, químicamente activos y representan el 20 % de la carga total de la lámina.

Los cationes compensadores que se adsorben en la superficie de la capa unitaria pueden ser cambiados por otros cationes y se llaman los cationes intercambiables de la arcilla. La cantidad de cationes por peso unitario de la arcilla es medida y registrada como la CEC (capacidad de intercambio catiónico). La CEC está expresada en miliequivalentes por 100 g de arcilla seca (meq/100 g).

Para hacerse una idea de los cationes que reemplazarán a otros cationes en las posiciones de intercambio, se acepta generalmente la siguiente secuencia, disponiéndola en orden de preferencia decreciente:



Cualquier catión a la izquierda reemplazará a cualquier catión ubicado a su derecha. La concentración relativa de cada catión también afecta esta preferencia de intercambio catiónico. Para reemplazar un catión, se requiere una concentración de cationes mucho más alta del catión a la derecha. Aunque resulte más difícil reemplazar el calcio que el sodio, si la concentración iónica de  $\text{Na}^+$  es considerablemente más alta que la concentración de  $\text{Ca}^{2+}$ , el sodio desplazará al calcio. El intercambio catiónico puede resultar de un cambio de temperatura visto que muchos compuestos tienen diferentes relaciones de solubilidad a temperatura. A medida que la concentración de  $\text{Na}^+/\text{Ca}^{2+}$  aumenta, los cationes  $\text{Ca}^{2+}$  de la arcilla tienden a ser reemplazados por los cationes  $\text{Na}^+$  de la solución. El más abundante o el grupo de superficie más reactivo en las arcillas adsorbentes es el grupo de hidroxilo (oxhidrilo) expuesto en la periferia externa de la partícula mineral.

La Prueba de Azul de Metileno (MBT) es un indicador de la CEC aparente de una arcilla. La CEC constituye una mejor medida de la reactividad de la arcilla que el análisis mineralógico deducido del análisis de difracción de rayos X (XRD).

El rango de CEC para materiales minerales arcillosos puros está indicado en la tabla 2.6:

**TABLA 2.6: CEC DE LAS ARCILLAS.**

<b>ARCILLA</b>	<b>CEC (meq/100 g)</b>
<b>Esmectita</b>	80-200
<b>Vermiculita</b>	100-180
<b>Ilita</b>	10-50
<b>Clorita</b>	10-40(20)
<b>Kaolinita</b>	3-10
<b>Halloisita</b>	10-40
<b>Montmorillonita</b>	120-250
<b>Sepiolita-paligorskita</b>	20-35

FUENTE: Q-MAX

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

### **2.1.6.1.3 Capacidad de Absorción**

Algunas arcillas encuentran su principal campo de aplicación en el sector de los absorbentes ya que pueden absorber agua u otras moléculas en el espacio interlaminar (esmeclitas) o en los canales estructurales (sepiolita y paligorskita).

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

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

#### ***2.1.6.1.4 Tixotropía.***

La tixotropía se define como el fenómeno consistente en la pérdida de resistencia de un coloide, al amasarlo, y su posterior recuperación con el tiempo. Las arcillas tixotrópicas cuando son amasadas se convierten en un verdadero líquido. Si, a continuación, se las deja en reposo recuperan la cohesión, así como el comportamiento sólido. Para que una arcilla tixotrópica muestre este especial comportamiento deberá poseer un contenido en agua próximo a su límite líquido. Por el contrario, en torno a su límite plástico no existe posibilidad de comportamiento tixotrópico.

También por estas razones, al añadir una pequeña proporción de arcilla al agua ésta permanece flotando sobre el líquido indefinidamente, alcanzando el estado coloidal. Sin embargo, si se añade aún más, el líquido se torna viscoso y se resiste a fluir; en cambio, si se agita vigorosamente la suspensión, el líquido recupera su fluidez, perdiéndola nuevamente al cesar la agitación. A esta propiedad se le llama tixotropía, y es típica de muchas de las arcillas comunes.

Tiene su asiento en la afinidad por el agua, así como en la capacidad de hinchamiento del espacio interlaminar, el cual puede alcanzar hasta quince veces el volumen original.

#### ***2.1.6.1.5 Plasticidad***

Las arcillas son eminentemente plásticas. Esta propiedad se debe a que el agua forma una envuelta sobre las partículas laminares produciendo un efecto lubricante que facilita el deslizamiento de unas partículas sobre otras cuando se ejerce un esfuerzo sobre ellas.

La elevada plasticidad de las arcillas es consecuencia, nuevamente, de su morfología laminar, tamaño de partícula extremadamente pequeño (elevada área superficial) y alta capacidad de 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. En general, cuanto más pequeñas son las partículas y más imperfecta su estructura, más plástico es el material.

#### ***2.1.6.1.6 Hidratación e Hinchamiento.***

La hidratación y deshidratación del espacio interlaminar son propiedades características de las esmectitas, y cuya importancia es crucial en los diferentes usos industriales. El grado de hidratación sí está ligado a la naturaleza del catión interlaminar y a la carga de la lámina.

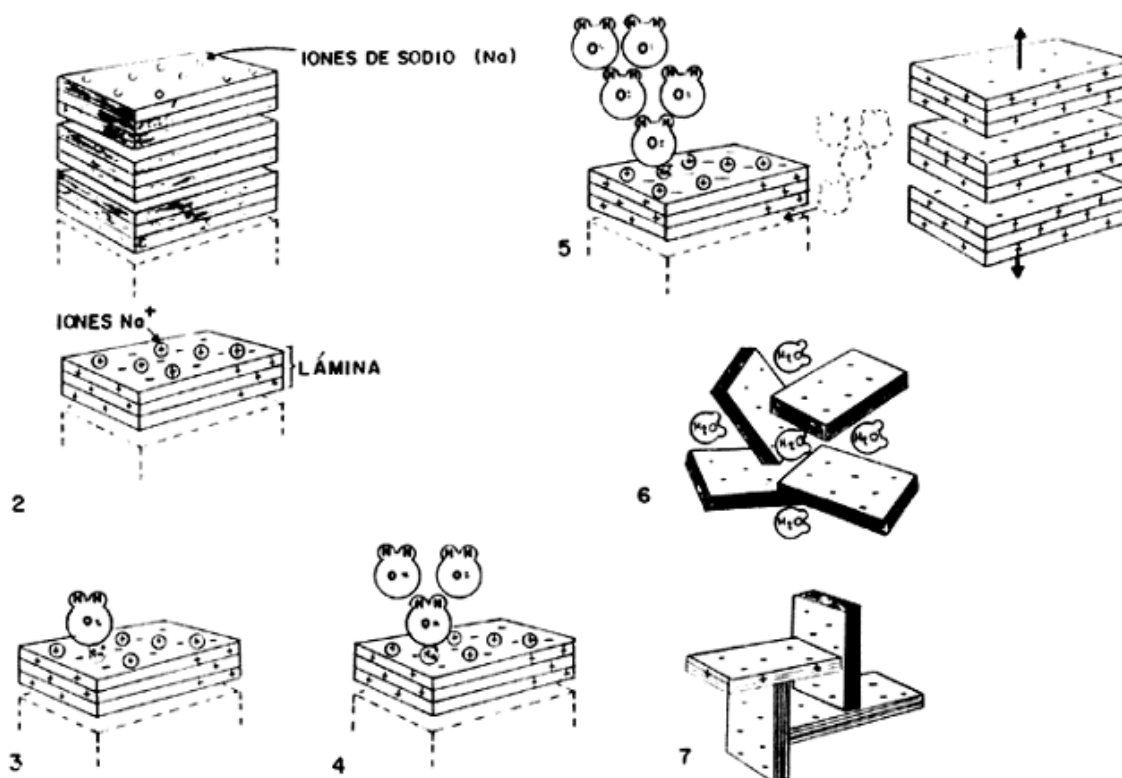
La absorción de agua en el espacio interlaminar tiene como consecuencia la separación de las láminas dando lugar al hinchamiento. Este proceso depende del balance entre la atracción electrostática catión-lámina y la energía de hidratación del catión. A medida que se intercalan capas de agua y la separación entre las láminas aumenta, las fuerzas que predominan son de repulsión electrostática entre láminas, lo que contribuye a que el proceso de hinchamiento pueda llegar a disociar completamente unas láminas de otras.

Cuando el catión interlaminar es el sodio, las esmectitas 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. Si por el contrario, tienen Ca o Mg como cationes de cambio su capacidad de hinchamiento será mucho más reducida.

Al someter arcillas reactivas a agua, el momento de entrar en contacto sobre el edificio laminar de una arcilla se produce una interacción explosiva, en donde la carga estaría representada por la fuerza electrostática. Esta fuerza es resultado del carácter dipolar de la molécula de agua, es decir, que ésta se comporta como un pequeño imán, ya que se halla compuesta por un átomo de oxígeno ( $O^{2-}$ ) y dos de hidrógeno ( $H^+$ ); como los hidrógenos se localizan en un extremo de la molécula, aparece a un lado una concentración de carga positiva, mientras que en el otro es más negativa.

Veamos ahora en forma secuencial lo que ocurre cuando el agua se aproxima al edificio laminar de la arcilla con ayuda de la figura 2.20.

**FIGURA 2.20 ETAPAS SECUENCIALES EN LA INTERACCIÓN DEL AGUA EN LA ARCILLA.**



FUENTE: IDF  
ELABORADO POR: IDF

**Etapa 1:** en el principio la arcilla se encuentra en un estado deshidratado, son algunos iones de sodio ( $Na^+$ ), potasio ( $K^+$ ) o tal vez calcio ( $Ca^{2+}$ ) adsorbidos en el espacio interlaminar.

**Etapa 2:** desde el punto de vista electrostático, las cargas negativas en la arcilla se acumulan en las superficies planas de las laminillas, mientras que los bordes acumulan cargas positivas. Luego los iones de sodio tienden a concentrarse sobre las caras planas.

**Etapa 3:** al ponerse en contacto con la arcilla, las moléculas de agua son atraídas fuertemente hacia las superficies planas debido a la presencia de los iones sodio cargados positivamente. Hay que recordar que, a la escala molecular, las fuerzas electrostáticas son las más importantes.

**Etapa 4:** en este estado, las moléculas de agua se hacen más dipolares, atrayendo a otras de su especie.

**Etapa 5:** la carga negativa en la superficie de las laminillas se incrementa conforme las moléculas de agua se enlazan unas con otras al aumentar su polarización. Llega un momento en que la carga superficial es tal, que las láminas se repelen entre sí separándose unas de otras por lo que el espacio interlaminar se expande, originando el hinchamiento característico de las arcillas.

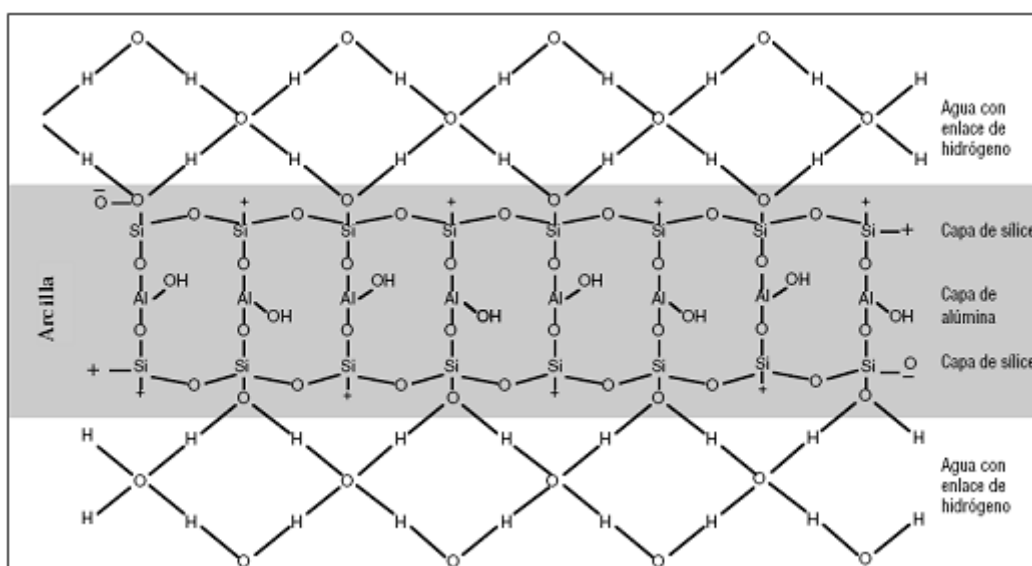
**Etapa 6:** las moléculas de agua continúan llenando el espacio interlaminar, neutralizando parcialmente las superficies expuestas y manteniendo las láminas apartadas unas de otras (Ver figura 2.21)

**Etapa 7:** el equilibrio de la hidratación es alcanzado cuando termina la mezcla de la arcilla con el agua, dando como resultado una estructura interna hidratada que hace coincidir los bordes cargados positivamente con las caras planas cargadas negativamente, de modo que se forma una estructura de *castillo de naipes*, por lo que las moléculas de agua entran y salen libremente. Este castillo puede derrumbarse mediante una agitación vigorosa de la suspensión, pero tiende a formarse de nuevo si la agitación termina, esto es, si el medio queda libre de esfuerzos mecánicos. Este último efecto se debe a que las hojas mantienen la fuerte carga electrostática que las atrae.



Es importante considerar que las arcillas que no presentan carga residual negativa carecen de las propiedades de hinchamiento descritas anteriormente. Igualmente minerales que presentan una carga residual negativa, pero muy elevada. La explicación de unas y otras está, pues, en el valor de su carga negativa: si es nula ( $E = 0$ ) o muy elevada ( $E = 1.0$ ) no se produce el fenómeno de hinchamiento. Para el caso de  $E=1$ , la carga laminar asociada a cada unidad estructural es tan fuerte que las láminas atrapan los cationes positivos como el potasio, de manera que el agua, a pesar de su dipolo, no puede romper ese enlace.

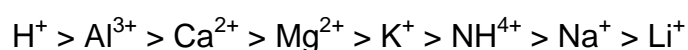
**FIGURA 2.21: HIDRATACIÓN DE ARCILLA**



FUENTE: MI-SWACO  
ELABORADO POR: MI-SWACO

#### 2.1.6.1.6.1 Influencia Catiónica sobre la Hidratación

Como se indicó previamente, el poder relativo de sustitución de un catión por otro está indicado por la siguiente secuencia:



Un catión puede servir de enlace para mantener unidas a las partículas del mineral arcilloso, lo cual reduce la hidratación. Los cationes multivalentes

producen un enlace más fuerte entre las capas que los cationes monovalentes, lo cual resulta generalmente en la agregación de las partículas de arcilla. El potasio, un catión monovalente, constituye la excepción de la regla.

Los cationes adsorbidos pueden hidratarse y atraer una envoltura de agua que tiene una forma definida. El tamaño y la forma del catión hidratado afectan su capacidad de encajar entre las superficies entre capas de la arcilla y afectan tanto el hinchamiento de la arcilla como la hidratación de la arcilla. Los pequeños iones, como el potasio, que encajan entre las capas de arcilla, son intercambiados con mayor facilidad y de manera permanente. Además, los cationes que aumentan de tamaño al hidratarse extienden las distancias entre capas para estimular la hidratación de la arcilla.

Los cationes monovalentes que tienen grandes diámetros hidratados causan el mayor hinchamiento y la mayor dispersión. Los cationes multivalentes que tienen pequeños diámetros hidratados son los más inhibidores.

**TABLA 2.7: RADIOS IÓNICO Y RADIOS DE HIDRATACIÓN DE CATIONES**

Catión	Diámetro Iónico (Å)	Diámetro Hidratado (Å)
Li <sup>+</sup>	1,56	14,6
Na <sup>+</sup>	1,90	11,2
K <sup>+</sup>	2,66	7,6
NH <sup>4+</sup>	2,86	5,0
Mg <sup>2+</sup>	1,30	21,6
Ca <sup>2+</sup>	1,98	19,2
Al <sup>3+</sup>	1,00	18,0

FUENTE: MI-SWACO  
ELABORADO POR: MI-SWACO

La Tabla 2.7 enumera el diámetro iónico (cristalino) y el diámetro hidratado de los cationes que son comunes a los fluidos de perforación.

Después de adsorberse en la región entre capas, los cationes hidratados pueden deshidratarse con el tiempo y ser expuestos a altas temperaturas para que las

distancias entre capas se reduzcan y que los cationes se vuelvan menos reactivos.

## **2.2 ESTABILIDAD DE LA LUTITA Y DEL POZO**

### **2.2.1 INTRODUCCIÓN**

Mantener un pozo estable es uno de los principales retos al perforar un pozo. Los estudios indican que los sucesos imprevistos relacionados con la inestabilidad del pozo representan más del 10% de los costos del pozo.

Prevenir la inestabilidad de las zonas con lutitas es muy importante para cada fase de la industria de fluidos de perforación, nuevas tecnologías están siendo desarrolladas y aplicadas continuamente, mientras que las tecnologías anteriores son perfeccionadas.

La inestabilidad del pozo es causada por un cambio radical del esfuerzo mecánico y de los ambientes químicos y físicos durante la perforación, exponiendo la formación al lodo de perforación. Tal inestabilidad del pozo suele ser indicada por lutitas derrumbables, resultando en ensanchamiento del pozo, puentes y relleno.

Las consecuencias más comunes relacionadas con inestabilidad del hoyo en secciones lutíticas son:

- Limpieza del hoyo ineficiente.
- Atascamiento de tubería y operaciones de pesca.
- Incremento en el costo del tratamiento al lodo.
- Requerimientos mayores de cemento y trabajos de cementación deficientes.
- Problemas de derrumbes.
- Dificultades para correr registros.
- Ensanchamiento del hoyo.

- Necesidad de revestidores intermedios.
- Pérdida de tiempo en la perforación por la necesidad de repasar el hoyo.
- Desviaciones del pozo
- Dificultades en la recuperación de núcleos laterales.
- Pérdida de circulación.
- Puentes y relleno en los viajes.
- Mayor torque y arrastre.
- Menor tasa de penetración (embolamiento de la mecha).

### 2.2.2 TIPOS DE ESFUERZOS

Todas estas consecuencias resultan en mayores costos, la posibilidad de perder parte del pozo o el pozo entero, o una producción reducida.

La inestabilidad del pozo es causada por:

- **Esfuerzo mecánico:**

- Rotura causada por la tensión – fracturación y pérdida de circulación.
- Rotura causada por la compresión – fisuración y colapso o flujo plástico.
- Abrasión e impacto.

- **Interacciones físicas con el fluido de perforación:**

- Erosión.
- Humectación a lo largo de fracturas preexistentes (lutita frágil).
- Invasión de fluido que causa la transmisión de presión.

- **Interacciones químicas con el fluido de perforación:**

- Hidratación, hinchamiento y dispersión de la lutita.
- Disolución de formaciones solubles.

### **2.2.2.1 Esfuerzo Mecánico**

#### ***2.2.2.1.1 Rotura/Colapso causado por la Compresión o Flujo Plástico***

Las rocas tienen resistencias a la compresión que varían generalmente de 4.000 a 15.000 psi. Si el peso del lodo no es suficiente para balancear este esfuerzo máximo admisible de la roca, uno de dos mecanismos de rotura puede entrar en juego:

1. Ensanchamiento del pozo debido a la fisuración o al colapso en las rocas frágiles (Ver figura 2.22).
2. Deformación del pozo y pozo reducido debido al flujo plástico en las formaciones plásticas como la sal, causando la compresión del pozo hasta que se cierre.

Las lutitas sometidas a esfuerzos y las lutitas presurizadas son dos problemas especiales de estabilidad del pozo que ocurren porque el peso del lodo no es suficiente para satisfacer las resistencias a la compresión.

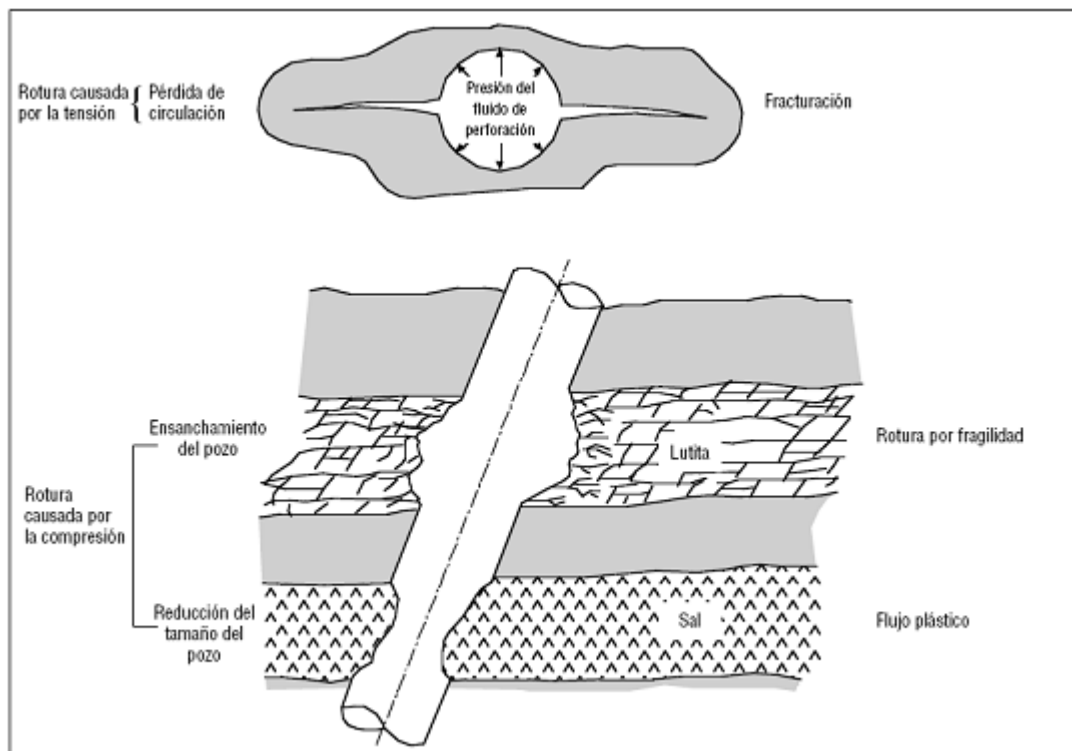
Muchos términos son usados para describir la rotura de la lutita causada por la compresión, incluyendo desmoronamiento, derrumbe, desprendimiento y fisuración.

#### **2.2.2.2 Interacción Física**

Un pozo es más estable cuando hay suficiente presión hidrostática para que el sobrebalance siga actuando exactamente sobre el frente del pozo y cuando el esfuerzo máximo sobre el pozo es inferior a la resistencia de la formación. Por este motivo, es importante mantener un pozo de calibre uniforme para minimizar las pérdidas de filtrado dentro de las formaciones permeables. También es importante usar agentes de obturación o de taponamiento para impedir que la

invasión de fluido y la transmisión de presión ocurran radialmente hacia afuera del pozo.

**FIGURA 2.22: INESTABILIDAD MECÁNICA DEL POZO.**



FUENTE: MI-SWACO.  
ELABORADO POR: MI-SWACO.

#### **2.2.2.2.1 Erosión debido a altas velocidades anulares**

La erosión es causada por la turbulencia del fluido en las formaciones blandas, que se erosionan fácilmente son las areniscas no consolidadas, las tizas blandas, las arcillas y lutitas más blandas. Sin embargo, la información reciente indica que la alta velocidad de corte en la broca constituye la causa principal de la erosión causada por el fluido. Aplicación de técnicas inadecuadas de perforación como: presión de surgencia, acción de suabeo, entre otras contribuyen a la erosión que se producirá depende de la resistencia de la roca; algunas formaciones no serán afectadas.

#### **2.2.2.2.2 Humectación, Invasión de Fluido y Transmisión de Presión**

La humectación a lo largo de las microfracturas preexistentes de la lutita, la invasión de fluido y la compensación de la presión de sobrebalance son factores que comprometen la estabilidad del pozo

Aunque estas lutitas no se ablanden ni se descompongan cuando están en contacto con el agua, la invasión de filtrado o lodo creará debilidades en los planos de estratificación y causará partiduras y derrumbes. Para describir esta condición, se suele hablar de fracturas tipo “páginas de libro” o “bordes deshilachados”.

Para controlar estas lutitas con mayor eficacia, se requiere sellar la formación para protegerla contra la invasión de fluido. Esto se puede lograr controlando la filtración de alta presión, alta temperatura y la calidad del revoque con polímeros, una concentración adecuada de bentonita, y usando materiales insolubles en agua y agentes obturantes de poros.

La invasión de fluido compensa la presión de sobrebalance hacia fuera del pozo y tiene tendencia a desestabilizar la integridad del pozo. Esto ocurre tanto en una formación permeable como la arenisca, como en una lutita relativamente impermeable.

#### **2.2.2.3 Interacciones Químicas**

##### **2.2.2.3.1 Hidratación, hinchamiento y dispersión de Lutita**

Cuando una lutita está expuesta a un fluido de base agua sin una química que permita el taponamiento de los poros, el filtrado interactúa directamente con la lutita. Los resultados son hidratación y un aumento de la presión de poro.

1. **Hinchamiento** - expansión de las arcillas debido a la absorción de agua.

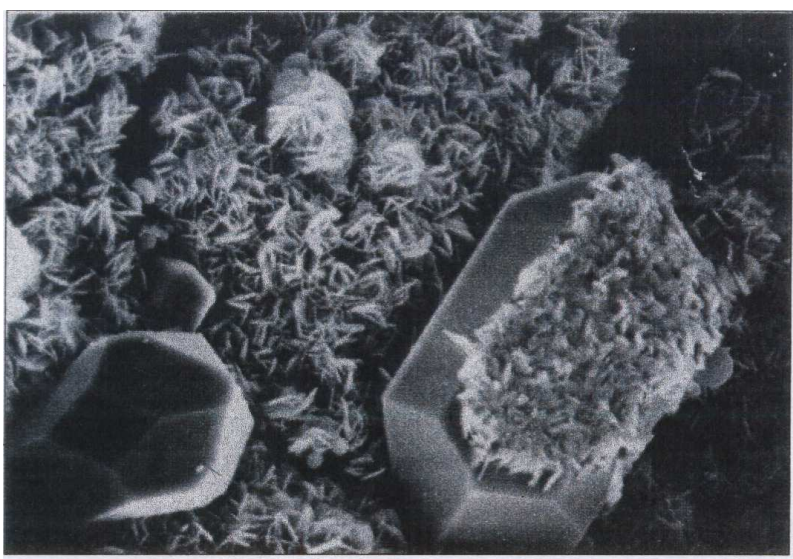
2. **Dispersión** - desintegración del cuerpo de las lutitas debido al contacto con agua.

En agua dulce, las capas adsorben el agua y se hinchan hasta el punto en que las fuerzas que las mantienen unidas se debilitan y las capas individuales pueden separarse de los paquetes. La separación de estos paquetes en múltiples capas se llama dispersión. Este aumento del número de partículas, junto con el aumento resultante del área superficial, causa el espesamiento de la suspensión.

Debido a que la lutita posee minerales no arcillosos como el cuarzo y el feldespato, además de una mezcla de arcillas, se producirá una combinación de mecanismos de hidratación en el mismo pedazo de roca. Los minerales no arcillosos no reaccionarán, mientras que la clorita, caolinita e illita se hidratarán dando problemas de sólidos, y la esmectica se hidratará, hinchará y reaccionará con soluciones iónicas.

Esto lo muestra la figura 2.23 en una imagen microscópica de clorita hidratada sobre cuarzo.

**FIGURA 2.23: CUARZO CRECIENDO DENTRO DE POROS INTERGRANULARES (AUMENTO 700X)**



FUENTE: CORE LAB  
ELABORADO POR: CORE LAB



### **2.2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS LUTITAS**

La inestabilidad y el ensanchamiento del pozo son afectados por la química del fluido de perforación base agua y su efecto sobre la lutita.

El problema de los desprendimientos de lutitas no tiene una solución única o definida. Cada situación debe evaluarse independientemente de las demás. Sin embargo, si se conoce el tipo de lutita involucrada en el problema, el tratamiento puede prescribirse con mayor precisión.

Numerosos sistemas de clasificación han sido creados para especificar las lutitas de acuerdo con su reactividad. Estos sistemas suelen atribuir una letra o un número a cada categoría de lutita de acuerdo con su reactividad es por esto que se han propuesto muchos esquemas de clasificación para las lutitas problemáticas.

La inestabilidad de las lutitas puede ser el resultado de las siguientes fuerzas solas o combinadas:

#### **2.2.3.1 Esfuerzos Externos**

##### ***2.2.3.1.1 Presión de Sobrecarga***

La sobrecarga es el volumen y peso de todas las formaciones y todos los fluidos ubicados encima de una formación determinada. El esfuerzo total impuesto por la sobrecarga a la cual una formación subsuperficial está sujeta se llama presión geostática, presión litostática o presión total de sobrecarga (PO).

##### ***2.2.3.1.2. Presión de Poros***

La roca soporta la presión de sobrecarga total de dos maneras.

La primera es mediante la presión intergranular (PI), un esfuerzo matricial debido a la fuerza transmitida mediante el contacto mecánico de grano a grano.

En segundo lugar, cuando los sedimentos no están suficientemente compactados para formar el contacto de grano a grano, la sobrecarga es soportada parcialmente por la presión poral (PP), causando una presión anormal. La presión poral es la presión de los fluidos de la formación (agua, petróleo y gas) que debe ser balanceada con el peso del lodo. Por lo tanto, la presión de sobrecarga total es igual a la suma de la presión intergranular y la presión poral, o sea:

$$PO = PI + PP$$

En general se considera que un gradiente de presión poral normal es de 0,465 psi/pie.

#### ***2.2.3.1.3 Fuerzas Tectónicas***

Los esfuerzos tectónicos son esfuerzos que deforman los materiales rocosos en la naturaleza. El contacto regional y los movimientos de las placas de la corteza de la tierra y otras fuerzas geológicas causan estos esfuerzos. Las fuerzas tectónicas hacen que los dos esfuerzos horizontales tengan diferentes valores. Los plegamientos y las fallas resultan de los esfuerzos tectónicos. El esfuerzo tectónico de compresión causará problemas debido a la compresión que causa la fisuración de las rocas frágiles dentro del pozo

#### ***2.2.3.1.4 Absorción de Agua***

Los mecanismos de absorción de agua se desarrollan de la forma que ya se detalló anteriormente.

A partir del análisis de estas fuerzas se ha propuesto básicamente clasificar las lutitas según el mecanismo de falla en:

- Lutitas hidratables y dispersivas
- Lutitas quebradizas
- Lutitas bajo presión
- Lutitas bajo esfuerzo

### **2.2.3.2 Lutitas Hidratables y Dispersivas**

La mayoría de las veces, las lutitas sensibles al agua o hidratables contienen altas concentraciones de arcilla montmorillonita. Incluso las lutitas que contienen arcillas que se hidratan menos son afectadas en cierta medida por la interacción con la química del lodo base agua, normalmente no usa un solo sistema de clasificación de lutitas, porque ningún sistema en particular ha demostrado ser aplicable universalmente en todas las regiones del mundo.

La hidratación de las arcillas se produce mediante tres mecanismos:

- La hidratación superficial
- La hidratación iónica
- La hidratación osmótica

La hidratación superficial es el enlace de las moléculas de agua con átomos de oxígeno en la superficie de las plaquetas de arcilla, la cuál ocurre cuando un pequeño volumen de agua se adsorbe fuertemente en las superficies planas de las arcillas, lo cual causa poco ablandamiento o hinchamiento, pero puede producir esfuerzos excesivos si el hinchamiento está confinado.

En las lutitas más antiguas y más rígidas, la hidratación superficial produce un aumento del esfuerzo cerca del pozo (debido al esfuerzo interno del hinchamiento confinado), causando derrumbes y desprendimientos firmes, frágiles y angulares. Parece ser que el agua penetra en estas lutitas a través de líneas de fractura preexistentes parcialmente cementadas. Esto resulta en un gran esfuerzo interno

producido por el hinchamiento superficial, causando la rotura de la roca a lo largo de las líneas de fractura

La hidratación iónica es la hidratación de los cationes de los estratos intercalados con las superficies cercanas de las moléculas de agua.

La hidratación osmótica ocurre en algunas arcillas después de que las mismas se han hidratado iónicamente (generalmente, a una humedad del 100%).

El hinchamiento osmótico ocurre cuando un gran volumen de agua débilmente retenida es atraído por las superficies de arcilla por las fuerzas electrostáticas. El hinchamiento osmótico causa el ablandamiento y un hinchamiento considerable, a medida que las capas de arcilla adyacentes hidratan el agua y se expanden. El hinchamiento osmótico no genera esfuerzos excesivos, incluso cuando está confinado, y puede ser reducido considerablemente si se usa un lodo salado de baja actividad. La adsorción e hidratación osmótica ablandará e hincharán el pozo expuesto en las lutitas blandas y dispersibles, causando un pozo reducido y aumentando el potencial de dispersión.

Las pruebas de permeabilidad indican que las lutitas son relativamente impermeables, tienen alguna permeabilidad, aunque sea muy baja. La permeabilidad es del orden de un microdarcy o menos con respecto al agua, y aún menos con respecto a los fluidos base aceite y sintético, debido a la tensión superficial de las lutitas humectadas por agua. Los iones entran en las lutitas para causar la deshidratación o la hidratación mediante acción capilar, ósmosis o invasión de los planos de estratificación. Por lo tanto, la alteración es producida por una transferencia de agua del lodo dentro de la lutita o del agua de la lutita dentro del lodo. La lutita se vuelve inestable cuando es alterada de cualquier manera, ya sea por hidratación o deshidratación.

Es importante impedir la transferencia de agua entre el fluido de perforación y la lutita que puede causar la alteración de la lutita. Esto se puede lograr

balanceando la actividad (concentración iónica) del lodo con la actividad de la lutita.

### **2.2.3.3 Lutitas Quebradizas**

Las lutitas quebradizas parecen ser firmes y macizas pero se deshacen al colocarlas en agua. Estos pedazos de lutita no se ablandan ni se hinchan en el agua. La inestabilidad puede ser causada por uno de dos mecanismos. La lutita puede ser debilitada por la penetración de agua a lo largo de las superficies de las microfracturas y los planos de estratificación. Por otra parte, el segundo mecanismo se origina cuando una pequeña cantidad de arcilla está rodeada por una matriz de cuarzo y feldespato. Incluso una ligera hidratación de la arcilla causará una elevada presión de hinchamiento y la formación será inestable.

Las lutitas secas, quebradizas, altamente fracturadas, con altos ángulos de buzamiento pueden ser extremadamente inestables cuando son perforadas. La insuficiencia de estas formaciones secas y quebradizas es principalmente de carácter mecánico y normalmente no está relacionada con las fuerzas hidráulicas o químicas.

### **2.2.3.4 Lutitas Bajo Presión Excesiva O Presurizadas**

Las lutitas quedan bajo presión excesiva cuando un estrato de arcilla compactada de baja permeabilidad se desarrolla junto a una arena y se impide el flujo desde la arcilla. En una formación de lutita gruesa, la tasa de expulsión no puede mantenerse al paso de la tasa de compactación y la presión de poro de la lutita aumenta por encima de la normal, para una profundidad comparable de enterramiento.

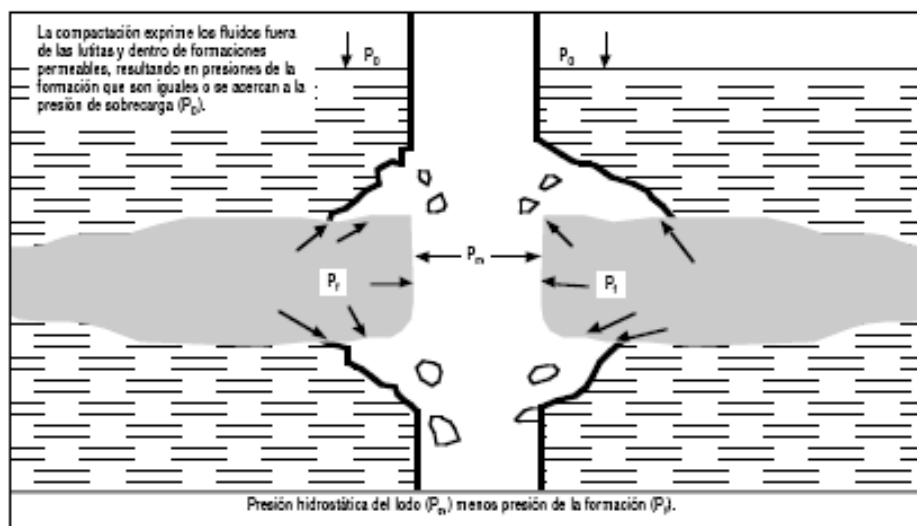
Las presiones extremadamente elevadas también se encuentran en situaciones donde las formaciones bajo presión normal han sido levantadas debido a fuerzas

tectónicas. Con la erosión de los estratos superficiales, la presión de poro será alta para la profundidad de enterramiento.

Las lutitas de este tipo son normalmente masivas, pero no homogéneas.

Durante el proceso de compactación, los fluidos contenidos dentro de la lutita son exprimidos fuera de ésta y dentro de lentes de arena más porosas y permeables, y no se comprimen ni se compactan de ningún modo. Por lo tanto, todos los fluidos que entran en dichas lentes quedan atrapados y están completamente aislados por la lutita circundante, de la manera ilustrada en la Figura 2.24.

**FIGURA 2.24: LUTITA PRESURIZADA.**



FUENTE: MI-SWACO  
ELABORADO POR: MI-SWACO

Durante el paso del tiempo geológico, el espacio poral debería llenarse completamente, y el fluido atrapado podría alcanzar una presión igual a la presión de sobrecarga.

Con una diferencia de presiones se tratará de reducir por sí misma según la trayectoria que ofrezca la menor resistencia. Se piensa que esto ocurrirá a lo largo de los planos de estratificación que separan la arena de la lutita, causando la descomposición de la lutita en escamas y su subsiguiente caída dentro del pozo.

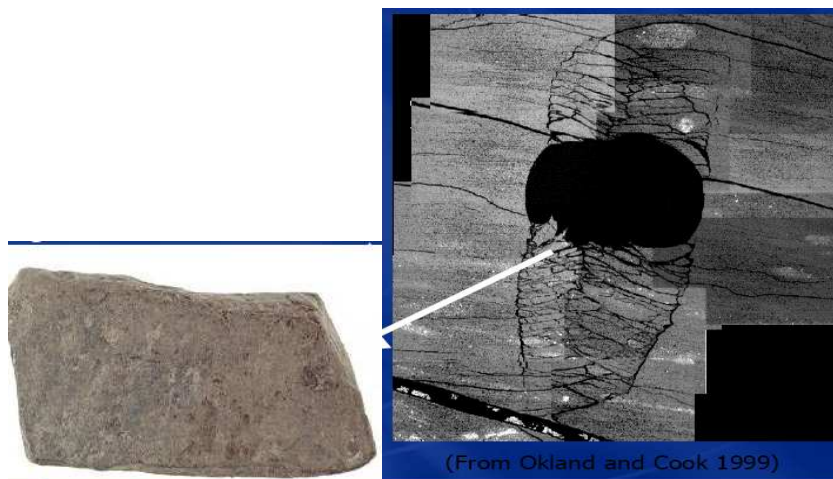
Las lutitas debilitadas de esta manera seguirán derrumbándose hasta que se aumente el peso del lodo hasta que el cabezal hidrostático compense la presión de las lutitas.

### 2.2.3.5 Lutitas Bajo Esfuerzos Tectónicos

Estas lutitas se presentan en áreas donde la corteza terrestre ha sido modificada por fuerzas tectónicas.

La lutita de este tipo se puede definir como una lutita que no se hidrata mucho pero que se derrumba en el pozo al ser penetrada. Estas lutitas son encontradas en regiones donde se han producido movimientos diastróficos o tectónicos (el proceso mediante el cual la corteza terrestre se deforma.). Las lutitas pueden estar muy inclinadas en relación con el plano horizontal, en planos de estratificación de fuerte buzamiento. (Ver figura 2.25).

**FIGURA 2.25: LUTITA BAJO ESFUERZOS TÉCTONICOS**



FUENTE: SCHLUMBERGER  
ELABORADO POR: SCHLUMBERGER

Las formaciones pueden estar sometidas a unas fuerzas que, una vez reducidas, pueden causar la caída de la lutita dentro del pozo. El problema puede ser agravado si los planos de estratificación son humectados por agua o aceite.

Además, el material natural que cementa estas lutitas puede ser relativamente débil. Algunas lutitas sometidas a esfuerzos nunca pueden ser totalmente controladas por el peso del lodo, porque problemas de pérdida de circulación (y otros) pueden producirse. Para estas situaciones, parte de la lutita siempre tendrá tendencia a derrumbarse dentro del pozo.

#### **2.2.4 MECANISMO PARA LA ESTABILIZACIÓN DEL POZO**

Mejorar las características de los fluidos de perforación en cuanto a la estabilización de las lutitas implica reducir el flujo de filtrado hacia las mismas.

Existen cuatro mecanismos posibles para reducir este flujo:

1. Aumentar la viscosidad del filtrado
2. Reducir la permeabilidad de las lutitas
3. Equilibrar el flujo del filtrado de fluido hacia la lutita, mediante un contraflujo de agua de poro empujado por la presión osmótica.
4. Una combinación de los tres mecanismos

Es sumamente importante que el ingeniero de fluidos de perforación entienda la inestabilidad de la lutita y del pozo para poder evaluar una situación con habilidad y que ponga en práctica un plan de medidas remediadoras. Se requiere un enfoque sistemático que integre varias disciplinas para evaluar y remediar la inestabilidad del pozo. Es decir que la pericia de un ingeniero de lodos no se limita a los fluidos de perforación, se requiere un buen conocimiento práctico de todos los aspectos de la operación, así como antecedentes básicos en mecánica y geofísica, química de agua y arcillas. Varias causas posibles deben ser evaluadas para resolver la inestabilidad del pozo. Al evaluar estas condiciones interrelacionadas, será posible determinar el modo de falla más probable y aplicar una respuesta apropiada para resolver o tolerar la inestabilidad.

Dado que muchos problemas de lutitas se originan en causas mecánicas y químicas estas se deben investigar ante todo, y si se diagnostica una causa de



estos tipos debe procederse a corregirla.

Se incluyen las siguientes condiciones mecánicas:

- Problemas de limpieza del pozo.
- Erosión del pozo.
- Daños causados por impactos físicos.
- Pesos del lodo y presiones porales.
- Presiones de surgencia y pistoneo.
- Esfuerzos del pozo.

Las condiciones químicas también deben ser evaluadas, tal como:

- Reactividad de la formación quebradiza.
- Compatibilidad química del sistema de lodo.
- Posible disolución del material del pozo.

Con frecuencia, no hay ninguna solución simple y económica. En estos casos, se debe usar una combinación de buenas prácticas de perforación, el sistema de lodo “aceptable” más inhibidor y remedios sintomáticos para completar el pozo. Aunque los sistemas base aceite y sintético proporcionen frecuentemente un pozo más estable y resuelvan generalmente los problemas relacionados con la lutita, es posible que su uso esté sometido a restricciones o que causen otros problemas.

Buenas prácticas de perforación, como las que se citan a continuación ayudan a atenuar el problema de lutitas inestables:

- a) Mantener un buen control de la densidad del lodo.
- b) Mantener las propiedades reológicas adecuadas en el fluido utilizado.
- c) Controlar la pérdida de filtrado.
- d) Mantener velocidades anulares no muy elevadas para no erosionar las paredes del hoyo.
- e) Mantener el hoyo lo más vertical posible.

- f) No sacar ni meter la sarta de perforación muy rápidamente.
- g) Preparar buenos programas de revestidores.

Un fluido de perforación ideal sería uno que no altere de ninguna manera la lutita. Un lodo puede ser ligeramente más eficaz que otro a través de una sección de lutita determinada, pero lo contrario puede aplicar en otra zona.

Todos los tipos de ambientes químicos han sido probados para controlar las lutitas problemáticas. La teoría fundamental consiste en impedir que las lutitas se hidraten. En este respecto, los lodos que tienen un alto contenido de electrólitos son generalmente usados porque pueden reducir considerablemente la hidratación. Otra teoría supone la conversión de la lutita y arcilla en minerales menos reactivos con un intercambio de base de un ion (tal como el calcio, potasio o amonio) para los cationes existentes entre las capas en la arcilla, generalmente el sodio, para eliminar la hidratación.

Los sistemas de inhibición tratan de convertir a la lutita y la arcilla a un estado menos reactivo.

## **CAPÍTULO 3**

### **DESCRIPCIÓN DEL FLUIDO BASE AMINA-GLICOL-PHPA EN LA INHIBICIÓN DE COMPONENTES ARCILLOSOS.**

#### **3.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

El objetivo de una operación de perforación es perforar, evaluar y terminar un pozo que producirá petróleo y/o gas eficazmente. Los fluidos de perforación desempeñan numerosas funciones que contribuyen al logro de dicho objetivo.

Son considerados como uno de los factores más importantes para evitar fallas en las operaciones de perforación. Además de su cualidad de transportar ripios a la superficie, los fluidos de perforación deben cumplir con otras funciones de igual importancia y directamente relacionada con la eficiencia, economía y total computación de la operación de perforación. Por esta razón la composición de los fluidos de perforación y sus propiedades resultantes están sujetas a muchos estudios y análisis.

La responsabilidad de la ejecución de estas funciones es asumida conjuntamente por el ingeniero de lodo y las personas que dirigen la operación de perforación. La obligación principal del ingeniero de lodo es asegurarse que las propiedades del lodo sean correctas para el ambiente de perforación específico.

##### **3.1.1 SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN**

Inicialmente, la anticipación de los problemas del pozo ayuda a seleccionar un sistema de fluido de perforación específico para un pozo en particular. Sin embargo, otros factores pueden existir, exigiendo el uso de un sistema diferente. El costo, la disponibilidad de los productos y los factores ambientales siempre son consideraciones importantes. No obstante, la experiencia y las preferencias de los representantes de la compañía petrolera suelen ser los factores decisivos.

Muchos pozos son perforados con éxito usando fluidos que no fueron seleccionados simplemente por razones de rendimiento. El éxito de estos pozos se debe a los ingenieros de lodo experimentados que adaptan el sistema de fluido de perforación para satisfacer las condiciones específicas encontradas en cada pozo.

### **3.1.1.1 Propiedades vs. Funciones de Lodo**

Diferentes propiedades del lodo pueden afectar a una función en particular del lodo. Aunque el ingeniero de lodo sólo modifique una o dos propiedades para controlar una función en particular del fluido de perforación, es posible que otra función sea afectada. Se debe reconocer el efecto que las propiedades del lodo tienen sobre todas las funciones, así como la importancia relativa de cada función.

Por ejemplo, la presión de la formación es controlada principalmente mediante la modificación del peso del lodo, pero el efecto de la viscosidad sobre las pérdidas de presión anular y la Densidad Equivalente de Circulación (ECD) debería ser considerado para evitar la pérdida de circulación.

Cuando las funciones están en conflicto, la ingeniería de fluidos de perforación casi siempre impone concesiones mutuas en lo que se refiere al tratamiento y al mantenimiento de las propiedades necesarias para lograr las funciones requeridas. Un lodo de alta viscosidad puede mejorar la limpieza del pozo, pero también puede reducir la eficacia hidráulica, aumentar la retención de sólidos, reducir la velocidad de penetración y modificar los requisitos de dilución y tratamiento químico. Los ingenieros de fluidos de perforación experimentados están conscientes de estas concesiones mutuas y saben cómo mejorar una función mientras minimizan el impacto de las modificaciones de las propiedades del lodo sobre las otras funciones.

Los sistemas básicos de fluido de perforación son generalmente convertidos en sistemas más complejos a medida que la profundidad y la temperatura y/o presión

del pozo aumentan. Típicamente se usan varios tipos de sistemas de fluido de perforación en cada pozo. Varios factores claves afectan la selección del sistema o de los sistemas de fluido de perforación para un pozo específico. El fluido de perforación más rentable para un pozo o intervalo debería estar basado en los criterios presentados en la tabla 3.1.

### **3.1.2 TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN.**

#### **3.1.2.1 Fluidos de Perforación a Base Agua.**

Son los fluidos más comunes dentro de la perforación por la facilidad de acceso al fluido base, en ocasiones es el más rentable y el más eficiente.

##### *3.1.2.1.1 Composición de los fluidos de perforación base agua*

La composición del fluido de perforación es función de los requerimientos de una operación de perforación. La mayoría de los lodos de perforación son a base de agua y forman un sistema constituido básicamente por las siguientes fases:

#### **a) Fase líquida**

Constituye el elemento de mayor proporción que mantendrá en suspensión los diferentes aditivos que forman las otras fases. Esta fase puede ser agua (dulce o salada); o una emulsión (agua-petróleo).

#### **b) Fase coloidal o reactiva**

Esta fase está constituida por la arcilla, que será el elemento primario utilizado para darle cuerpo al fluido. Se utilizan dos tipos de arcilla dependiendo de la salinidad del agua. Si el lodo es de agua dulce se utiliza montmorillonita, y para lodos elaborados con agua salada se utiliza una arcilla especial, cuyo mineral principal es la atapulgita.

**TABLA 3.1: CRITERIOS DE SELECCIÓN**

<b>Aplicación</b>	<b>Geología</b>	<b>Problemas potenciales</b>	<b>Plataforma</b>	<b>Contaminación</b>	<b>Datos de perforación</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Intervalo superficial.</li> <li>• Intervalo intermedio.</li> <li>• Intervalo productivo.</li> <li>• Método de completación</li> <li>• Tipo de producción.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tipo de lutita.</li> <li>• Tipo de arena.</li> <li>• Permeabilidad.</li> <li>• Otros tipos de formación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Problemas relacionados con la lutita.</li> <li>• Embolamiento de la Broca y BHA.</li> <li>• Tubería pegada.</li> <li>• Pérdida de circulación.</li> <li>• Arenas agotadas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Locación remota.</li> <li>• Capacidad limitada en la superficie.</li> <li>• Capacidades de mezcla.</li> <li>• Bombas de lodo.</li> <li>• Equipo de control de sólidos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sólidos.</li> <li>• Cemento.</li> <li>• Sal.</li> <li>• Anhidrita/yeso.</li> <li>• Gases ácidos (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Profundidad de agua</li> <li>• Tamaño del pozo.</li> <li>• Ángulo del pozo.</li> <li>• Torque/arrastre.</li> <li>• Velocidad de perforación.</li> <li>• Peso del lodo.</li> <li>• Temperatura máxima.</li> </ul>

FUENTE: Q-MAX ECUADOR S.A.

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

**c) Fase inerte**

Esta fase está constituida por el material densificante (barita), el cual es sulfato de bario pulverizado. Los sólidos no deseables como la arena y sólidos de perforación, también se ubican dentro de esta fase.

**d) Fase química**

Está constituida por iones y sustancias en solución tales como dispersantes, emulsificantes, sólidos disueltos, reductores de filtrado, y otras sustancias químicas, que controlan el comportamiento de las arcillas y se encargan de mantener el fluido según lo requerido por el diseño.

***3.1.2.1.1.1 Clasificación de los Fluidos a Base de Agua***

Los fluidos de perforación base agua pueden generalmente clasificarse en una de las siguientes categorías:

- Sistemas base agua-arcilla no densificados.
- Sistemas base agua-arcilla densificados y desfloculados.
- Sistemas inhibidos a base de potasio.
- Sistemas de polímeros ATAP.
- Sistemas de polímeros encapsuladores.
- Sistemas de polímeros catiónicos.
- Sistemas de Silicatos.
- Sistemas de polimeros con poliglicol.

***3.1.2.1.1.2 Principales componentes de los fluidos base agua***

La composición de estos fluidos depende de los aditivos químicos empleados en la formulación de los mismos. En la tabla 3.2 se describen los principales componentes de los fluidos de perforación:

**TABLA 3.2: PRINCIPALES COMPONENTES DE FLUIDOS BASE AGUA.**

<b>DENSIFICANTE</b>	BARITA (SULFATO DE BARIO), OXIDO DE HIERRO, COMPUESTOS DE PLOMO, HEMATITA
<b>VISCOSIFICANTE</b>	ARCILLA , BENTONITA, FIBRAS DE AMIANTO, CMC
<b>FASE CONTINUA</b>	AGUA , GAS OIL, ACEITES MINERALES
<b>CONTROLADOR DE PH</b>	CAL, SODA CAUSTICA, TEA
<b>AGENTES DIPERSANTES</b>	LIGNOSULFONATOS, LIGNITOS, TANINOS
<b>OTROS (REDUCTORES DE FILTRACION, ANTICORROSIVOS, ETC)</b>	ALMIDON, CMC, POLIMEROS, AMINAS, EMULSIFICANTES, HUMECTANTES, FORMALDEHIDO

FUENTE: Q-MAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

La tabla 3.3 presenta la composición química de los aditivos de mayor uso en los fluidos de perforación.

**TABLA 3.3: COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LOS ADITIVOS AÑADIDOS.**

<b>Nombre genérico</b>	<b>Composición química</b>
BARITA	SULFATO DE BARIO, HIERRO , SILICE
BENTONITA	ALUMINIO, OXIDO DE MAGNESIO, CALCIO , SODIO
SODA CAUSTICA	NaOH
CAL VIVA	CaO
CAL HIDRATADA	Ca(OH) <sub>2</sub>
BICARBONATO DE SODIO	NaHCO <sub>3</sub>
CLORURO DE CALCIO	CaCl <sub>2</sub>
LIGNITO	LEONARDINA, COMPUESTOS DE CARBONO, ACIDO HUMICO
LIGNOSULFONATO	LIGNINA, CROMO , HIERRO
LUBRICANTE	MEZCLA DE AMINOACIDOS CON ACEITE SULFURIZADO
HUMECTANTE	ACIDO GRASO CON AMINA, METANOL
ARCILLA ORGANOFILICA	SODIO, CALCIO, SALES DE AMONIO, SILICA
EMULSIFICANTE	ACIDO GRASO, AMINA, METANOL NAFTA
CARBONATO DE CALCIO	CaCO <sub>3</sub>
POLIMEROS ( CMC, PHPA,ETC)	CARBOXIMETILCELULOSA POLIACRILAMIDA PARCIALMENTE HIDROLIZADA

FUENTE: Q-MAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos



### 3.1.2.2 Sistemas de Polímeros Modernos Base Agua

Los sistemas de polímeros sintéticos modernos tienen la capacidad de perforar más eficientemente la mayoría de los pozos que anteriormente dependían de fluidos de base agua convencionales y en algunos casos, pozos que se perforaban con fluidos de emulsión inversa. La reducción del costo al incrementar las tasas de penetración y al producir estabilidad del pozo, hacen de estos fluidos una alternativa económicamente atractiva. Su carácter de fluidos de daño mínimo a la formación, asegura una producción potencial consistente, y sus rangos de aplicación y versatilidad, los hacen fluidos que pueden resolver los problemas de perforación actuales.

Todas las ventajas de perforar con un fluido de sólidos mínimos a base de polímeros, altamente tixotrópico y con características de estabilización de lutitas son parte de estos sistemas. Sus ventajas específicas son:

- a. Mejor hidráulica y máximas tasas de penetración, debido al mínimo contenido de sólidos y su resultante viscosidad plástica reducida.
- b. Mejor control de las presiones de succión y densidad equivalente de circulación. Esto ayuda a prevenir la pérdida de circulación, atascamientos de tubería, o brotes producidos por succión cuando se extrae la tubería.
- c. Mejores cementaciones y operaciones de evaluación de formación más efectivas, debido a la menor erosión de pozos.
- d. Mayor estabilidad del pozo. Los sistemas se mantienen a bajo pH, y es menos probable que ocurra dispersión de lutitas de la formación.
- e. Reducción del daño a la formación.
- f. Mejor control de densidad y viscosidades.
- g. Menor desgaste del equipo.
- h. Reducción de la adhesión de sólidos de perforaciones sobre la broca, estabilizadoras y tubulares.

- i. Flexibilidad y adaptabilidad a ambientes diferentes. Debido a su compatibilidad con la mayoría de los sistemas, los sistemas de polímeros pueden ser convertidos a otros si se requiere.
- j. Mejor control en pozos direccionales.
- k. Muy aceptables características ambientales.

#### ***3.1.2.2.1 Clasificación de los Polímeros***

Los polímeros de acuerdo a su origen se clasifican en:

- a) **Naturales:** (almidón, goma guar, goma algarroba y biopolímero XC).  
Son aquellos que se producen por las reacciones bioquímicas naturales en animales y plantas. La mayor bondad de estos compuestos es la mínima toxicidad.
- b) **Modificados:** (CMC, PAC, HEC, CMHEC, Y HPG). Los polímeros de celulosa polianiónicos (PAC), han sido utilizados para elevar el punto de cedencia y resistencia de geles, así como para la reducción de pérdida de filtrado.
- c) **Sintéticos:** (poliacrilatos, poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas, glicoles y aminas).

Son los compuestos orgánicos que se obtienen de la polimerización de productos acrílicos. A diferencia de los polímeros naturales y modificados, los polímeros sintéticos son desarrollados a partir de moléculas relativamente más pequeñas. Ofrecen una flexibilidad casi ilimitada en su diseño, pueden ser adaptados prácticamente a cualquier aplicación, su tamaño y composición se pueden manipular para producir las propiedades requeridas.

Los polímeros de acuerdo a su estructura se pueden clasificar química y físicamente.

a) Químicamente los polímeros se dividen en dos familias:

- La familia de los celulósicos (CMC, PHPA y Aminas) y;
- La familia de los poliésteres (derivados de glicoles, gliceroles y ésteres cíclicos).

b) Físicamente los polímeros se dividen en dos grupos:

- No iónicos (alcoholes, amidas y éteres) y
- Polielectrolíticos
  - ✓ Aniónicos (polidialildimetilamonio, poliacrilamida hidrolizada, imina de polietileno, glicoles y aminas).
  - ✓ Catiónicos (ácido poliacrilico, alginato de sodio).
  - ✓ Anfotéricos.

Finalmente los polímeros se pueden clasificar por su utilidad en los fluidos de perforación en:

- a) Viscosificantes.
- b) Floculantes.
- c) Reductores de pérdida de filtrado.
- d) Agentes estabilizadores.
- e) Defloculantes / Adelgazantes.
- f) Otras funciones como: Inhibidores de corrosión, lubricantes, etc.

Tanto las aminas, como las PHPA se las clasifica como polímeros sintéticos, celulósicos, polielectrolíticos aniónicos y los glicoles como polímeros sintéticos poliésteres, polielectrolíticos aniónicos. A pesar de ser polímeros de origen parecido las funciones que cumplen dentro del fluido de perforación son diferentes pero complementarias entre sí.

### ***3.1.2.2.2 Factores que afectan a los polímeros***

Algunos de los factores que afectan las propiedades de los polímeros son:

#### ***3.1.2.2.2.1 pH***

La mayoría de los polímeros se degradan por acidez (bajo pH). Los polímeros aniónicos obtienen mayor solubilidad a medida que se producen más enlaces iónicos en las cadenas del polímero al agregar un producto básico como la soda cáustica.

El pH determina frecuentemente el grado de ionización de los grupos funcionales a lo largo de la cadena del polímero. Por ejemplo, el grupo funcional más común encontrado en los polímeros base agua es el grupo carboxilo. El grupo carboxilo ionizado vuelve al polímero soluble y constituye una característica distintiva de la mayoría de los polímeros aniónicos, incluyendo las PHPA y gomas xantanas. A medida que el polímero se hidrata, la envoltura alrededor del polímero aumenta de tamaño y la viscosidad aumenta.

Se requiere suficiente soda cáustica para alcanzar el pH 8,5 con el fin de ionizar y volver el polímero soluble. Si se añaden mayores cantidades de soda cáustica, las características viscosificadoras disminuirán ligeramente. En caso de inversión del pH – es decir que el pH de la solución cae dentro del rango ácido (menos de 7) – el grupo carboxilato vuelve a su forma original de carboxilo y el polímero pierde su solubilidad.

Los pH óptimos para la mejor función de los polímeros aniónicos esta entre los valores de 8.5 a 9.5. Un aumento excesivo del pH causa elongamiento del polímero disminuyendo la viscosidad y puede causar su degradación. El lignito y el lignosulfonato son más solubles a un pH mayor de 9,5, pero productos como las goma xantana son más eficaces en el rango de 7 a 11 pH.

Otros aditivos son sensibles a un pH alto. Las PHPA se hidrolizan y se vuelven menos eficaces a un pH alto (>10,5). La mayoría de los productos individuales del lodo tienen un rango de pH óptimo para maximizar el rendimiento. Los ingenieros de lodo deberían familiarizarse con estos rangos y mantener el sistema del fluido de perforación dentro del rango de pH óptimo.

#### ***3.1.2.2.2 Salinidad y cationes divalentes***

La salinidad desempeña un papel muy importante en la determinación de la eficacia de un polímero. La sal inhibe el efecto de desenrollamiento y alargamiento que ocurre cuando se añade un polímero hidrosoluble al agua. En vez de desenrollarse y alargarse, el polímero adopta una forma aglomerada relativamente más pequeña y su solubilidad también disminuye. Esto resulta de la mayor competencia por agua. La sal limita el agua disponible en que un polímero puede hidratarse y expandirse. Cuando la salinidad aumenta, los polímeros ni se hidratan tanto ni aumentan la viscosidad con la misma facilidad.

Cuando se añade sal a un sistema de agua dulce donde los polímeros están totalmente extendidos, esta adición suele producir un pico de viscosidad. Como la sal hidrata y extrae el agua de los polímeros, el sistema puede desestabilizarse temporalmente, como mínimo, y la viscosidad aumenta. Los polímeros se enredan con los sólidos perforados y otros polímeros mientras que se contraen a su estado aglomerado. Una vez que los polímeros adoptan su estado aglomerado, la viscosidad disminuye considerablemente. Este mecanismo explica el porque un polímero altamente aniónico es ineficaz como viscosificante en aguas saladas. Polímeros polianiónicos pueden requerir el doble de su concentración normal, o aún más, para funcionar en un ambiente salino.

Cuando iones divalentes como el calcio y el magnesio están presentes en un fluido de perforación, su efecto sobre el sistema puede ser dramático. Como el ion sodio, el cual también se hidrata y limita la cantidad global de agua

disponible, los iones calcio y magnesio se hidratan aún más que el ion sodio. Esto hace que la hidratación del polímero sea muy ineficaz en la presencia de estos iones. El calcio presenta otro problema para los polímeros aniónicos, porque el calcio reacciona con el grupo aniónico del polímero. Al hacer esto, el polímero se flocula y puede separarse del sistema.

El ambiente iónico del solvente tiene un gran impacto sobre las reacciones químicas que se producirán y la estabilidad de varios productos.

Estas nociones le proporcionan al ingeniero de lodos un entendimiento más exhaustivo del ambiente iónico y amortiguador del sistema de lodo, más allá de lo que se puede aprender solamente de un valor de pH.

#### ***3.1.2.2.3 Temperatura***

Cuando se tienen altas temperaturas causan alteraciones estructurales irreversibles. Tal es el caso de las poliacrilamidas, en las cuales la pérdida de eficiencia resulta a temperaturas mayores de 450 °F y se debe a la saponificación del grupo acrilamida. La solubilidad aumenta a medida que la temperatura aumenta para la mayoría de los sólidos y líquidos.

## **3.2 EFECTOS DE LOS COMPONENTES INHIBITORIOS EN LOS MINERALES ARCILLOSOS**

Varios inhibidores o aditivos químicos pueden ser agregados para facilitar el control de las interacciones entre el lodo y la lutita. Los sistemas con altos niveles de calcio, potasio u otros inhibidores químicos son mejores para perforar en formaciones sensibles al agua. Sales, polímeros, materiales asfálticos, glicoles, aceites, agentes tensoactivos y otros inhibidores de lutita pueden ser usados en los fluidos de perforación a base de agua para inhibir el hinchamiento de la lutita e impedir el derrumbe. *La lutita está caracterizada por*

*composiciones y sensibilidades tan variadas que no se puede aplicar universalmente ningún aditivo en particular.*

Los fluidos de perforación a base de petróleo o sintéticos se usan frecuentemente para perforar las lutitas más sensibles al agua, en áreas donde las condiciones de perforación son difíciles.

### **3.2.1 COMPORTAMIENTO DE LAS AMINAS**

Químicos derivados del amoníaco incluyen aminas, amidas, poli-aminas, iminas, nitrilos y aminoácidos son usados como componentes en algunos lodos base agua. Estos químicos están dirigidos a contribuir en la estabilidad de las arcillas y las lutitas.

El cloruro de amonio fue probado hace más de 2 décadas como un inhibidor de arcillas, el fosfato de di-amonio ha sido usado durante más de 15 años por otra parte los materiales catiónicos orgánicos se les adicionó a los fluidos de perforación hace más de una década para la buena suspensión, transporte de los recortes y la estabilidad del pozo.

El ión Potasio y Amonio son considerados como los mejores iones intercambiables ya que a pesar de que su radio iónico (2.66 y 2.86 Å° respectivamente) son los mayores; en estado de hidratación sus radios tienen las medidas más pequeñas (7.6 y 5 Å° respectivamente) tal como se muestra en la tabla 2.7.

De esta manera, las capas están unidas fuertemente y se produce una estructura no-expandible. Estas características de interacción del ión amonio con la superficie de las arcillas pueden ser relacionadas con dos efectos: tamaño iónico y energía de hidratación.

### 3.2.1.1 Reacciones de la Arcilla con Iones Aminas

Las reacciones químicas entre la arcilla y las aminas son únicas en comparación con otros iones. El modelo de intercambio de iones no explica totalmente la interacción de las aminas y la arcilla. Se prestará particular atención a este proceso, debido al uso generalizado que las aminas vienen adquiriendo en los fluidos de perforación y terminación para estabilizar las lutitas reactivas.

Las aminas pueden asociarse con los minerales arcillosos de dos maneras:

1. Intercambio de iones.
2. Fijación de iones.

La reacción de intercambio de iones se rige por la ley de acción de masas; es decir que la velocidad de intercambio depende de la concentración de los iones (por ej.: cuanto más grande sea la relación de iones amonio a iones Na, más rápida será la velocidad de intercambio de las aminas por  $\text{Na}^+$ ).

Además del intercambio de iones, la fijación de iones ocurrirá en las arcillas con capa de alta carga. Esto aumenta la selectividad de la arcilla respecto a las aminas en un orden de magnitud. Basándose en cálculos teóricos, se ha determinado que la fijación de aminas en las arcillas esmectitas ocurre cuando la carga de capas es alta e inclina el equilibrio hacia el intercambio preferencial de cationes con las aminas.

Las arcillas esmectitas en general tienen capas de alta carga, y una mayor porción de la carga aparecerá en la capa tetraédrica que debería ser más selectiva respecto a las aminas a bajas temperaturas. En algunas lutitas de tipo "gumbo", las capas de esmectica con capa de alta carga coexisten con las capas de esmectica con capa de baja carga. Las capas de esmectica con capa de baja carga no fijarán las aminas, y en los casos donde la concentración de aminas es considerablemente menor que la concentración de sodio, dichas capas se comportarán de conformidad con la teoría clásica de intercambio de



iones. Por lo tanto, aumentando la relación de iones aminos a sodio en el lodo se ayudará a saturar las capas de esmectica con capa de baja carga, con aminos y aumentará la estabilización de la lutita.

### **3.2.1.2 Polímeros Catiónicos Orgánicos**

Los fluidos base amina/polímeros en sistemas en los que el agua es su fase continua se han desarrollado proporcionando una importante evolución en procesos de perforación en formaciones en las que la arcilla y lutitas son el mayor problema. Alterando la química de la fase acuosa (por ejemplo las altas concentraciones de aniones) pueden retardar los efectos del agua, o por inclusión de cationes activos (calcio y potasio) el intercambio catiónico puede ser reducido.

El grupo de los cationes de las aminos terciarias son fuertemente adsorbidos en las arcillas, reduciendo esta carga y repeliendo fuerzas, inhibiendo el hinchamiento y la dispersión. Los polímeros catiónicos con la arcilla se asocian en un proceso irreversible.

Los sistemas polímero catiónicos pueden ser los lodos base agua más inhibidores que existen. Los polímeros catiónicos parecen absorberse sobre la superficie cargada negativamente de las arcillas.

El mecanismo de adsorción es compatible con una reacción de intercambio iónico.

El polímero es muy grande comparado a materiales catiónicos más simples. El tamaño de la molécula previene la penetración en los poros de la arcilla o baja permeabilidad en las zonas productoras. Los polímeros catiónicos son típicamente aplicados en un rango de 3 a 8 libras por barril de concentración del mismo.

El polímero base amina utilizado por Q-MAX lleva el nombre de **MAXDRILL**.

### **3.2.2 COMPORTAMIENTO DE POLIACRILAMIDAS PARCIALMENTE HIDROLIZADAS (PHPA)**

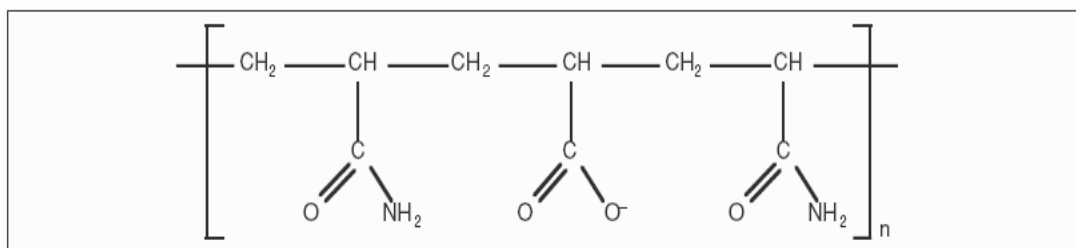
Entre los polímeros manufacturados tenemos las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (PHPA o copolímero poliacrilato), las cuales son vistas como una prima de los sistemas base catión de amonio y están constituidas por verdaderas macromoléculas hidrocarbonadas, de alto peso molecular, agrupadas en largas cadenas a lo largo de las cuales se encuentran grupos amidas y ácidos, alternando con átomos de carbono.

La poliacrilamida sola es insoluble, por lo que debe ser combinada con acrilato de sodio para obtener la solubilidad en agua. La combinación con el acrilato de sodio produce una amina aniónica que es hidrosoluble. A esta combinación final se la conoce como PHPA.

Los estudios de lutitas han establecido que una relación de unidades de acrilamida a unidades de acrilato de 70:30 es óptima para los fluidos de perforación. Un poliacrilato de 100% no proporciona tanta inhibición como la relación de 70:30. También se ha determinado que los polímeros de peso molecular más alto, encapsulan la lutita mejor que los polímeros de peso molecular bajo.

Durante la combinación de esta amina con el acrilato de sodio, estos dos compuestos se enlazan de manera aleatoria para formar una cadena principal lineal de carbono-carbono; lo que le provee a la amina una estabilidad térmica excepcional y una resistencia contra las bacterias.

Este compuesto resultante tiene grupos carboxilo y grupos amida distribuidos de manera aleatoria a lo largo de su cadena principal. La amina resultante está ilustrada en la Figura 3.1.

**FIGURA 3.1: POLIACRILAMIDA PARCIALMENTE HIDROLIZADA**

FUENTE: MI-SWACO  
ELABORADO POR: MI-SWACO

La amina presente es aniónica, es decir que es afectada por la dureza y las superficies catiónicas como las que se encuentran en las arcillas.

Estos polímeros presentan una serie de propiedades físicas que dependen de su peso molecular, razón amino-ácida o grado de hidrólisis, pH de la solución y concentración de la sal. Entre sus propiedades más importantes está la expansión que sufren estos polímeros al ser disueltos en agua o salmuera, produciendo un aumento considerable en la viscosidad del sistema.

### 3.2.2.1 Características de la PHPA

La amina PHPA se usa como inhibidor de lutita y como polímero encapsulador de sólidos en los sistemas de agua dulce, agua salada, NaCl y KCl.

El mecanismo primario de inhibición es la encapsulación polimérica de la arcilla o lutita perforada por atracción y adhesión aniónica/catiónica. La encapsulación es el proceso por el cual el PHPA envuelve las laminillas de arcilla, lo cual impide que el agua entre dentro de la estructura entre capas de las arcillas. La efectiva encapsulación resultante evita la hidratación del hoyo y los cortes. Esta capa de polímeros también protege a los cortes de ser convertidos en sólidos más finos, antes del proceso de ser separados del sistema por medio de los equipos de control de sólidos.

La poliacrilamida parcialmente hidrolizada presenta los siguientes beneficios para disminuir riesgos en las operaciones de perforación:

## 1.- Estabilización de zonas problemáticas

Son bien conocidos los problemas asociados al perforar las arcillas de tipo GUMBO, tales como: embolamiento de la broca y del BHA, taponamiento de las mallas de las zarandas y de la línea de retorno, y pérdida de circulación.

Otro efecto no deseable es el agrandamiento del hoyo. Así mismo, al mojarse estos esquistos, el componente arcilloso tiende a hincharse y posteriormente se rompen los enlaces, trayendo como consecuencia la desintegración hasta llegar a ser partículas de tamaño coloidal, lo cual es dañino al sistema.

Un sistema con PHPA retarda este proceso de la forma siguiente:

### a) Forma una capa elástica de polímero alrededor de los cortes.

El **GUMBO** de por sí tiene alto contenido de agua y arcilla, presentando un aspecto más o menos plástico, que al absorber el agua del fluido de perforación adquieren un aspecto pegajoso. (Ver figura 3.2)

Las **PHPA** son excelentes estabilizadores de lutitas derrumbables (**GUMBO**), ya que estas se adhieren a varias partículas de arcilla, limitando la dispersión y desprendimiento de la formación. Las arcillas adsorben el polímero, lo cual reduce las fuerzas adhesivas entre si e impide que se aglomeren.

En el caso de los esquistos dispersivos, estos tienden a desintegrarse e incorporarse al sistema resultando en un aumento de los sólidos de baja gravedad e incremento de las propiedades reológicas.

**FIGURA 3.2: ARCILLA GUMBO**



FUENTE: SCHLUMBERGER  
ELABORADO POR: SCHLUMBERGER

**b) Al utilizar un pH bajo reduce la concentración de hidróxilos.**

Las **PHPA** son aniónicas por lo que tienen la tendencia a ser adsorbidas en todos los sitios catiónicos en la superficie del esquisto. Sin embargo, la mayor adsorción de los sólidos se debe al enlace con hidrógeno. Esto es producto de la naturaleza polar del agua, que orienta el hidrógeno hacia los grupos de hidróxilos de las superficies de los silicatos de otras moléculas de agua, que son atraídas hacia estos grupos. El ion hidróxido ( $\text{OH}^-$ ) es muy reactivo y se dirige directamente hacia las arcillas no protegidas en el sistema.

Estos polímeros reemplazan estos grupos de agua, al orientar su grupo polar de manera semejante y formar una capa que cubre la superficie de la arcilla con lo que se evita la desintegración. Los polímeros no sólo forman un enlace en las superficies de las arcillas, sino también sobre si mismos, formando una red de polímeros alrededor de las laminillas de arcilla.

Los grupos carboxilo aniónico se agregan a las cargas positivas en los bordes de las partículas de arcilla. Como la amina tiene un alto peso molecular y es relativamente larga, esta amina se combina con varios sitios a lo largo del pozo. Esto tiene como resultado el revestimiento del pozo y la limitación del agua que entra en la arcilla. El mismo efecto puede ser observado en los recortes.

Se cree que un poliacrilato de peso molecular alto tiene demasiada afinidad con las cargas positivas de las arcillas. El grupo amida ayuda, proporcionando cierta distancia entre los grupos carboxilo fuertemente aniónicos y los sitios catiónicos en las partículas de arcilla. Cuando los grupos amida y los grupos carboxilo están distribuidos de manera uniforme a lo largo de la cadena de la amina, el volumen del grupo amida impide que el grupo carboxilo se aproxime demasiado a las cargas de arcilla y separe las arcillas.

El grupo acrilamida también tiene una afinidad con la superficie de la arcilla, pero se trata de un enlace de hidrógeno relativamente débil en comparación con la fuerte interacción iónica entre el grupo carboxilo y los bordes cargados positivamente en las partículas de arcilla. Son capaces de formar enlaces de hidrógeno a lo largo de la superficie de la arcilla. Aunque no sean tan fuertes como la interacción iónica que ocurre al lado, estos enlaces de hidrógeno sirven para mantener la interacción entre la amina y la arcilla, así como para establecer cierta distancia entre las cargas libres.

El resultado es el mismo que se puede observar cuando se agrega soda cáustica al lodo de perforación inicial, es decir la floculación.

**c) El sistema trabaja de una manera parcialmente dispersa lo que proporciona mejor limpieza del hoyo y un menor ensanchamiento de las paredes del mismo.**

Las PHPA no se manejan en estado muy disperso, reduciendo la dispersión de las arcillas y facilitando el control de sólidos. Toleran difícilmente los pH alcalinos y como cualquier sistema no disperso, la adición de soda cáustica tiene un efecto floculante. El sistema se mantiene con un mínimo de sólidos y el control de la viscosidad y de las propiedades reológicas no depende de la bentonita sino de las PHPA por lo que es estable a altas temperaturas y en presencia de contaminantes. Para aprovechar la buena limpieza de este sistema se debe mantener un punto cedente lo suficientemente alto.

Los geles característicos de éste sistema son frágiles y no suelen variar en el fondo del pozo por lo que las presiones de bombeo no se incrementan sino que son estables. La naturaleza de adelgazamiento por corte permite al sistema tener bajas viscosidades en el fondo y al sacar la sarta, fondos - arribas generalmente fluidos y mayor eficiencia en la limpieza del hoyo, obteniendo así un hoyo más calibrado.

## **2.- Lubricación del pozo, reducción del torque, arrastre y disminución del riesgo de pega diferencial.**

Un sistema con PHPA es efectivo en reducir el torque y el arrastre, especialmente en pozos direccionales y profundos.

La lubricidad de las PHPA también ayuda a evitar el aprisionamiento de la tubería, que depende mucho de la presión diferencial, la tasa de penetración, el ángulo del pozo y la calidad del revoque. La lubricidad del sistema y la formación de un revoque delgado, elástico y con muy baja impermeabilidad son factores que reducen la incidencia de aprisionamiento.

## **3.- Tasa máxima de penetración**

La PHPA tiene una alta capacidad de transportar sólidos debido a sus características de adelgazamiento por corte. Como el sistema retarda la aglomeración de arcillas, permite tasas de penetración óptimas. Como se sabe, uno de los factores que afectan la tasa de penetración es la concentración de sólidos de tamaño coloidal, y a mayor cantidad de sólidos en el sistema menor será la tasa de penetración.

Con el sistema con PHPA se mantiene un nivel bajo de sólidos de baja gravedad y de arcillas. Además reduce la dispersión de los sólidos, y por ende mejora el rendimiento del equipo de control de sólidos.

Las PHPA proporcionan una baja viscosidad a altas tasas de corte y alta viscosidad a bajas tasas de corte (en el anular ), por lo que proporciona una buena penetración y limpieza del hoyo.

#### **4.- Protección de la formación.**

Por ser un sistema no disperso y con bajo contenido de bentonita, ocasiona que el sistema con PHPA cause un menor daño y proporcione un mayor retorno de permeabilidad que los sistemas de lignosulfonato o cal, protegiendo de esta manera a la formación.

Aunque el agua pueda penetrar bien dentro de una lutita, un filtrado de PHPA grueso se enfrenta a una resistencia mucho más grande, debido a la acumulación rápida de presiones capilares. Esto reduce la cantidad de agua de filtrado disponible para la hidratación.

También limita la capacidad de un filtrado para entrar en un pequeño plano de fisura o de fractura dentro de una lutita. Contribuye a la estabilización de las lutitas aumentando la viscosidad de la fase acuosa. Aumenta la viscosidad del filtrado de fluido de perforación, lo cual limita la profundidad de invasión del filtrado.

La naturaleza del filtrado reduce la invasión profunda del mismo a lo largo de las demarcaciones estratificadas, fracturas, fisuras y otras áreas sensitivas de la formación lo que ayuda a disminuir las presiones que resultan de la hidratación de las lutitas adyacentes al pozo.

#### **5.- Compatibilidad con la sal.**

La PHPA es compatible con la sal. Se han perforado formaciones de sal sin efectos dañinos al sistema. Esto se atribuye a:



- a- La compatibilidad de las PHPA con la sal.
- b- El bajo contenido de bentonita en el sistema.
- c- El bajo contenido de sólidos.

Por otra parte es un sistema que puede controlar los estratos de gas y aún mantener las características deseables de un buen lodo, así como retardar el embolamiento, proporciona un mejor revoque, mayor lubricidad y minimiza el daño a la formación.

### **6.- Otras ventajas.**

Según su peso molecular y la relación de monómeros acrilamida a monómeros acrilato, la PHPA puede desempeñar otras varias funciones en un fluido de perforación base agua.

#### **PHPA usada como extendedor de bentonita.**

En los sistemas no dispersos de bajo contenido de sólidos, la PHPA es usada principalmente para extender la bentonita. Las ventajas de esta aplicación son un contenido de sólidos más bajo, una ROP más alta, una mejor eficacia del equipo de remoción de sólidos y la minimización del ensanchamiento del pozo.

#### **La PHPA también se puede utilizar como floculante.**

La floculación es el proceso mediante el cual las partículas individuales son conectadas en grandes agregados débilmente enlazados por un polímero floculante. La masa resultante de partículas enlazadas aumenta hasta el punto en que la aglomeración de sólidos deja de estar suspendida y se sedimenta. Las ventajas de esta aplicación incluyen mejor ROP, mayor eficacia de los equipos de control de sólidos y mejor estabilidad del pozo.

PHPA se usa como viscosificante de Fluidos base Agua dulce.

La adición de apenas una pequeña cantidad de PHPA causa un aumento inmediato de la viscosidad de la fase líquida. Cuando se aumenta la concentración de PHPA, la viscosidad alcanza un valor máximo, después de lo cual, cuando se agrega más polímero, la viscosidad empieza a disminuir. Lo cual modera el movimiento del fluido dentro de la estructura entre capas de las arcillas.

Existen muchas ventajas en el sistema **PHPA**, entre ellas están:

- a. El buen mantenimiento del sistema hace que sea térmicamente estable.
- b. No es adversamente afectado, en gran proporción, por carbonatos, influjos de agua salada, anhídrita o cemento.
- c. Las propiedades químicas y reológicas del sistema son fáciles de mantener.
- d. El sistema exhibe bajas tasas de corrosión.
- e. Los costos de perforación pueden ser reducidos considerablemente, al aumentar la tasa de penetración y aumentar la vida útil de las brocas.

El rango efectivo de las concentraciones de polímero es muy limitado. En este sistema, la concentración de polímero activo (PHPA) se mantiene entre 1 y 2 lb/bbl. Para monitorear la concentración de esta amida se realiza mediante el uso de la Prueba de Extracción de Amoníaco.

La estabilidad de este sistema depende del mantenimiento de la concentración de polímeros dentro del rango apropiado y del control del contenido de sólidos arcillosos del sistema a menos del 6%. Si la concentración de polímeros es demasiado baja o la concentración de sólidos se demasiado alta, se necesitarán defloculantes aniónicos (diluyentes) para estabilizar las propiedades de flujo. La densidad máxima de un sistema PHPA verdadero es de 12 a 13 lb/gal, debido a la intolerancia de sólidos

Hay señales que indican la insuficiencia del polímero en el sistema, tales como: viscosidades de salida incontrolables, ausencia de definición de los recortes y pérdida de su envoltura polimérica brillante.

Uno de los inconvenientes de la PHPA es su sensibilidad al calcio soluble ya que el poliacrilato reacciona con el calcio. Este problema se plantea especialmente en los sistemas de agua dulce, donde el calcio puede precipitar el polímero PHPA y cualesquier sólido en los cuales el polímero pueda adsorberse. Se recomienda tratar el calcio soluble hasta obtener una concentración inferior a los 100 ppm.

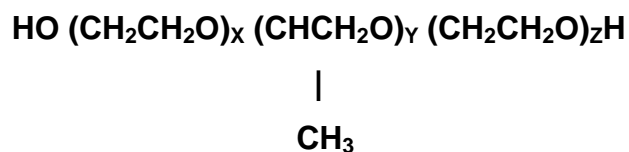
La poliacrilamida parcialmente hidrolizada utilizada por Q-MAX lleva el nombre de **SYNERFLOC A25D**.

### 3.2.1 COMPORTAMIENTO DEL GLICOL

El Glicol es un agente de taponamiento deformable usado en fluido de perforación base agua, utilizado para la inhibición de lutitas. Generalmente estos elementos comprenden una serie de uniones alquil unidas con átomos de oxígeno y terminados en radicales oxidrilos.

La atención actualmente está enfocada sobre los glicoles polialquenos ó PAG. La unidad central Y, es óxido de propileno y las unidades X y Z, se refiere al óxido de etileno.

La fórmula estructural de estos glicoles es:



La inhibición lograda por polyoles (glicoles) es menos comprendida que la de otros polímeros pero está recibiendo actualmente una considerable atención desde que se han logrado buenos resultados de campo.

Un sistema con Glicol base agua de polímeros mejorados usa la tecnología de poliglicol para proporcionar un alto grado de inhibición de lutitas, estabilidad del pozo, control de filtrado alta temperatura y alta presión y lubricidad.

Este sistema también es ideal para perforar las arenas agotadas donde la pegadura por presión diferencial causa grandes problemas, en las operaciones de agua profunda, y para la perforación de pozos de alto ángulo en las formaciones reactivas donde la estabilidad del pozo y el torque y arrastre son motivos de preocupación.

Otras ventajas incluyen el mejoramiento de la integridad de los recortes y de la calidad del revoque, la reducción de las tasas de dilución, menos ensanchamiento del pozo, una mayor tolerancia de sólidos, un mejor rendimiento de las brocas PDC, la reducción del embolamiento de la barrena y una velocidad de perforación (ROP) más alta.

El sistema también es aceptable desde el punto de vista ambiental, debido a su baja toxicidad y a sus reducidas frecuencias de eliminación de desechos. Fluido de perforación a base de glicol, ha sido concebido como una alternativa ambientalmente segura en comparación con los fluidos de base aceite y sintética.

### **3.2.1.2 Mecanismos de Inhibición**

La aplicación principal de los glicoles solubles en agua y de bajo peso molecular en la perforación de lutitas reactivas. La estabilidad del pozo mejora significativamente a través de los mecanismos de inhibición que se piensan son múltiples en cuanto a número y naturaleza.

A continuación se describen las teorías o mecanismos que han sido propuestos:

#### ***3.2.1.2.1 Mecanismo 1***

Se piensa que los glicoles deben unir hidrógenos a las superficies de la arcilla y formando capas superficiales las cuales disminuyen la hidratación de los cortes y la zona expuesta del pozo. Las cadenas hidrogenadas podrían esperarse de los éteres oxigenados o particularmente de los radicales OH.

El fenómeno de adsorción del glicol ha sido estudiado por algún tiempo. La capa absorbida no es necesariamente más efectiva si el glicol es insoluble en la fase acuosa. Glicoles solubles pueden todavía adsorberse fuertemente sobre la superficie de las arcillas y una vez adsorbidas, el efecto inhibitor está determinado por la capa superficial y no por la vía por la cual el glicol encontró la superficie de la arcilla.

#### ***3.2.1.2.2 Mecanismo 2***

Es más probable que estos glicoles, siendo lo suficientemente pequeños para penetrar dentro de los poros, se intercalen y/o adsorban sobre las placas de arcilla. El proceso de adsorción y/o intercalación es más factible a envolver interacciones electrostáticas débiles por medio de los grupos polares.

El mejoramiento observado (vía sinergia), que las PHPA exhiben cuando son añadidas a lodos que contienen glicoles, pueden ser atribuidas a diferentes mecanismos.

Las moléculas de PHPA son muy grandes y por lo tanto difícilmente penetran en los poros y se intercalan entre las laminillas de arcilla. Ellas están más dadas a ser adsorbidas en la parte exterior de los cortes o en la pared del hoyo.

### ***3.2.1.2.3 Mecanismo 3***

Los glicoles de bajo peso molecular como el glicerol son altamente móviles y pueden penetrar los espacios interlaminares de las arcillas y desplazar cualquier molécula de agua presente. Esto resulta en una estructura estable arcilla - glicol, la cual es resistente a la hidratación y a la dispersión. Sin embargo se ha observado que los gliceroles por si solos son relativamente pobres inhibidores comparados con algunos glicoles de mayor peso molecular. Consideraciones de entropía sugieren que glicoles mayores son intercalados preferencialmente sobre los glicoles más pequeños.

### ***3.2.1.2.4 Mecanismo 4***

Los glicoles solubles son hidratados por agua y presión de vapor reducida y consecuentemente la actividad del agua actúa de forma similar a una sal soluble. Así, existe un menor potencial para la transferencia de la fase vapor del agua desde el fluido de perforación hacia la formación. Sin embargo, tratamientos efectivos en operaciones de campo pueden ser menores de 3%, la cual produciría solo una pequeña disminución en la presión de vapor del agua.

Existe una gran duda si hay transferencia osmótica del agua desde los lodos de base agua hacia las arcillas. Además el nivel de inhibición obtenido con los glicoles es mucho mayor que los que podrían obtenerse por la adición de una sal como NaCl, para obtener una actividad del agua igual.

Es más probable que algunos glicoles solubles, incrementen la viscosidad de la fase acuosa, reduciendo así la movilidad de las moléculas de agua y por lo tanto la penetración del filtrado en las lutitas. También incrementan el rendimiento de los polímeros y la estabilidad térmica, presumiblemente por la solubilidad de los polímeros. También se ha sugerido que algunos glicoles actúan como interruptores de estructura rompiendo las cadenas de agua en las superficies de las arcillas.

### **3.2.1.2.5 Mecanismo 5**

Los glicoles que exhiben “puntos de nube”, también proporcionan inhibición debido a la reducción de la pérdida de filtrado. Las finas gotitas de emulsión formados por estos sistemas de “Emulsión de Lodo Activada Térmicamente” (TAME), son efectivas para controlar bajos valores de filtrado HT-HP a temperaturas sobre el “punto de nube”. Este efecto indudablemente ayuda, pero a menos que la lutita contenga microfracturas, el mecanismo de control de la transferencia de agua es por difusión y no por filtración.

Considerando que el sistema de glicoles utilizado en el sistema de fluidos del estudio se fundamenta en el principio del punto de nube o niebla, se enfatizará en el desenvolvimiento del este mecanismo en la inhibición de lutitas.

#### **3.2.1.2.5.1 Punto de Niebla**

Aunque el sistema de polímeros mejorados con Glicol logre cierta inhibición mediante adsorción química, el fenómeno del punto de enturbiamiento o punto de nube es el mecanismo principal para la inhibición y estabilización.

El punto de enturbiamiento es la temperatura a la cual el poliglicol pasa de ser totalmente soluble a insoluble. A las temperaturas que exceden el punto de enturbiamiento, los glicoles forman gotas coloidales, o micelas, que resultan en una microemulsión.

A este fenómeno se le atribuye frecuentemente el nombre de “Emulsión de Lodo Activada Térmicamente” (TAME).

Este efecto TAME proporciona la estabilidad del pozo de tres maneras diferentes:

- Mediante la adsorción química.

- Mediante la microemulsión y el taponamiento de los poros por el filtrado.
- Proporcionando un revoque más delgado y menos poroso.

Se puede maximizar las ventajas del sistema haciendo coincidir el punto de enturbiamiento de los glicoles con la temperatura de fondo o la temperatura de la formación que se está perforando.

Esto resulta en la adsorción de los glicoles insolubles en el pozo y dentro del revoque. Esta adsorción en la formación de arcilla/lutita forma una barrera protectora contra el agua y sus efectos dañinos. La adsorción de los mismos en el revoque de las formaciones permeables reduce el espesor del revoque y las tasas de pérdida por filtración.

Como el glicol insoluble tiene una afinidad con las superficies, puede recubrir los sólidos y las superficies expuestas, proporciona la lubricación y reduce el embolamiento.

La mayoría de los sistemas de polímeros de glicol están diseñados para que se vuelva totalmente soluble al enfriarse mientras está siendo bombeado hacia la superficie, a través del espacio anular. Sin embargo, algunos sistemas de polímeros de glicol están diseñados de manera que permanezca insoluble en todo momento.

Varios glicoles están disponibles con una amplia variedad de puntos de enturbiamiento para lograr el que se desea obtener. Sin embargo, los sistemas de polímeros de glicol son generalmente diseñados antes de iniciar la perforación del pozo, de manera que se envíe solamente el glicol apropiado al pozo.

Como resultado del mecanismo de punto de niebla, a medida que el filtrado con el glicol disuelto comienza a invadir la formación *más caliente*, la temperatura del filtrado aumenta y el glicol disuelto sale de la solución y se adsorbe sobre la



matriz de lutita. De esa manera, se bloquea de manera efectiva una invasión ulterior de filtrado a través de la red porosa de la lutita.

Otro factor debe ser tomado en consideración si el glicol es parcialmente insoluble en la fase acuosa, la concentración en el filtrado es menor. Por lo tanto cualquier filtrado que invada la formación será menos inhibitorio y existe el potencial para la hidratación y el hinchamiento de las arcillas justamente detrás de la región cercana al hoyo abierto. Este efecto puede ser incrementado por ósmosis como la capa superior adsorbida desde el polímero “clouded”, el cual activa una membrana semipermeable. Así, un pequeño incremento en la presión de poro puede ocurrir, resultando en cavernas o posiblemente en un hoyo colapsado.

Además, el glicol que permanece disuelto en el filtrado sigue siendo un componente del mismo a medida que se van invadiendo las lutitas en el momento del contacto en la perforación. Debido a que es un agente viscoso, el glicol disuelto impide una posterior invasión del filtrado, a través del mecanismo de una mayor viscosidad del dicho filtrado.

Otro mecanismo útil es la adhesión directa entre el glicol que ha salido de la solución a los recortes, a medida que éstos van apareciendo en la cara de la roca/broca. Los recortes, calentados por su reciente encuentro energético con la broca, enturbian el glicol que está en el fluido que ellos encuentran en su estado de alta temperatura, y de esa manera habrá más glicol libre a disposición para ser adsorbido en el ripio a través de la transferencia de calor casi instantánea. Debido a la atracción entre el glicol ligeramente aniónico y los sitios de carga positiva en las partículas de arcilla que se encuentran dentro de los recortes, el glicol libre es atraído hacia la arcilla y adsorbido sobre la superficie del ripio. Esta película protectora del glicol permanece asociada a los ripios hasta que éstos son transportados hacia arriba en el pozo, a un ambiente más frío, donde el glicol se vuelve a disolver y no es desechado junto con los ripios.

Esto reduce significativamente la degradación de dichos ripsos, lo cual permite lograr tasas de dilución mucho más bajas (en comparación con otros sistemas de base agua) para mantener las propiedades del fluido. Así, los volúmenes de desecho no solamente se reducen, sino que también son ambientalmente aceptables.

Bajo circunstancias de perforación normales, existe un diferencial de temperatura entre la Temperatura Circulante de Fondo (BHCT) y la temperatura de la formación. Para lograr un desempeño óptimo de los glicoles al punto de niebla, este punto de los fluidos deberá mantenerse cerca, o un poquito por debajo, de la BHCT.

Las principales preocupaciones relacionadas con el mantenimiento de un sistema de polímeros de glicol son el monitoreo y el mantenimiento de la concentración apropiada de polímeros; el control de los sólidos dentro de los rangos apropiados; y el mantenimiento de la concentración y del tipo apropiado de glicol en el sistema, para obtener el efecto TAME.

Es posible combinar los glicoles, pero entonces la determinación del punto de niebla se dificulta, pues cuando un glicol se enturbia y separa tiende a “enmascarar” el punto de niebla del segundo glicol.

Se ha notado que todos los glicoles inhibitorios exhiben efectos sinérgicos con inhibidores alternos tales como KCl, aminos o polímeros encapsulantes como PHPA. Estos sistemas de polímeros de glicol son más eficaces cuando son usados con un polímero inhibidor, para la inhibición iónica, y un polímero encapsulador como la PHPA. La inhibición óptima se logra al combinar estos tres componentes.

Generalmente, los diferentes tipos de glicoles son efectivos a concentraciones tan bajas como 1% a 3%.

El glicol usado por Q-MAX lleva el nombre comercial de **GLYMAX**.

### **3.3 FLUIDO BASE AMINA – GLICOL – PHPA**

El sistema de fluidos de perforación Base Amina – Glicol – PHPA es utilizado por Q-MAX Ecuador como fluido de la segunda sección de un pozo desde la formación Orteguzza, bajo el Mioplioceno. El cual ha demostrado ser eficaz en situaciones de estabilidad de pozos en toda la precordillera y cuencas profundas. El inhibidor base amina fue desarrollado y probado en el laboratorio para cumplir con una necesidad de un inhibidor de amina más eficaz con las buenas características de disposición.

La base de polímeros lleva al fluido Base Amina – Glicol -PHPA a tener un número de ventajas sobre la base del transporte de bentonita. En primer lugar, en un sistema de polímeros, el inhibidor no está vinculado con la bentonita por lo que está totalmente disponible para interactuar con la formación.

Reología y la pérdida de fluidos son controladas a cualquier nivel requerido por el uso de los polímeros. PHPA y glicol se añaden para proporcionar una mejora adicional de estabilización del pozo. El inhibidor base amina también actuará como el potasio en la inhibición de la hidratación de las arcillas dentro de una matriz de arenisca. Esto ayudará a disminuir el deterioro de formación.

Q- MAX *Canadá* realizó una investigación en 82 diferentes aminas, buscando una alternativa de un agente inhibidor. Siendo el MAXDRILL la mejor opción. Se aplicó el fluido Maxdrill en Ecuador para el pozo Shushufindi 111D, los resultados fueron excelentes.

#### **3.3.1 CONFORMACIÓN DEL LODO BASE AMINA-GLICOL-PHPA**

Las concentraciones apropiadas de los modificadores de la reología, los agentes adicionales para el control de las lutitas y los agentes para el control de la pérdida de fluido han sido determinadas a través de pruebas piloto a condiciones de campo.

El orden de las adiciones es importante para un desarrollo óptimo de las propiedades de los fluidos es así que los sistemas de fluidos base amina – glicol- PHPA basados en la experiencia obtenida en numerosas áreas geográficas y bajo diferentes condiciones de perforación ha desarrollado formulaciones y técnicas especiales para situaciones específicas en diferentes localizaciones.

A continuación se presentan unas pautas generales para la preparación y mantenimiento de este sistema de fluidos de perforación.

### 3.3.1.1 Productos a Utilizar

1. **BASE DE FLUIDOS** - típicamente de agua dulce, puede ser un poco salado.
2. **VISCOSIFICADOR** - gomas xantana normalmente se utiliza para la viscosidad según sea necesario.
3. **CONTROL DE PÉRDIDAS DE FLUIDOS** - PHPA hace la mayoría del control de la filtración. El almidón es preferido como agente secundario de pérdida de fluido.
4. **REOLOGÍA** – Kelzan ayuda en los parámetros reológicos.
5. **ALCALINIDAD** - hidróxido de sodio, si es necesario hay que tener en 9-10 pH, región para una óptima eficiencia.
6. **DILUYENTES** - normalmente utiliza lignito para la mejora de la calidad de filtración.
7. **ESTABILIZACIÓN DE PERFORACIÓN** - Inhibidor, PHPA, Glicol (Glymax).
8. **OTROS ADITIVOS** - Antiespumantes, demulsificadores, trazadores, inhibidores de corrosión, bactericidas, limpiadores de H<sub>2</sub>S, carroñeros O<sub>2</sub>, agentes de ponderación, etc.

En la tabla 3.4 se presenta la descripción de productos a utilizar en la preparación del fluido de perforación base Amina – Glicol – PHPA.

TABLA 3.4: DESCRIPCIÓN DE PRODUCTOS.

PRUDUCTO	COMPOSICION QUIMICA	APLICACIÓN
<b>BARITA</b>	BaSO <sub>4</sub> – Químicamente inerte	Agente densificante
<b>KELZAN XCD</b>	Goma Xantica.	Viscosificador-gelificante
<b>CAUSTIC SODA</b>	Hidróxido alcalino (hidroxido de Sodio) NaOH.	Incrementa solubilidad de dispersantes
<b>MAXDRILL</b>	Aminas organico non-volatil	Inhibidor de arcilla
<b>DEFOAM X</b>	Surfactante de alcohol anionico	Agente antiespumante
<b>GLYMAX</b>	Glicol de polietileno/polimero mejorado de alta densidad.	Agente de taponamiento deformable. Inhibición de lutitas- estabiliza la pared
<b>STARDRILL</b>	Polisacarido modificado	Control de pérdidas de fluido
<b>SYNERFLOC A25-D</b>	Policrilamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA)	Encapsulador.

FUENTE: Q-MAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

### 3.3.1.1.1 Barita

Es usada como un agente densificante en sistemas de fluidos basados en agua o en aceite. Se encuentra químicamente como sulfato de bario (BaSO<sub>4</sub>) mineral. Es químicamente inerte y no reaccionará con varios aditivos para lodo o con contaminantes encontrados.

### 3.3.1.1.2 Defoam X

Constituye una mezcla de baja toxicidad de agentes antiespumantes, formuladas para controlar la formación de espumas en los lodos que contienen agua dulce o salada. Es efectivo en cualquier grado de pH, en altas temperaturas y en un amplio rango de salinidad.

#### **3.3.1.1.3 *Kelzan XCD***

Es usado principalmente como un viscosificador en todos los sistemas de lodo, basados en agua. Es usado para suplementar el punto de deformación cuando los valores de viscosidad plástica y punto cedente se tornan inmanejables. Esta goma xantica biopolimerica de alto peso molecular exhibe la propiedad reológica de pseudoplasticidad (reducción de esfuerzos). Pequeñas cantidades proveen altos puntos de cedencia y bajas viscosidades plásticas. Concentraciones de 0.25 – 1 kg/m<sup>3</sup> son normales. Estas pueden ser incrementadas de acuerdo con la capacidad de transporte deseada.

#### **3.3.1.1.4 *Glymax***

Está diseñado para sistemas de glycol de alta saturación y puede ser utilizado en pozos con temperaturas de formación moderadamente altas y altas. Es un polímero mejorado, para sistemas base agua, que emplea la tecnología de poliglicoles. Glymax, se puede beneficiar de la adición de la ROP en ciertas aplicaciones. Glymax provee un alto grado de inhibición de lutitas, estabilidad de la pared del pozo, alta temperatura y presión, control de pérdida de fluido y lubricación.

#### **3.3.1.1.5 *Maxdrill***

Es un inhibidor de arcillas para formaciones sensibles al agua de base polímero que se utiliza en los fluidos de perforación, es soluble en agua. Es una amina orgánica catiónica multivalente no volátil en el agua. Tiene un fácil intercambio iónico que permite la sustitución fácil en los sitios del intercambio del ión sodio, que permite la hidratación del agua. La prueba de succión capilar ilustra las propiedades de inhibición de arcilla por el maxdrill, la cual actúa a concentraciones tan bajas como 0.005% además a mostrado que presenta una estabilidad química. Las concentraciones normales que se utiliza en el campo es de 0.3% a 0.6%. Maxdrill esta diseñado para ser utilizado en rangos de pH

de 10.5 o menos. Al utilizar en rangos de pH mayor que 10.5 reduce su efectividad y requerirá de una cantidad mayor de la misma.

#### ***3.3.1.1.6 Natural Gel***

Es la arcilla montmorillonita de sodio o bentonita de alto rendimiento la cual imparte al fluido alta viscosidad y excelentes propiedades como reductor de filtrado con enjarres casi impermeables otorgando mayor estabilidad al pozo. Las concentraciones bentonita pueden variar dependiendo de la viscosidad deseada y de la pérdida de fluido pero se puede mezclar en el rango de 4 - 50 kg/m<sup>3</sup>.

#### ***3.3.1.1.7 Soda Caústica***

Es usada para controlar pH en la mayoría de los sistemas de fluidos de perforación base agua, el control del pH del hidróxido de sodio depende de : ph del lodo antes de los añadidos cáusticos, cantidad y tipo de los aditivos y contaminantes encontrados.

#### ***3.3.1.1.8 Stardrill.***

Es muy eficiente para el control de la pérdida de fluido. Es un polisacárido modificado el cuál en sinergia con la bentonita y otros polímeros refuerzan las propiedades de desleimiento de esquila de un fluido de perforación que proporciona un excelente costra para evitar que el lodo se pierda por aquel agujero.

#### ***3.3.1.1.9 Synerfloc A25D***

Es una acrilamida-copolimerica de alto peso molecular soluble en agua con un mediano grado de carga aniónica. Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada (PHPA) efectivo floculante usado en todos los segmentos del proceso de

perforación. Es un polvo dispersable que se mezcla fácilmente en el agua reduciendo la formación de ojos de pescado.

### 3.3.1.2 Formulación

En la tabla 3.5 se presentan las concentraciones y pesos utilizados para preparar un litro de fluido base Amina – Glicol – PHPA.

**TABLA 3.5: FORMULACIÓN FLUIDO BASE AMINA – GLICOL – PHPA**

<b>COMPONENTE</b>	<b>CONCENTRACIÓN</b>	<b>PESO (por litro)</b>
KELZAN XCD	1 ppb	2,85 g
STARDRILL	2 ppb	5,70 g
PHPA	2 ppb	5,70 g
MAXDRILL	0,3 gal/ bbl	7,14 ml
GLYMAX	1 %	10 ml
BARITA	9,5 ppb	197 gr
BENTONITA	15 ppb	42,6 gr

FUENTE: Q-MAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

### 3.3.1.3 Preparación del Fluido Base AMINA – GLICOL – PHPA

#### 3.3.1.3.1 Orden de Agregado

Se recomienda seguir el siguiente orden en la preparación del Sistema de Fluidos Base Amina – Glicol – PHPA:

1. MAXDRILL (Líquido).
2. GLYMAX (Líquido).
3. PHPA (Sólido).
4. STARDRILL (Sólido).
5. KELZAN XCD (Sólido).
6. BENTONITA (Sólido).



## 7. BARITA (Sólido).

### ***3.3.1.3.2 Equipo de Protección Personal.***

- Bata de Laboratorio.
- Lentes de Seguridad.
- Botas de Seguridad.
- Guantes.
- Tapones auditivos.

### ***3.3.1.3.3 Equipos.***

- Agitador Hamilton Beach (Agitador de navajas de ejes sencillos).
- Jarra metálica de 2lts.
- Pipeta de 5ml.
- Pipeta de 20ml.
- Pera de succión.
- 2 Vasos de Precipitados de 600 ml.
- Barra magnética Poligonal de 2x5/16.
- Agitador magnético stirrer Hot Plate.
- Balanza analítica.
- Probeta de vidrio de 500ml.

### ***3.3.1.3.4 Procedimientos (1lt de lodo de perforación).***

- 1) En una probeta de 1000 ml aforar un litro de agua destilada (Fase Líquida).
- 2) Colocar 2 vasos de precipitación de 600 ml, con sus respectivas barras magnéticas, en agitadores de manera individual.
- 3) En cada vaso de precipitados agregar 500 ml de agua destilada, agitar a una velocidad baja.

- 4) De inmediato, en el primer vaso comenzar a agregar muy lentamente el volumen necesario de Maxdrill (Inhibidor de Arcilla) obtenido con una pipeta de 5ml, agitar por 10 min a la misma velocidad.
- 5) En el segundo vaso agregar muy lentamente el volumen necesario de Glymax (Inhibidor de Lutitas), obtenido con la pipeta de 20 ml, agitar por 10 min a una velocidad mayor que la del otro agitador magnetico.
- 6) Al mismo tiempo por separado comenzar a pesar las cantidades necesarias de Synerfloc A25D (PHPA – Encapsulador), Stardrill (Controlador de Filtrado), Kelzan (Góma Xantica), Barita (Densificante) y Bentonita (Viscosificante) en recipientes plásticos usando la balanza de precisión.
- 7) Pasado los 10 min, mezclar los dos fluidos de Maxdrill y Glymax, y agitarlos por 5 minutos más.
- 8) Dividir en mitades de 500 ml de la mezcla Maxdrill y Glymax en 2 vasos de mezcla y colocar en el Hamilton Beach a una velocidad baja de 13000 rpm.
- 9) En el primero, cortar la poliacrilamida parcialmente hidrolizada, agregando muy lentamente el PHPA, evitando que el mismo se pegue a las paredes del vaso de mezcla, y agitarlo por 30 minutos.
- 10) En el siguiente vaso agregar lentamente el Stardrill, con pausas de 10 segundos para evitar la formación de grumos, y agitar por 20 minutos.
- 11) Luego de este tiempo en el mismo vaso agregar el Kelzan XCD, de una manera lenta y pausada evitando que este se disperse hacia afuera del vaso.
- 12) Dejar mezclar por 20 minutos cada fluido, supervisando que no se formen ojos de pescado, ni que los componentes queden agrupados en las paredes ni en el fondo del vaso. En caso de ser necesario agregar una cantidad mínima de Defoam o antiespumante para evitar que el fluido se riegue.
- 13) Pasado este tiempo en la Jarra de 1 litro mezclar los fluidos de los 2 vasos conjuntamente, hasta conseguir una mezcla homogénea.
- 14) Dividir el volumen de fluido en los 2 vasos antes utilizados y colocar en los Hamilton Beach por 20 minutos adicionales.
- 15) Posterior a este tiempo, retirar los 2 vasos de los Hamilton Beach y agregar la Bentonita, dividiendo aproximadamente la mitad en cada vaso de mezcla. Agitar durante 7 min a una velocidad media.

- 16) Recuerde que dependiendo de la agitación va a consistir la viscosidad del lodo, mientras mas rápido agite más viscoso se pone el fluido.
- 17) Al fluido que se esta preparando ya se le puede agregar la barita poco a poco una vez que ya pasaron los 7 minutos, a una velocidad de 16,000 rpm y cuando se haya terminado de agregar subir la velocidad a 18,000 rpm durante 20 min.
- 18) Finalmente en la Jarra de 1 lt mezclar los fluidos de los 2 vasos manualmente y mezclar por 10 minutos más hasta que visualmente la mezcla quede homogénea.

## **CAPÍTULO 4**

### **DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS Y PRUEBAS DE LABORATORIO**

#### **4.1 PRUEBAS PARA UN FLUIDO BASE AMINA GLICOL PHPA**

El Fluido de Perforación es un fluido de características químicas y físicas apropiadas, que puede ser aire o gas, agua, petróleo y combinaciones de agua y aceite con diferente contenido de sólidos. No debe ser tóxico, corrosivo ni inflamable, pero sí inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales y además, estable a altas temperaturas. Debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones y debe ser inmune al desarrollo de bacterias.

Los procedimientos de las pruebas a realizadas en este estudio se basan en la teoría descrita en las siguientes normas:

- API RP-13B1 (Práctica Recomendada de Procedimientos Estándar para pruebas de campo de un fluido de perforación Base Agua).
- API RP-13I (Práctica Recomendada de Procedimientos Estándar para pruebas de laboratorio de fluidos de perforación).

#### **4.1.1 DENSIDAD DEL FLUIDO**

##### **4.1.1.1 Descripción**

Se mide con una balanza de lodo presurizada de suficiente precisión, debido a que es de gran importancia obtener mediciones del peso del lodo con un mínimo margen de error (0,1 lb/gal, 0,5 lb/pie<sup>3</sup> o 5 psi/1000 pies de profundidad). Esta balanza consiste en que la muestra de fluido puede ser

colocada en una taza de muestra de volumen fijo, bajo presión para minimizar el efecto del aire o gas atrapado sobre las mediciones de la densidad del fluido. Al presurizar la taza de muestra, el aire o gas atrapado se reducirá a un volumen despreciable, y de esta manera se llega a una medición para la densidad del fluido que se acercará más a la que se observa bajo las condiciones de fondo de pozo.

#### 4.1.1.2 Equipo

- La balanza de lodo se compone principalmente de una base sobre la cual descansa un brazo graduado con un vaso, tapa, bomba de presurización, válvula presurizadora, cuchillo, nivel de burbuja de aire, caballero y contrapeso. Se coloca el vaso de volumen constante en un extremo del brazo graduado, el cual tiene un contrapeso en el otro extremo.

El vaso y el brazo oscilan perpendicularmente al cuchillo horizontal, el cual descansa sobre el soporte, y son equilibrados desplazando el caballero a lo largo del brazo.

**FIGURA 4.1: BALANZA PRESURIZADA**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

#### 4.1.1.3 Procedimiento

1. Asentar la base del instrumento sobre una superficie plana y a nivel.
2. Tomar una muestra de fluido.
3. Medir la temperatura del fluido y registrar en la planilla del Informe de Fluidos de Perforación.
4. Quitar la tapa del vaso y llenar completamente el vaso, que deberá estar limpio y seco, con el fluido a ser sometido a prueba.
5. Poner la tapa sobre la taza con la válvula de retención hacia abajo, es decir, en la posición de abierta.

*Nota: Parte de la muestra del ensayo puede ser expulsada a través de la válvula.*

6. Deslizar la envoltura de la copa hasta por encima de la misma desde abajo, alineando la ranura con el brazo de la balanza. Enroscar la traba sobre la tapa presurizable y ajustar bien fuerte con la mano para asegurar que la tapa presurizable esté completamente asentada.
7. Llenar la bomba de presurización con la muestra a ensayar.
8. Empujar la nariz de la bomba contra la boca de presurización de la tapa.
9. Presurizar la taza con la muestra manteniendo una fuerza hacia abajo sobre la envoltura del cilindro. Al mismo tiempo, forzar la perilla hacia abajo, con una fuerza de entre 50 y 70 lbs y soltar la envoltura del cilindro. Remover la bomba.

*Nota: La válvula de retención en la tapa es accionada a presión. Cuando hay presión en la taza, la válvula de retención es empujada hacia arriba a la posición de cerrada.*

10. Limpiar el lodo que está fuera del vaso y secar el vaso.
11. Colocar el brazo sobre el soporte de la base, con el cuchillo descansado sobre el punto de apoyo.
12. Equilibrar moviendo el caballero a lo largo del brazo graduado. El equilibrio se logra cuando la burbuja se encuentra bajo la línea central.
13. Leer la densidad o el peso del lodo en el borde del caballero más cercano al vaso.

14. Registrar la medición con precisión de 0,1 lb/gal, 0,5 lb/pie<sup>3</sup> o 5 psi/1000 pies de profundidad o en Gravedad específica (SG).

$$SG = \frac{\text{lb/gal}}{8.345} \text{ o } \frac{\text{lb/pie}^3}{62.3} \text{ o } \frac{g}{\text{cm}^3}$$

## 4.1.2 PROPIEDADES REOLÓGICAS

### 4.1.2.1 Descripción

Se denomina reología al estudio de la deformación y flujo de la materia, que describen el comportamiento de fluidos en movimiento. Para lo cual se tiene dos equipos para determinar estas propiedades.

### 4.1.2.2 Equipo

#### 4.1.2.2.1 Embudo Marsh

El Embudo Marsh es usado para la medición de rutina en el campo, de la viscosidad del lodo de perforación.

- El embudo Marsh tiene un diámetro de 6 pulgadas en la parte superior y una longitud de 12 pulgadas. En la parte inferior, un tubo de orificio liso de 2 pulgadas de largo, con un diámetro interior de 3/16 pulgada, está acoplado de tal manera que no hay ninguna constricción en la unión. Una malla de tela metálica con orificios de 1/16 pulgada, cubriendo la mitad del embudo, está fijada a 3/4 de pulgada debajo de la parte superior del embudo.
- Taza graduada: un cuarto de galón.
- Cronómetro.

- Termómetro: 32 – 220 °F (0 – 105 °C)

**FIGURA 4.2: EMBUDO MARSH**



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

#### ***4.1.2.2.1 Procedimiento***

1. Manteniendo el embudo en posición vertical, tapar el orificio con un dedo y verter la muestra de lodo recién obtenida a través de la malla dentro de un embudo limpio, hasta que el nivel del fluido llegue a la parte inferior de la malla (1.500 ml.).
2. Retirar inmediatamente el dedo del orificio y medir el tiempo requerido para que el lodo llene el vaso receptor hasta el nivel de 1-qt indicado en el vaso.
3. Ajustar el resultado al segundo entero más próximo como indicación de Viscosidad Marsh. Registrar la temperatura del fluido en grados Fahrenheit o Celsius.

#### ***4.1.2.2.2 Viscosímetro Rotativo***

- Los viscosímetros de indicación directa son instrumentos de tipo rotativo accionados por un motor eléctrico o una manivela. El fluido de



perforación está contenido dentro del espacio anular entre dos cilindros concéntricos.

El cilindro exterior o manguito de rotor es accionado a una velocidad rotacional (RPM – revoluciones por minuto) constante. La rotación del manguito de rotor en el fluido impone un torque sobre el balancín o cilindro interior. Un resorte de torsión limita el movimiento del balancín y su desplazamiento es indicado por un cuadrante acoplado al balancín. Las constantes del instrumento han sido ajustadas de manera que se pueda obtener la viscosidad plástica y el punto cedente usando las indicaciones derivadas de las velocidades del manguito de rotor de 600 y 300 RPM.

- Cronómetro.
- Recipiente apropiado, como la taza que viene con el viscosímetro.
- Termómetro: 32 – 220 °F (0 – 105 °C)

**FIGURA 4.3: VISCOSÍMETRO ROTATIVO**

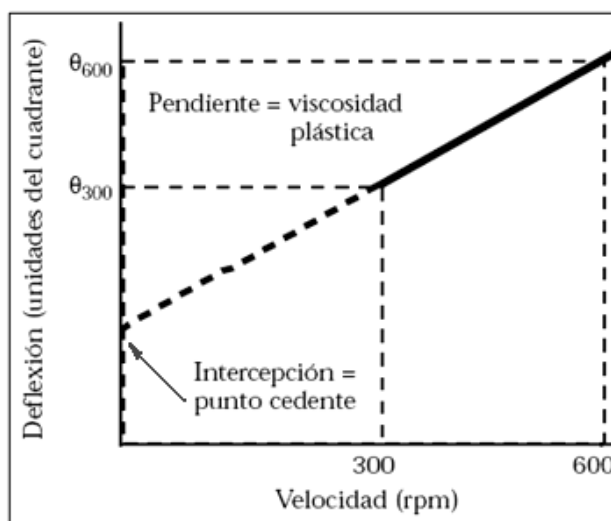


FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

**4.1.2.2.1 Procedimiento (VISCOSIDAD APARENTE, VISCOSIDAD PLÁSTICA Y PUNTO CEDENTE)**

1. Colocar la muestra recién agitada dentro de un vaso térmico y ajustar la superficie del lodo al nivel de la línea trazada en el manguito de rotor.
2. Calentar o enfriar la muestra hasta 120°F (49°C). Agitar lentamente mientras se ajusta la temperatura.
3. Arrancar el motor colocando el conmutador en la posición de alta velocidad, con la palanca de cambio de velocidad en la posición más baja. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar la indicación obtenida a 600 RPM. Cambiar las velocidades solamente cuando el motor está en marcha.
4. Ajustar el conmutador a la velocidad de 300 RPM. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar el valor indicado para 300 RPM.
5. Viscosidad plástica en centipoise = indicación a 600 RPM menos indicación a 300 RPM
6. Punto Cedente en lb/100 pies<sup>2</sup> = indicación a 300 RPM menos viscosidad plástica en centipoise.
7. Viscosidad Aparente en centipoise = indicación a 600RPM dividida por 2.

**FIGURA 4.4: CURVA TÍPICA DE CAUDALES PARA UN LODO DE PERFORACIÓN**



FUENTE: M-I SWACO  
ELABORADO POR: M-I SWACO

#### **4.1.2.2.2 Procedimiento (ESFUERZO DE GEL)**

1. Agitar la muestra a 600 RPM durante aproximadamente 15 segundos y levantar lentamente el mecanismo de cambio de velocidad hasta la posición neutra.
2. Apagar el motor y esperar 10 segundos.
3. Poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima en lb/100 pies<sup>2</sup> como esfuerzo de gel inicial. Si el indicador del cuadrante no vuelve a ponerse a cero con el motor apagado, no se debe reposicionar el conmutador.
4. Repetir las etapas 1 y 2, pero dejar un tiempo de 10 y 30 minutos y luego poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima como esfuerzo de gel a 10 minutos. Indicar la temperatura medida.

### **4.1.3 PÉRDIDA DE FILTRADO API**

#### **4.1.3.1 Descripción**

La propiedad de filtración o formación de paredes de un lodo es determinada con un filtro prensa API. Consiste en determinar la velocidad a la cual se fuerza un fluido a través del papel filtro, es realizada bajo condiciones de tiempo, temperatura superficial y presión de 100 psi. Después de la prueba se mide el espesor del revoque sólido que se ha asentado. Los resultados se registran como número de mililitros perdidos en 30 minutos.

#### **4.1.3.2 Equipo**

- Un filtro prensa API consta de una celda de lodo, un regulador de presión y un medidor montado encima de la caja de transporte o en la parte superior de la unidad de laboratorio móvil. Se usa un adaptador de acoplamiento para conectar la celda de regulador, simplemente

introduciendo el empalme macho de la celda dentro del empalme hembra del filtro prensa y dando un cuarto de vuelta en sentido horario. La celda se cierra en la parte inferior con una tapa provista de una tela metálica (o rejilla), colocando la tapa firmemente contra el papel filtro y girando hacia la derecha hasta que quede apretada a mano. Esto empuja la hoja de papel filtro contra la junta tórica que fue previamente introducida en la base de la celda. La presión es proporcionada por un pequeño cartucho de gas carbónico. Se proporciona una válvula de purga para aliviar la presión antes de desacoplar la celda. No se debe usar  $N_2O$ , óxido nitroso.

**FIGURA 4.5: FILTRO PRENSA API**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

#### **4.1.3.3 Procedimiento**

1. Mantener disponible una presión de aire o gas de 100 psi.
2. Asegúrese de que cada pieza de la celda esté limpia y seca, y que las empacaduras no estén deformes o gastadas.

3. Recoger una muestra de fluido.
4. Retirar la tapa de la parte inferior de la celda limpia y seca. Colocar la junta tórica en una ranura en buen estado y volver la celda al revés para llenarla. Cualquier daño mecánico podría perjudicar la hermeticidad de la celda. Obturar la entrada con un dedo.
5. Llenar la celda con lodo hasta  $\frac{1}{4}$  pulgada de la ranura de la junta tórica. Colocar el papel filtro (Nº 50 o equivalente) encima de esta. Colocar la tapa encima del papel filtro con las bridas de la tapa entre las bridas de la celda, y girar en sentido horario hasta que quede apretada. Invertir la celda, introducir el empalme macho de la celda dentro del empalme hembra del filtro prensa y girar en cualquier sentido para bloquear.
6. Colocar un cilindro graduado apropiado debajo del orificio de descarga de filtrado para recibir el filtrado.
7. Abrir la válvula de entrada aplicando presión sobre la celda. (Se puede observar que la aguja oscila rápidamente hacia abajo a medida que la presión llena la celda.)
8. La prueba de API dura normalmente 30 minutos. Al término de la prueba, cerrar la válvula. Después de desconectar la fuente de presión, la presión se purgará automáticamente. Retirar la celda.
9. Registrar el volumen de filtrado en el cilindro graduado con precisión del más próximo en mililitros, a menos que se especifique de otra manera.
10. Desmontar la celda, desechar el lodo y recuperar el papel filtro con mucho cuidado para perturbar lo menos posible el revoque. Lavar el revoque minuciosamente para eliminar el exceso de lodo. Medir el espesor del revoque y registrar la medida en  $\frac{1}{32}$  de pulgada.

#### **4.1.4 CONTENIDO DE ARENA**

##### **4.1.4.1 Descripción**

El contenido de arena del lodo se calcula usando una malla de arena.

La prueba de filtrado es de uso extendido en el campo, debido a lo sencillo de la operación.

#### 4.1.4.2 Equipo

- Cedazo de malla 200 (74 micrones), de 2 ½ pulgadas de diámetro (63,5 milímetros).
- Embudo de tamaño que se ajusta a la malla
- Tubo medidor de vidrio, marcado para señalar el volumen de lodo a ser añadido para leer el porcentaje de arena directamente en la parte inferior del tubo, el cual está graduado de 0 a 20%.

**FIGURA 4.6: EQUIPO PARA CONTENIDO DE ARENA**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

#### 4.1.4.3 Procedimiento

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Llenar de fluido el tubo de contenido de arena hasta la marca señalada.
3. Añadir agua hasta la siguiente marca.
4. Tapar con un dedo la apertura del tubo de contenido de arena y agitar energéticamente.

5. Verter el contenido del tubo de contenido de arena sobre el tamiz malla 200, añadir más agua al tubo, agitar y verter de nuevo sobre el tamiz malla 200.  
Repetir hasta que el agua de lavado esté clara.
6. Lavar cuidadosamente la arena retenida por la malla para quitar todo el lodo remanente.
7. Colocar el embudo en la parte superior de la malla. Introducir la extremidad del embudo dentro del orificio del tubo de vidrio. Usando un chorro fino de agua pulverizada, enjuagar la malla Para arrastrar la arena dentro del tubo.
8. Colocar el tubo en posición completamente vertical y dejar que se asiente la arena.
9. Usando las graduaciones del tubo de contenido de arena, leer el porcentaje de volumen de arena.

#### **4.1.5 CONTENIDO DE LÍQUIDOS Y SÓLIDOS**

##### **4.1.5.1 Descripción**

La retorta se emplea para determinar la cantidad de líquidos y sólidos en el fluido de perforación.

Se coloca una muestra de lodo (retortas de 10, 20 ó 50 ml están disponibles) dentro del vaso y se añade la tapa para expulsar parte del líquido. Esto garantiza un volumen correcto. La muestra es calentada hasta que los componentes líquidos se vaporicen.

Los vapores pasan a través de un condensador y se recogen en un cilindro graduado que suele ser graduado en porcentajes. El volumen de líquido, petróleo y agua se mide directamente en porcentajes. Los sólidos suspendidos y disueltos son determinados restando de 100% o leyendo el espacio vacío en la parte superior del cilindro.

#### 4.1.5.2 Equipo

- Kit de retorta completo, los instrumentos de retorta recomendados son unidades con una capacidad de 10, 20 o 50 cm<sup>3</sup>, con camisas externas de calentamiento.
- Receptor volumétrico JP
- Lana de acero fina
- Lubricante de alta temperatura
- Limpiatubos
- Cuchillo para enmasillar o espátula con hoja

**FIGURA 4.7: KIT DE RETORTA**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

#### 4.1.5.3 Procedimiento

1. Limpie y seque el ensamblaje de la retorta y el condensador.
2. Recoger una muestra de fluido y enfriarla aproximadamente a 80°F (27°C)
3. Desmontar la retorta y lubricar las roscas del vaso de muestra con grasa para altas temperaturas. Llenar el vaso de muestra con el fluido a probar casi hasta el nivel máximo. Colocar la tapa del vaso de muestra girando firmemente y escurriendo el exceso de fluido para obtener el



volumen exacto – se requiere un volumen de 10, 20 ó 50 ml. Limpiar el fluido derramado sobre la tapa y las roscas.

4. Llenar la cámara de expansión superior con virutas finas de acero y luego atornillar el vaso de muestra a la cámara de expansión. Las virutas de acero deberían atrapar los sólidos extraídos por ebullición. Mantener el montaje vertical para evitar que el lodo fluya dentro del tubo de drenaje.
5. Introducir o atornillar el tubo de drenaje dentro del orificio en la extremidad del condensador, asentándolo firmemente. El cilindro graduado que está calibrado para leer en porcentajes debería estar sujetado al condensador con abrazaderas.
6. Enchufar el cable de alimentación en el voltaje correcto y mantener la unidad encendida hasta que termine la destilación, lo cual puede tardar 25 minutos según las características del contenido de petróleo, agua y sólidos.
7. Dejar enfriar el destilado a la temperatura ambiente.
8. Leer el porcentaje de agua, petróleo y sólidos directamente en la probeta graduada. Una o dos gotas de solución atomizada ayudará a definir el contacto petróleo-agua, después de leer el porcentaje de sólidos.
9. Al final de la prueba, enfriar completamente, limpiar y secar el montaje de retorta.
10. Hacer circular un producto limpiador de tubos a través del orificio del condensador y del tubo de drenaje de la retorta para limpiar y mantener íntegro el calibre de los orificios.

#### **4.1.6 PRUEBA DE AZUL DE METILENO (MBT)**

##### **4.1.6.1 Descripción**

La capacidad de azul de metileno correspondiente a un fluido de perforación es un indicio de la cantidad de arcillas reactivas (bentonita y/o sólidos de

perforación) presentes, según se determina en base a una prueba con azul de metileno (MBT). La capacidad de azul de metileno ofrece una estimación de la capacidad total de intercambio catiónico (CEC) de los sólidos en los fluidos de perforación.

#### **4.1.6.2 Equipo**

- Matraz Erlenmeyer de 250 ml con tapón de caucho.
- Jeringa de 3 ml, bureta de 10 ml, pipeta de 10 ml.
- Micropipeta de 0,5 ml.
- Cilindro graduado de 50 ml.
- Varilla agitadora.
- Plancha caliente.
- Papel filtro API: 11 cm de diámetro, N° 1 o equivalente.
- Agua destilada

#### **4.1.6.3 Reactivos**

- Solución de ácido sulfúrico 5 N.
- Solución de azul de metileno: 1 ml = 0,01 miliequivalentes (m.e.) que contenga 3,74 g de azul de metileno de calidad USP ( $C_{16}H_{18}N_3SCl \cdot 3H_2O$ ) por litro.
- Peróxido de hidrógeno, solución al 3%.

#### **4.1.6.4 Procedimiento**

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Agregar 10 ml de agua destilada en el matraz Erlenmeyer.
3. Transferir 2 ml de la muestra de fluido (o un volumen adecuado de lodo que requiera de 2 a 10 ml de reactivo) al matraz Erlenmeyer; mover en redondo el frasco para dispersar la muestra.

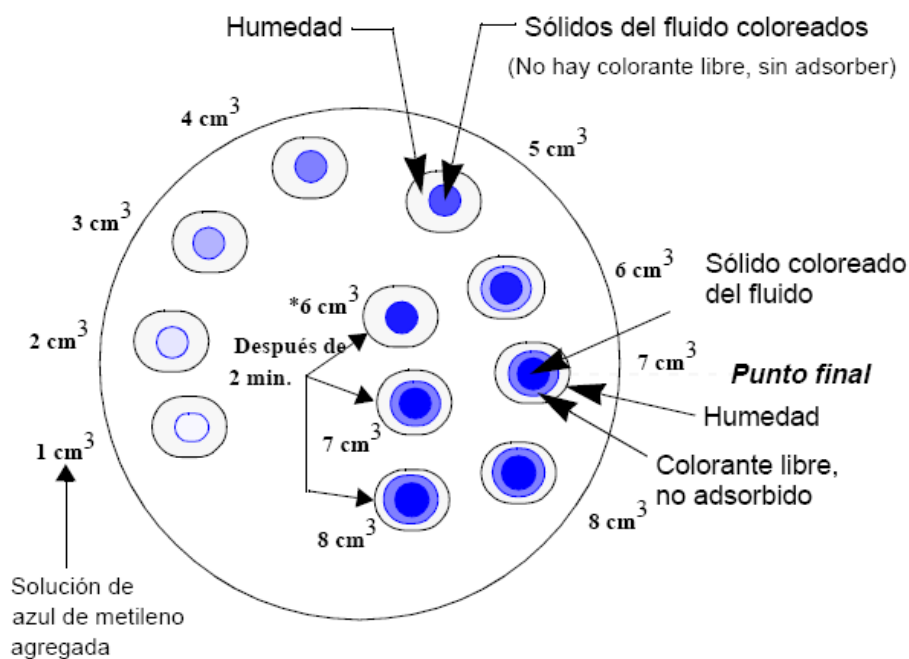
4. Agregar a la mezcla 15 ml de la solución de peróxido de hidrógeno de 3%.
5. Agregar a la mezcla 0.5 ml de la solución de ácido sulfúrico 5 N.
6. Colocar el matraz sobre el calentador hasta que hierva la mezcla, y hervir la mezcla a fuego lento durante 10 minutos.
7. Retirar el matraz del calentador y diluir la mezcla a 50 ml con agua destilada. Dejar enfriar la mezcla.
8. Agregar a la mezcla 0.5 ml de solución de azul de metileno.
9. Agitar el contenido del matraz Erlenmeyer durante unos 30 segundos.
10. Transferir con la varilla agitadora una gota de la mezcla al papel de filtro.

**TABLA 4.1: CARACTERÍSTICAS DE LA GOTA I.**

Si la gota...	Luego...
Forma un halo azul	Ir al paso 11
No forma un halo azul	Repetir los pasos 8 - 10

FUENTE: MANUAL DE FLUIDOS BAROID  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

**FIGURA 4.8 ENSAYOS POR GOTAS – TITULACIÓN CON AZUL DE METILENO**



FUENTE: BAKER HUGHES INTEQ  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

11. Agitar la mezcla durante 2 minutos.
12. Transferir con la varilla agitadora una gota de la mezcla al papel filtro.

**TABLA 4.2: CARACTERÍSTICAS DE LA GOTA II.**

<b>Si la gota...</b>	<b>Luego...</b>
Forma un halo azul	Este es el punto final. Ir al paso 13
No forma un halo azul	Repetir los pasos 8 - 12

FUENTE: MANUAL DE FLUIDOS BAROID  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

13. Registrar el volumen (ml) de solución de azul de metileno usado para llegar al punto final.
14. Calcular la capacidad de intercambio de cationes CEC del azul de metileno.

*CEC, meq/ml del fluido = ml de solución de azul de metileno / ml de muestra del fluido*

15. Capacidad de azul de metileno MBT

MBT según el sistema inglés (lb/bbl) = (cm<sup>3</sup> de azul de metileno/cm<sup>3</sup> de lodo) x 5

#### **4.1.7 CONCENTRACIÓN IÓNICA DE HIDRÓGENO (PH)**

##### **4.1.7.1 Descripción**

La medición en el campo del PH del fluido de perforación (o filtrado) y los ajustes del PH son operaciones críticas para el control del fluido de perforación. Las interacciones de la arcilla, la solubilidad de distintos componentes y la eficacia de los aditivos dependen del PH, al igual que el control de los procesos de corrosión causada por los ácidos y el sulfuro.

Existen dos métodos para medir el PH de un fluido de perforación base agua dulce:

1. Un método colorimétrico modificado, donde se utilizan cintas de papel PH.
2. El método electrométrico, usando el medidor electrónico de PH con electrodo de vidrio.

El método de las cintas de papel podría no resultar confiable si la concentración de la sal en la muestra es elevada. El método electrométrico está sometido a errores en las soluciones que contienen altas concentraciones de iones sodio, a menos que se utilice un electrodo de vidrio especial o se apliquen factores de corrección apropiados en el electrodo usual.

Deberá hacerse una corrección de temperatura si se aplica el método electrométrico para la medición del PH.

#### **4.1.7.2 Equipo**

##### ***4.1.7.2.1 Cintas de Papel pH (palillos Indicadores)***

Los palillos indicadores de PH están revestidos con indicadores cuyo color depende del PH del fluido donde se introducen los palillos. Se proporcionan tablas de colores estándar para fines de comparación con el palillo de prueba.

Las cintas de PH pueden ser de intervalo ancho, para permitir una estimación del PH con una precisión de 0,5, o más de intervalo estrecho, para una estimación del PH con una precisión de 0,2.

**FIGURA 4.9: CINTAS DE PAPEL PH**

FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

#### ***4.1.7.2.1.1 Procedimiento***

1. Coloque una cinta de papel indicador de 1 pulgada (25 mm) en la superficie del fluido y espere hasta que el líquido haya mojado la superficie del papel y el color se haya estabilizado (generalmente, no más de 30 segundos).
2. Compare el color en la parte del papel que ha estado en contacto con el fluido con los patrones de color que vienen con la cinta y estime el PH del fluido.
3. Registre el PH del fluido con una precisión de 0,5 o 0,2, dependiendo de la escala de la tabla de colores para el papel utilizado.

#### ***4.1.7.2.2 Medidor de PH Electrónico***

El medidor electrónico de PH tiene un sistema de electrodo de vidrio, un amplificador electrónico y un medidor calibrado en unidades de PH. Este medidor es preciso y proporciona valores de PH confiables, visto que está esencialmente libre de interferencias.

- Medidor de PH con electrodo.
- Termómetro.

- Soluciones amortiguadoras de pH (pH 7 y pH 10).
- Agua destilada.

**FIGURA 4.10: MEDIDOR DE PH ELECTRÓNICO**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

#### ***4.1.7.2.2.1 Procedimiento***

1. Recoger una muestra de fluido.
2. Dejar que la muestra de fluido y las soluciones amortiguadoras alcancen la temperatura ambiente.
3. Sumergir un termómetro limpio en la solución amortiguador pH 7 y medir la temperatura.
4. Ajustar el control de temperatura del medidor de pH a la temperatura de la solución amortiguadora.
5. Limpiar la punta de prueba con agua destilada y secarla con un paño suave que no tenga pelusa.
6. Sumergir la punta de prueba en la solución amortiguadora pH 7.
7. Dejar que la lectura se estabilice.
8. Fijar el medidor de pH para que marque 7.00 usando la perilla *standardize*.

9. Enjuagar con agua destilada y secar la punta de prueba.
10. Repetir los Pasos 6 y 7 sustituyendo la solución amortiguadora pH 7 por solución amortiguadora pH 10.
11. Ajustar a 10.00 la lectura del medidor usando la perilla de ajuste slope.
12. Controlar el medidor con la solución amortiguadora pH 7.
13. Enjuagar la punta de prueba con agua destilada y secarla.
14. Controlar nuevamente la calibración mediante repetición de los Pasos 6 al 10.  
*Nota: Si no se puede calibrar el medidor, reemplazar los electrodos y empezar de nuevo el procedimiento usando soluciones amortiguadoras frescas.*
15. Enjuagar con agua destilada y repasar a seco la punta de prueba.
16. Sumergir la punta de prueba en la muestra que se va a probar, y revolver.
17. Parar de revolver (después de 10-20 segundos) y esperar a que la lectura se estabilice.
18. Registrar el pH con aproximación de 0.1 de la unidad.

## **4.2 PRUEBAS QUÍMICAS**

### **4.2.1 DETERMINACIÓN DE CONTENIDO DE IÓN CLORURO**

#### **4.2.1.1 Descripción**

El objetivo de esta prueba es determinar el contenido de cloruros de un fluido de perforación base agua.

La prueba de sal, o cloruro, es muy importante en las áreas donde la sal puede contaminar el fluido de perforación. Esto incluye la mayoría de los campos de petróleo en el mundo. La sal puede provenir del agua de preparación, sacos, capas discontinuas, estratos o corrientes de agua salada.



#### 4.2.1.2 Equipo

- Solución de nitrato de plata: que contenga 4,791 g/L (equivalente a 0,001 g de ión cloruro por mililitro), la cual se deberá mantener, preferiblemente, en una botella color ámbar.
- Solución indicadora de cromato de potasio: 5 g/100 mL de agua.
- Solución de ácido: ácido sulfúrico o nítrico 0,02N
- Solución indicadora de fenolftaleína: 1 g/100 ml de alcohol al 50%.
- Carbonato de calcio: precipitado, de grado químicamente puro.
- Agua destilada
- Pipetas graduadas: una de 1 ml y otra de 10 ml.
- Recipiente de titulación: 100 a 150 ml, preferiblemente blanco.
- Varilla de agitación

#### 4.2.1.3 Procedimiento

1. Recoger muestra de filtrado usando el método de filtrado API.
2. Transferir 1 ml o más de filtrado al recipiente de titulación. Tomar nota del color del filtrado para el Paso 6.
3. Agregar 20 a 50 ml de agua destilada al filtrado del recipiente de titulación.
4. Agregar 10 a 15 gotas de solución indicadora de fenolftaleína.

**TABLA 4.3: COLOR DE LA MEZCLA**

<b>Si...</b>	<b>Luego...</b>
El color cambia a rosado o rojo,	Ir al paso 5.
No se observa cambio de color,	Ir al paso 6.

FUENTE: MANUAL DE FLUIDOS BAROID  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

5. Agregar lentamente la solución de ácido sulfúrico en el plato de titulación hasta que el color cambie de rosado o rojo al color original.

6. Agregar de 5 a 10 gotas de solución indicadora de cromato de potasio.
7. Llenar la pipeta de 10-ml con la solución de nitrato de plata.
8. Agregar la solución de nitrato de plata en el plato de titulación hasta que el color cambie de amarillo a naranja o naranja-rojo.
9. Registrar la cantidad en ml de solución de nitrato de plata usada.
10. Indicar la concentración iónica de cloruro del filtrado en miligramos por litro, calculada de la siguiente manera:

$$\text{Cl}^- \left( \frac{\text{mg}}{\text{l}} \right) = \frac{\text{ml de nitrato de plata } 0.0282N * 1000}{\text{ml de filtrado}}$$

## 4.2.2 DUREZA AL CALCIO

### 4.2.2.1 Descripción

En esta prueba se determina la concentración de iones de calcio en un fluido base agua.

### 4.2.2.2 Equipo

- Solución Versenate: 1 ml = 400 ppm Ca<sup>++</sup>
- Amortiguador de dureza.
- Indicador de dureza.
- Agua destilada.
- Pipeta serológica de 10 ml.
- Pipeta serológica de 5 ml.
- Cápsula para titulación.
- Pipetas volumétricas: una de 1 ml, otra de 2 ml y una tercera de 5 ml
- Plancha caliente (se requiere si el filtrado presenta un color oscuro).
- Acido acético glacial.
- Clorox o equivalente.

- Agente de enmascaramiento: mezcla 1:1:2 en volumen de trietanolamina: tetraetilen pentamina: agua (API).

#### 4.2.2.3 Procedimiento (dureza total como calcio)

1. Con la pipeta, lleve 1 ml de filtrado del fluido a una cápsula de titulación. Si el filtrado es transparente o con una coloración muy ligera, omita los pasos 2 al 5.
2. Agregue 10 ml de Clorox y mezcle.
3. Agregue 1 ml de ácido acético y mezcle.
4. Hierva durante 5 minutos. Mantenga el volumen agregando agua desionizada.
5. Enfríe y lave los lados del vaso de precipitados con agua desionizada.
6. Diluya hasta 50 ml con agua desionizada
7. Agregue tres medidas de amortiguador de dureza y dos de indicador de dureza.
8. Titule con solución Versenate, agitando el contenido de la cápsula de titulación hasta que el color del indicador cambie de vino tinto a azul1
9. Calcular la concentración de calcio en mg/L.

$$\text{Dureza del calcio} = \frac{(\text{ml THTS} * 400)}{\text{ml filtrado}} = \frac{\text{mg}}{\text{L}}$$

### 4.2.3 ALCALINIDAD DE FILTRADO Pf y Mf

#### 4.2.3.1 Descripción

En esta prueba se determinará las cantidades de iones solubles que contribuyen a la alcalinidad en un fluido de perforación base agua.

#### 4.2.3.2 Equipo

- Solución ácida valorada 0,02N (N/50): ácido sulfúrico o nítrico.  
*Nota: La solución ácida valorada 0,1N (N/10) puede ser empleada para determinar la alcalinidad del fluido. Multiplique los ml de ácido por 5, si se emplea ácido 0,1 N (N/10).*
- Solución indicadora de fenolftaleína: 1 g/100 ml de alcohol al 50
- Solución indicadora de anaranjado de metilo: 0,1 g por 100 cm<sup>3</sup> de agua.
- Recipiente de titulación: 100 a 150 ml, preferiblemente blanco
- Pipetas graduadas: una de 1 ml y otra de 10 ml.
- Jeringa o pipeta serológica: 1 ml
- Varilla de agitación.
- Medidor de pH.

#### 4.2.3.3 Procedimiento

1. Coloque un ml o más de filtrado en el recipiente de titulación. Agregue dos o tres gotas de solución indicadora de fenolftaleína. Si el color del indicador cambia a rosado, agregue ácido 0,02N (N/50) gota a gota, con la pipeta, mientras continúa agitando, hasta que el color rosado apenas desaparezca. Si el color de la muestra es tal que se enmascara el cambio de color del indicador, el punto final se toma cuando el pH cae a 8,3, según lo que se mide con el electrodo de vidrio
2. Registre Pf como el número de ml de ácido 0,02N (N/50) requeridos por ml de filtrado.
3. A la muestra que ha sido titulada hasta el punto final Pf, agregue dos o tres gotas de indicador de anaranjado de metilo. Agregue ácido, gota a gota, utilizando la pipeta, mientras continúa agitando, hasta que el color del indicador cambie de amarillo a rosado. Si el color de la muestra es tal que el cambio de color del indicador no es evidente, el punto final se

toma cuando el pH cae a 4,3, según lo que se mide con el electrodo de vidrio.

4. Registre  $M_f$  como los ml totales de ácido 0,02N (N/50) por ml de filtrado requeridos para alcanzar el punto final con el anaranjado de metilo (incluyendo los requeridos para el punto final  $P_f$ ).

#### **4.2.4 ALCALINIDAD DE LODO BASE AGUA $P_m$**

##### **4.2.4.1 Descripción**

La alcalinidad  $P_m$  se usa para determinar la alcalinidad de material alcalino soluble e insoluble de lodo. Esta prueba determina la alcalinidad ( $P_m$ ) de un lodo base agua.

##### **4.2.4.2 Equipo**

- Plato de titulación
- Jeringa 3-ml (sin aguja)
- Pipeta 5-ml
- Varilla agitadora
- Cilindro graduado 50-ml (250-ml para lodos de cal)
- 0.02N (N/50) solución de ácido sulfúrico
- Solución indicadora de fenolftaleína
- Agua destilada

##### **4.2.4.3 Procedimiento**

1. Recoger una muestra del fluido.
2. Pasar 1 ml de la muestra al plato de titulación usando la jeringa.
3. Agregar 50 ml de agua destilada en el plato de titulación y agitar. Observar el color de la mezcla para el Paso 5.

Nota: Para lodos de cal, usar 200 ml de agua destilada.

4. Agregar 10 a 15 gotas de solución indicadora de fenolftaleína en el plato de titulación y revolver.

**TABLA 4.4: COLOR DE LA MEZCLA**

<b>Si...</b>	<b>Luego...</b>
Aparece color rosado o rojo,	Vaya al Paso 5.
No hay cambio de color,	$P_m$ es igual a cero. Vaya al Paso 6.

FUENTE: MANUAL DE FLUIDOS BAROID  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

5. Agregar la solución de ácido sulfúrico en el plato de titulación de a una gota por vez hasta que el color cambie de rosado o rojo al color original.
6. Registrar la cantidad de solución de ácido sulfúrico usada (en ml) como  $P_m$ .

### **4.3 PRUEBAS ESPECIALES PARA UN FLUIDO BASE AMINA – GLICOL – PHPA**

#### **4.3.1 CONCENTRACIÓN DE PHPA**

##### **4.3.1.1 Descripción**

Este fluido está compuesto por un polímero de poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA) de alto peso molecular. Este polímero se encuentra en el fluido de perforación MAXDRILL-G+. La PHPA actúa como un coloide protector y funciona como estabilizador del pozo, los recortes (o ripios) y las lutitas. Al adherirse a ciertos sitios en las lutitas reactivas, inhibe la dispersión de los sólidos de la formación hacia el sistema de fluidos. Los fluidos MAXDRILL-G+

se basan en la tecnología de fluidos no dispersos y con bajo contenido de sólidos.

#### 4.3.1.2 Equipo

- Calentador eléctrico.
- Dos frascos Erlenmeyer de 125ml.
- Tapón de goma con tubo de vidrio a través de un agujero de ventilación.
- Tubo de vidrio de un octavo de pulgada.
- Tubo flexible.
- Pipeta de 5-ml.
- Jeringa de 5-ml.
- Agua destilada.
- Antiespumante a base de siliconas.
- Solución indicadora ( bromocresol verde y metilo rojo).
- Solución 5N hidróxido de sodio.
- Solución 2% de ácido bórico.
- Solución ácido sulfúrico 0.02N (N/50).

**FIGURA 4.11: EQUIPO Y REACTIVOS PARA CONCENTRACIÓN DE PHPA**



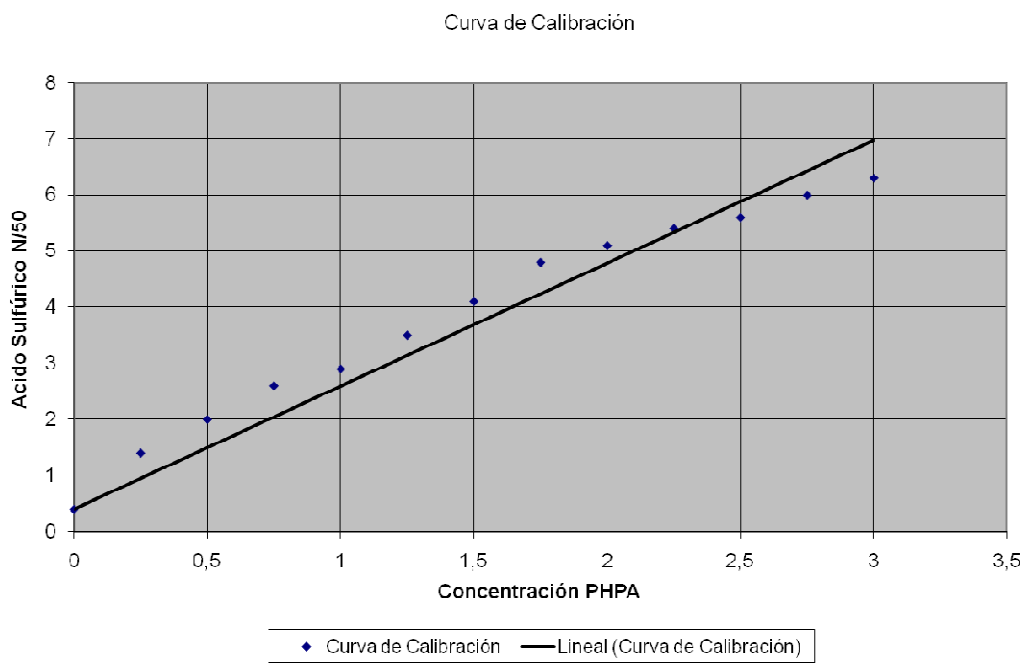
FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

#### 4.3.1.3 Procedimiento

1. Preparar una curva estándar trazando concentraciones conocidas de PHPA para un mínimo de cuatro soluciones (Ver Figura 4.12).
2. Obtener una muestra de fluido (lodo entero, sobrenadante, o filtrado).
3. Agregar lo siguiente en el frasco Erlenmeyer (reacción).
  - 50 ml de agua destilada
  - 10 ml de muestra a ser probada
  - 2 ml de antiespumante a base de siliconas
4. Agregar lo siguiente al otro frasco Erlenmeyer (recolección)
  - 30 ml de ácido bórico 2%
  - 4 a 6 gotas de solución indicadora
5. Colocar un extremo del tubo flexible en el tubo de vidrio y colocar el tubo de vidrio en el frasco de recolección.

*Nota: Asegurarse de que el extremo del tubo de vidrio esté sumergido en la solución de ácido bórico.*

**FIGURA 4.12: CURVA DE CALIBRACIÓN PARA DETERMINAR PHPA EN LODOS EN EL CAMPO.**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos



6. Fijar el otro extremo del tubo flexible al tubo de vidrio del tapón de goma.
7. Usar la jeringa de 5-mL para agregar 5 ml de hidróxido de sodio al frasco de reacción y ponerle inmediatamente el tapón al frasco.
8. Poner el frasco de reacción sobre el calentador eléctrico y llevar a hervor la solución.
9. Hervir la solución durante 45 a 55 minutos para destilar 25 ml de solución en el frasco de recolección.

**Advertencia:** Si se detecta olor a amoníaco mientras hierve la solución en el frasco de reacción, suspender inmediatamente la prueba y salir al aire fresco. Un olor a amoníaco indica fuga del frasco de reacción.

**Nota:** Mantener constante ebullición pues de lo contrario podría crearse vacío, lo que haría que se produzca flujo de fluido del frasco de recolección al frasco de reacción.

10. Retirar el tubo de vidrio del frasco de recolección y dejar enfriar el frasco.
11. Dosificar la solución del frasco de recolección con la solución de ácido sulfúrico hasta el punto final del indicador. El color cambiará de azul/verde a lavanda/rojo.
12. Registrar los ml de ácido sulfúrico usados.
13. Hallar los ml de ácido sulfúrico usados (eje de las Y) y las correspondientes lb/bbl de PHPA (eje de las X), haciendo uso del gráfico de curva estándar creado en el Paso 1.

## 4.3.2 PUNTO DE NUBE

### 4.3.2.1 Descripción

En este método se emplean las propiedades del punto de nube de un fluido BASE GLICOL. Una solución de GLICOL se prepara al 1% y se coloca en un vaso de precipitado con agua, sobre un dispositivo de calentamiento. La temperatura se aumenta hasta que el fluido BASE GLICOL se convierta en una

solución totalmente nubosa. Si esta nubosidad no se presenta a una temperatura lo suficientemente baja, entonces se puede reducir el punto de nube aumentando la salinidad de la solución mediante la adición de una cantidad medida de la sal que se está utilizando.

#### 4.3.2.2 Equipo

- Termómetro Bimetálico 0 – 500°F
- Probeta 50 mL.
- Balón Volumétrico de 100 mL.
- Vaso de precipitación de 500 mL.
- Plancha de Calentamiento.
- Glymax de Evaluación
- Agua destilada

**FIGURA 4.13: EQUIPO PARA DETERMINAR PUNTO DE NUBE**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

#### 4.3.2.3 Procedimiento

1. Preparar una solución al 1% del producto a ser evaluado con agua destilada.

2. En una temperatura menor a 30°C agitar suavemente hasta obtener una solución totalmente homogénea.
3. En una probeta de 50 mililitros agregar la solución preparada hasta llenar 50 mililitros de medida.
4. Poner en un vaso de precipitación de 500 mililitros agua fresca, para hacer un baño maría.
5. Poner la probeta con la solución en el vaso preparado para calentar.
6. Introducir el termómetro bimetálico en la probeta y poner la probeta dentro del vaso de calentamiento.
7. Observar la solución y la temperatura constantemente hasta llegar a ver la solución totalmente nubosa.
8. Anotar la temperatura a la que ocurre este fenómeno.
9. Dejar enfriar hasta ver que la solución vuelve a su estado inicial.

### **4.3.3 CONCENTRACIÓN DE INHIBIDOR**

#### **4.3.3.1 Descripción**

Muchos estabilizadores de arcilla (KCI) determinan las concentraciones de residuos del producto por un método indirecto. Normalmente estos métodos cuentan iones de la sustancia que proporciona la estabilización de la arcilla. Si bien este método funcionará si tanto el estabilizador de arcilla y el contador de iones son adsorbidos por la arcilla, si la sustitución de sodio en la red de arcilla ocurre, el contador de iones debe permanecer en la solución. Si el mecanismo de estabilización de la arcillas prevalece entonces el análisis de lodo utilizado con el método de contador de iones mostrará niveles mucho más altos que los que están realmente presentes. Una manera de evitar esta imprecisión es un método directo de análisis. El procedimiento está diseñado para que determine la concentración disponible del Inhibidor. Dado que los sólidos perforados contendrán algunas arcillas, algunos de los Inhibidores serán atados con estos sólidos. El inhibidor está vinculado con los sólidos que no están disponibles para proporcionar la estabilización de arcilla. Debido a su estructura única, el

análisis de Inhibidor por un método directo es posible. Este método es capaz de distinguir entre las concentraciones totales del Inhibidor y las concentraciones de Inhibidor disponibles valiéndose del aparato kit de lodo.

Para la mayoría de los propósitos, la determinación de las concentraciones de Inhibidor disponible debe ser suficiente. Si la concentración residual de Inhibidor es mucho más de lo esperado, determinar la concentración total de Inhibidor ayudará a evaluar si el producto se consume en el fondo del pozo o en los sólidos de perforación.

#### **4.3.3.2 Equipo**

- Solución de KOH 8N.
- Ácido Sulfúrico 50N.
- Solución Indicadora de fenolftaleína.
- Retorta de lodo.
- Pipeta de 10 ml.
- Vaso de 50 ml.

#### **4.3.3.3 Procedimiento**

1. Recoger un mínimo de 4 ml o un máximo de 9 ml de filtrado de una prueba de la pérdida de fluidos. Anote el número de ml de filtrado. Cuanto más filtrado se recoja más precisos serán los resultados.
2. Añadir 1 ml de KOH 8 N al filtrado y llevarlo a un volumen total de 10 ml (si es necesario) utilizando agua destilada.
3. Retire el conjunto de réplica del bloque aislante. Retire la cámara baja de lodo del ensamble de la retorta y limpie bien con la espátula proporcionada.
4. Llenar la cámara alta del ensamble de la retorta con lana de acero. La falta de lana de acero en cámara alta se traducirá en la transferencia del KOH en el buque receptor, invalidando los resultados.

5. Transferir el filtrado a la cámara de lodo en el ensamble de la retorta. Colocar la tapa de nivelación del ensamble y quite el exceso de líquido. (De haberlo deberá ser mínimo el exceso)
6. Colocar la grasa de los bordes de la cámara de lodo con una grasa de alta temperatura, y el tornillo de la cámara de lodo en la cámara alta, apretando con la espátula proporcionada.
7. Colocar una probeta de 10 mL en el tubo del condensador. Conecte la retorta y siga calentando hasta que la luz se apague. (Los líquidos puede parecer que han dejado de fluir antes de esto, sin embargo, los resultados más exactos se obtienen siguiendo el procedimiento hasta que la luz piloto se apague).
8. Transferir el destilado de la probeta de 10 ml en un vaso de 50 ml. Enjuagar la probeta con agua destilada y transferir al mismo vaso de 50 ml. Llevar a un volumen total de aproximadamente 30 ml con agua destilada.
9. Añadir 2 gotas de fenolftaleína a la solución. Si el inhibidor está presente, la solución debe tornarse a un color rosa. Si la solución queda claro, entonces el inhibidor no está presente.
10. Llenar una pipeta de 10 ml con solución de ácido sulfúrico N/50. Añadir gota a gota a la solución del paso 9, mientras se esta agitando hasta que se produzca el cambio del color rosa a claro. Asegúrese de que todos los rastros de color rosa se retiran de la solución.
11. Registrar los ml de ácido sulfúrico N/50 requeridos..

## CÁLCULOS

INHIBIDOR DISPONIBLE:

$$\text{Inhibidor Disponible} \frac{l}{m^3} \text{ en la Fase de Agua} \\ = \frac{(\text{ml Ácido Sulfúrico}) \times 3.65}{(\text{ml Filtrado Recolectado})}$$

$$\begin{aligned}
 & \text{Inhibidor Disponible en el Lodo} \left( \frac{l}{m^3} \right) \\
 &= \left( \frac{l}{m^3} \text{ Inhibidor Disponibl en la fase de agua} \right) \\
 & \times \text{Volumen de Fracción de Agua en el Lodo}
 \end{aligned}$$

#### 4.3.4 PRUEBA DE LUBRICIDAD

##### 4.3.4.1 Descripción

La combinación OFI extrema presión y Lubricímetro, es un instrumento de alta calidad usado para medir la calidad lubricante de los fluidos de perforación, y provee datos para evaluar el tipo y cantidad de aditivos lubricantes requeridos para prevenir la tasa de desgaste de las partes mecánicas en sistemas conocidos de fluidos.

La resistencia friccional a la rotación de la sarta de perforación se denomina torque, y la resistencia friccional para elevar y bajar la sarta de perforación se denomina arrastre. Se han usado diferentes materiales como aditivos de lodo cuando se desea mejorar la lubricidad. Ejemplos de tales materiales son: bentonita, grafito, asfalto, diesel y crudo, mica fina y cascara de nuez finamente molida. La lubricidad o el arrastre superficie-superficie de un fluido de perforación es una propiedad de especial importancia en los pozos de perforación direccionales. La fricción entre la sarta de perforación y el hueco perforado siempre está presente cuando se perfora un hueco fuera de la verticalidad, y la mayoría de los pozos perforados desde plataformas fijas offshore son completados con huecos desviados.

La prueba de lubricidad, la cual es la más común de los dos ensayos mencionados, mide la resistencia del fluido (características lubricantes) entre dos superficies móviles de acero endurecidas a una fuerza de 100 libras. Esto se traslada sobre el fluido intermedio a una presión de 5000 a 10000 psi. Se presiona un bloque de acero contra un anillo de acero en rotación y se lee

directamente en un dial colocado sobre el brazo de torque la carga aplicada en plg-lb. El ensayo EP se realiza aplicando una fuerza medida con el brazo de torque a una copa rotativa sensitiva al torque. Esta operación produce una indicación de la resistencia fílmica del fluido ensayado.

Coeficiente de Fricción =  $F/W$ ; donde:

F: es la fuerza friccional requerida para deslizar las superficies del bloque y del anillo, una a través de otra a una velocidad dada, y se mide por el número de amperes requeridos para hacer girar el anillo de ensayo a un número preestablecido de revoluciones por minuto (rpm).

W: es la carga o fuerza con la cual el bloque de ensayo es presionado contra el anillo de ensayo, a través del brazo de torque.

#### 4.3.4.2 Equipo

- Lubricímetro
- Cronómetro
- Agua destilada
- Muestra de fluido a probar.
- Limpiador en polvo.

**FIGURA 4.14: LUBRICÍMETRO**



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

#### 4.3.4.3 Procedimiento

1. Limpie el anillo y el bloque de ensayo con un limpiador en polvo de utilización general que contenga Clorinol, y enjuague completamente con agua. Antes de comenzar el ensayo, todas las partes del instrumento y el área de la muestra deberán estar limpias. Esto incluye la copa de acero inoxidable, la porción expuesta del cojinete o buje, la tuerca de retención de la copa, el portabloque y la parte inferior del eje.
2. Coloque el anillo para el ensayo de lubricidad sobre el eje principal y, usando una llave inglesa, asegúrelo con la tuerca de retención del anillo. Asegúrese que el anillo se asiente encuadrándose sobre los ahuecamientos del eje. Evite tocar el lado exterior del anillo de ensayo, para evitar la contaminación que provocará resultados incorrectos en el ensayo.
3. Coloque cuidadosamente el bloque de ensayo en el portabloque, con el lado cóncavo mirando hacia afuera y alinéelo con el anillo de ensayo.
4. Encienda el instrumento y deje que el mismo corra por aproximadamente 15 minutos. Rote la perilla de control de velocidad hasta que el indicador registre 60 rpm.
5. Después de los 15 minutos, lleve el torque a cero, ajustando la perilla hasta que el registro de torque sea cero. Corra la unidad durante aproximadamente 5 minutos más y ajuste nuevamente si fuese necesario.
6. Llene la copa de acero inoxidable con agua desionizada y coloque el apoya copa en un nivel inferior. Eleve el apoya copa hasta que el anillo esté sumergido y asegurado en su lugar con el tornillo de mariposa.
7. Posicione el brazo de torque de tal forma que este encaje dentro de la porción cóncava de la abrazadera del brazo de torque. Gire el ajuste de torque manual en dirección a las agujas del reloj, hasta que se hayan aplicado 150 plg-lb de torque al bloque de ensayo. Nunca aplique torque al anillo de ensayo a menos que esté sumergido en un fluido. Si fuese necesario, ajuste la velocidad rotacional de 60 rpm.



8. Deje que la máquina corra por 5 minutos y luego chequee la lectura de torque. La misma debería estar entre 33 y 36 y debería ser estable hasta  $\pm 2$ . El coeficiente de fricción (F/W) es la lectura de la medida de torque dividida por 100 (150 plg-lb @ 1 .5 plg produciendo 100 psi). El valor del coeficiente de fricción para el agua debería ser de 34 a 60 rpm y 150 plg-lb de fuerza, si toda la estructura metalúrgica del anillo-bloque fuera la misma. Debido a que esto no siempre se cumple, se deberá usar un factor de corrección en la lectura de 34. Si el valor de coeficiente de fricción para el agua está en este rango, proceda hasta el paso 9. Si el instrumento no está en este rango, vaya a la sección de estandarización del bloque de ensayo descrita más abajo.
9. LIMPIEZA: Rote manualmente el ajuste de torque en contra de las agujas del reloj hasta que el torque registrado sea cero. Baje el soporte de la copa y descargue el fluido. Limpie cualquier fluido remanente en la copa, el bloque de ensayo, el portabloque y el anillo de ensayo.
10. Mezcle la muestra de fluido durante al menos 10 minutos. Luego asegúrese que el instrumento esté limpio de cualquier ensayo previo. Vuelque la cantidad deseada de fluido de ensayo dentro de la copa de acero inoxidable. Coloque sobre el portacopa y eleve hasta que todas las superficies metálicas, por ejemplo, el portabloque y el anillo de ensayo, se encuentren completamente sumergidas en el fluido. Ajuste con el tornillo de mariposa.
11. Gire la perilla de control de velocidad hasta que el indicador registre 60 rpm. Ajuste el torque a cero con la perilla de ajustamiento hasta que el mismo sea cero. Corra el ensayo durante aproximadamente 5 minutos y ajuste si fuera necesario.
12. Gire manualmente el ajuste de torque en dirección a las agujas del reloj, hasta que se haya aplicado un torque de 150 plg-lb al bloque de ensayo. Deje que el instrumento corra durante 3 a 5 minutos.
13. Luego de que hayan pasado los 3 a 5 minutos, registre la lectura de torque y libere el torque sobre el brazo.
14. Repita los pasos 10 a 13 usando idéntico fluido, o una nueva muestra que contenga los lubricantes a ensayar agregados al fluido.

$$\text{Coeficiente de Lubricidad del Lodo} = \frac{\text{Lectura Medida}}{100} \times \text{Factor de Corrección}$$

$$\% \text{ Reducción de Torque a una Carga dada} = \frac{A_L - B_L}{A_L} \times 100$$

Donde,

$A_L$ : Lectura de torque de un lodo no tratado bajo una fuerza igual a  $B_B$

$B_L$ : Lectura de torque de un lodo tratado bajo una fuerza igual a  $A_L$

15. Apague el interruptor del instrumento. Baje el portacopa y gire la abrazadera del brazo de torque hacia arriba y para afuera. Gire hacia el brazo de torque para permitir la remoción del bloque de ensayo. Remueva el bloque de ensayo y lávelo vigorosamente con agua. Remueva la copa y descargue el fluido de ensayo. Usando un limpiador en polvo que contenga Clorinol o equivalente, lave y limpie el eje principal, la cabeza de tornillo embebida, el portabloque, el buje ajustable, el anillo de ensayo y la tuerca de retención de la copa, luego remueva esta del eje.

#### **4.4 PRUEBAS PARA DETERMINAR EL EFECTO DE INHIBICIÓN SOBRE COMPONENTES ARCILLOSOS Y LUTITAS**

Problemas tales como tubería pegada, pozo estrecho, empaquetamiento y derrumbe, tienen relación con la estabilidad de las lutitas y componentes arcillosos. Los ensayos usados para determinar si una lutita específica es propensa a causar problemas se analizan con varias pruebas de laboratorio para tratar de cuantificar esta interacción química entre varios lodos base agua y una lutita en particular. Estas pruebas incluyen:

- Clasificación de lutitas con Prueba de azul de Metileno (CEC y contenido de arcilla).
- Pruebas de tiempo de succión capilar (CST).
- Pruebas de dispersión de lutitas
- Pruebas de hinchamiento lineal (MHL).
- Prueba de inmersión visual.
- Pruebas de hidratación (rendimiento).
- Pruebas de dureza de los recortes.
- Prueba de presión confinada.
- Prueba de dureza de la lutita.

A las 4 primeras pruebas en conjunto se les considera los mejores indicadores para caracterizar arcillas y su posterior inhibición, para obtener resultados cercanos a la realidad. La mayoría de las veces, el medidor de hinchamiento lineal es usado para evaluar los diferentes niveles de inhibición de las sales u otros inhibidores iónicos (como el calcio y el potasio). Este dispositivo no es adecuado para tratar de evaluar el efecto de los agentes puenteantes como el asfalto, los glicoles, o los polímeros encapsuladores como la PHPA y la PAC.

Debido a que el sistema de fluidos contiene Glicol (Glymax) y PHPA (Synerfloc A25D) como componentes principales junto a las Aminas (Maxdrill), la prueba de hinchamiento lineal no será un indicio real de el efecto inhibidor del sistema, por este motivo en el presente estudio se realizan la Prueba de Azul de Metileno, Tiempo de Succión Capilar y Dispersión de Lutitas.

La prueba de Erosión o Dispersión se usa con el ensayo CST para determinar el sistema de lodo recomendado para perforar a través de una formación de lutitas específicas. Primero se realiza un ensayo CST para determinar el inhibidor más adecuado para la lutita. Luego se hacen ensayos con una variedad de lodos.

## **4.4.1 CAPACIDAD DE AZUL DE METILENO PARA SÓLIDOS PERFORADOS**

### **4.4.1.1 Descripción**

La capacidad de azul de metileno de sólidos perforados puede ser determinada mediante un proceso que es similar a la usada para fluido de perforación. La capacidad de azul de metileno es un estimado de la capacidad de intercambio catiónico de los sólidos perforados. La verdadera capacidad de intercambio catiónico de los sólidos perforados probablemente será algo superior a la capacidad de azul de metileno.

La solución de azul de metileno se utiliza para valorar una muestra de los sólidos de perforación secos, molidos y tratados con un dispersante fuerte y un agente oxidante. La dispersión de la muestra de sólidos de perforación es valorada con solución de azul de metileno hasta que aparezca un “halo” azul alrededor de una gota de sólidos de perforación sobre un papel filtro.

### **4.4.1.2 Equipo**

- Solución Azul de Metileno.
- Pirofosfato Tetrasódico al 2%.
- Peróxido de Hidrogeno al 3%.
- Ácido sulfúrico diluido 5N.
- Matraz Erlenmeyer 250 mL.
- Probeta de 10 mL, micropipeta de 0,5 mL o pipeta graduada de 1 mL.
- Cilindro graduado de 50 mL.
- Varilla agitadora.
- Plancha de calentamiento.
- Agitador magnético.
- Papel filtro No. 1 Whatman.
- Horno de secado: 220°F (105°C)

- Mortero
- Tamiz de malla No. 200 equivalente a 75 micrómetros.
- Balanza de sensibilidad 0,05 g.

**FIGURA 4.15: EQUIPO DE PRUEBA DE AZUL DE METILENO**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

#### 4.4.1.3 Procedimiento

1. Limpiar todas las señales de fluido de perforación de la muestra de los sólidos perforados y secar a 220°F (105°C) por dos horas.
2. Moler los sólidos perforados a un polvo fino usando el mortero y pasar a través del tamiz de malla 200.
3. Pesar 1.0 gramos de los sólidos perforados menores a 75 micrómetros y agregar a un matraz Erlenmeyer que contiene 25 ml de Pirofosfato Tetrasódico al 2%.
4. Mezclar bien y hervir suavemente por 10 minutos. No permitir que hierva a sequedad.
5. Agregar 15 ml de peróxido de hidrógeno y 1 ml de ácido sulfúrico. Hervir suavemente por unos 10 minutos adicionales. Enfriar a temperatura ambiente y diluir hasta 50 ml con agua.
6. Agregar solución de azul de metileno en el matraz en incrementos de 1 ml mientras se agita con el agitador magnético. Si la cantidad aproximada de la solución de azul de metileno necesaria para alcanzar el punto final es conocido de pruebas previas, se puede utilizar

incrementos más grandes en le comienzo de la valoración. Después de cada adición, mezclar el contenido del matraz por 30 segundos y remover una gota de suspensión con la varilla de agitación y poner sobre el papel filtro. El punto final inicial de la valoración es alcanzado cuando aparece colorante como un anillo azul tenue o halo que rodea los sólidos teñidos.

7. Cuando el punto final inicial es detectado, remover el matraz por unos 2 minutos adicionales y poner otra gota sobre el papel de prueba. Si el anillo azul es otra vez evidente, el punto final a los dos minutos ha sido alcanzado. Si el anillo no aparece, continuar como en el paso 6 hasta tomar una gota después de agitar 2 minutos muestre el tinte azul.
8. Continuar agitando unos 10 minutos adicionales y poner otra gota sobre el papel de prueba. Si el anillo azul es otra vez evidente el punto final a los diez minutos ha sido alcanzado. Si el anillo no aparece, continuar como en el paso 6 hasta tomar una gota después de agitar 30 segundos muestre el tinte azul.

Capacidad de azul de metileno de Sólidos Perforados – Cálculos.

$$MBT \text{ de sólidos perforados, } \frac{meq}{100g} = \frac{\text{solución de azul de metileno, mL}}{\text{peso de muestra de sólidos perforados, g}}$$

## 4.4.2 PRUEBA DE DISPERSIÓN

### 4.4.2.1 Descripción

Las pruebas de dispersión usan fragmentos de lutita (o recortes) de granulometría determinada para medir la cantidad de dispersión que ocurre cuando estos fragmentos son sumergidos en un fluido de perforación y rolados por un periodo determinado.

La prueba de dispersión de las lutitas se usa para medir el efecto dispersante

que un fluido tendrá sobre un tipo específico de lutitas.

Los resultados de la prueba se obtienen en porcentaje de erosión o dispersión. El porcentaje de erosión o dispersión se calcula en base a la pérdida de peso medida después que la muestra ha sido rolada durante 16 horas a 150°F (65°C).

Un porcentaje de erosión menor del 5 por ciento indica que la lutita no se erosiona en el fluido probado.

La prueba de dispersión es excelente para evaluar la eficacia de los polímeros encapsuladores. Se trata de una de las mejores pruebas para obtener una indicación del sistema de lodo que será más compatible con una lutita en particular y del rendimiento real que este sistema tendrá en el campo.

#### 4.4.2.2 Equipo

- Horno de rolado.
- Horno de secado MEMMERT.
- Celdas de rolado de envejecimiento.
- Balanza electrónica de 4 decimales.
- Tamices de malla 10 y malla 20.
- Desecador.

**FIGURA 4.16: HORNO DE ROLADO**



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

#### 4.4.2.3 Procedimiento

1. Limpiar lutitas con agua fresca y secar a 105 grados centígrados.
2. Tamizar una muestra de lutita para obtener partículas que pasan a través de un tamiz malla 10, pero que no pasan por un tamiz malla 20.
3. Pesar 3.0 gramos de muestra para cada solución. Registrar el peso exacto de la muestra como WI peso inicial de la muestra en gramos.
4. Agregar lutita en las celdas de rolado de envejecimiento con 400 mililitros de fluido. Rolar en caliente por 16 horas a 150°F (65°C).
5. Sacar las celdas de rolado del horno, enfriar y luego verter el contenido en el tamiz de malla número 20.
6. Enjuagar bien la celda de rolado con agua destilada y verter esto en el tamiz entonces todos los sólidos son retenidos.
7. Secar los sólidos retenidos en el horno a 105°C.
8. Depositar los sólidos dentro del desecador durante 30 minutos.
9. Tamizar las lutitas a través de la malla número 20. Mantener las lutitas que se retienen en la malla y volver a pesar ésta. Registrar el peso exacto de las lutitas como WF peso final de la muestra perdida.
10.  $(WI - WF)$  es la cantidad dispersa.

#### 4.4.3 PRUEBA DE TIEMPO DE SUCCIÓN CAPILAR (CST)

##### 4.4.3.1 Descripción

El concepto del CST ha sido ampliamente usado para estudiar las propiedades coloidales de las suspensiones de arcilla, y en la industria petrolera se usa para caracterizar lutitas y para optimizar la concentración de electrolitos en los fluidos de perforación, para minimizar su efecto sobre las formaciones arcillosas.

Los estudios de CST de sistemas acuosos utilizan la succión de la presión



capilar en un papel poroso, lo cual tiene un efecto sobre la filtración. Cuando una suspensión se filtra bajo la influencia de esta presión de succión, la velocidad a la cual el filtrado pasa a través del medio filtrante, desde la suspensión, es controlado predominantemente por la filtrabilidad de la suspensión. El dispositivo CST mide automáticamente el tiempo que tarda una determinada cantidad de agua de una lechada en trasladarse radialmente entre dos electrodos sobre el papel de filtro poroso grueso.

La prueba CST mide las propiedades hidratantes y de dispersión de las lutitas por simulación de las fuerzas cortantes y químicas presentes durante la perforación. Para la prueba CST, el contenido de sólidos en las lutitas y el tiempo de mezclado son mantenidos constantes, mientras que las características químicas tales como el pH y la salinidad se hacen variar.

#### 4.4.3.2 Equipo

- Equipo CST
- Celda Licuadora de 100 mililitros.
- Jeringuilla de 2 mililitros.
- Papel para CST.
- Balanza electrónica.
- Agua destilada.

**FIGURA 4.17: EQUIPO CST**



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

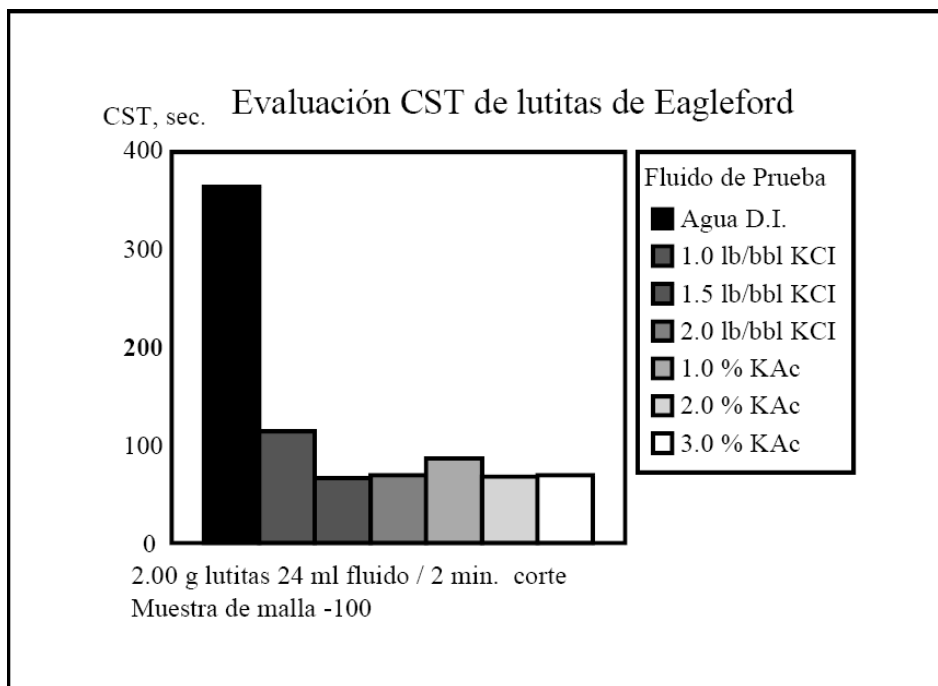
#### 4.4.3.3 Procedimiento

1. Limpiar y secar el cabezal de ensayo.
2. Colocar el papel filtro especial en la parte superior del soporte del cabezal de ensayo, y coloque el bloque conteniendo las probetas o sondas de acero inoxidable en él, con el lado de la probeta mirando hacia abajo, sobre la parte superior del papel filtro.
3. Lavar la muestra y pasar lutitas secas a través de tamiz de malla número 20 hasta obtener tres gramos.
4. Moler la muestra en el mortero, hasta que pase a través del tamiz de malla No. 100, luego pesar un gramo.
5. Poner la muestra pesada en la celda licuadora.
6. Preparar 100 ml de una solución base agua destilada con una concentración de inhibidor requerida.
7. Luego poner la solución preparada dentro de la celda licuadora.
8. Licuar la solución por un minuto e inmediatamente tomar una muestra de solución de aproximadamente 2 mililitros con una jeringuilla.
9. Poner la solución preparada dentro del cabezal de ensayo CST.
10. Esperar por el “beep” y leer el tiempo de succión capilar.
11. Remover cuidadosamente la parte superior del cabezal de ensayo. Remueva el papel de CST de la base y descártelo. Limpiar vigorosamente con un paño y seque el cabezal de ensayo.
12. Repetir al menos un mínimo de tres medidas por muestra, y realice un promedio de CST.

**Interpretación.-** Los resultados de la prueba CST son graficados para mostrar el valor de CST en tiempo según el tipo de fluido a prueba. El valor de CST es una indicación de la permeabilidad. Las partículas muy dispersables dan valores de baja permeabilidad de la costra y alto CST. Las partículas floculadas dan valores de alta permeabilidad de la costra y bajo CST. El valor de CST depende del tipo de sólidos y el contenido de la lechada, el grado de mezclado, PH, salinidad, tipo y concentración de desfloculante o dispersante, y tipo y concentración de polímeros.

Los resultados del ensayo CST muestran los efectos inhibidores de varias sales y sus concentraciones en la dispersión de una lutita. Como podemos observar en la figura 4.18 los menores tiempo de succión capilar están dados por los fluidos de KCl de concentración 1.5 lb/bbl y el fluido de KAc al 2%.

**FIGURA 4.18: RESULTADOS DE LA PRUEBA CST.**



FUENTE: MANUAL DE FLUIDOS BAROID  
ELABORADO POR: MANUAL DE FLUIDOS BAROID

## **CAPÍTULO 5**

### **ANÁLISIS DE RESULTADOS DE INHIBICIÓN DE COMPONENTES ARCILLOSOS.**

#### **5.1 RECOLECCIÓN DE SÓLIDOS PERFORADOS**

Basados en datos geológicos y de perforación se conformó la prognósis geológica del pozo PX-1.

Ayudados en la prognósis geológica del pozo PX-1 , la cual determina topes y bases aproximados de las formaciones, se procedió a tomar muestras de sólidos de las zarandas con intervalos de profundidad de 30 pies desde la formación Orteguaza hasta Tiyuyacu y con intervalos de 10 pies desde la formación Tena hasta la Lutita Napo, debido a que estas muestras no son únicamente utilizadas para este estudio, sino también para estudios de las arenas de la Formación Napo ya que son de interés por ser un campo nuevo.

La prognosis geológica del pozo PX-1 está en la figura 5.1

Como es conocido una vez en superficie los sólidos son tratados en equipos especiales para eliminar los sólidos gruesos y medianos (> 74 micrones), permitiendo la recirculación al pozo del lodo tratado.

Hay que tener en cuenta que en el momento de la recolección de sólidos el número de la malla de la zaranda era de 175 micrones, con esto se garantiza una pérdida mínima de material arcilloso, recolectando granos de tamaños gruesos, medianos y coloidales.

FIGURA 5.1: PROGNÓISIS DEL POZO PX-1

GEOLOGICAL TOPS									
FORMATION	PROGNOSIS			CUTTINGS/GR			LOGS		
	MD (ft)	TVD (ft)	SS (ft)	MD (ft)	TVD (ft)	SS (ft)	MD (ft)	TVD (ft)	SS (ft)
Upper Chalcana	2471	2351	-1563	2465	2348	-1560			
Lower Chalcana	3684	3465	-2677	3675	3463	-2675			
Orteguaza Shale Top	5217	4973	-4185	5171	4927	-4139			
Orteguaza Sandstone Top				5430	5186	-4398			
Orteguaza Sandstone Base				5790	5546	-4758			
Tiyuyacu Formation	6067	5823	-5035	6073	5829	-5041	6101	5857	-5069
Upper Tiyuyacu Cgl Top				6227	5983	-5195	6237	5993	-5205
Upper Tiyuyacu Cgl Base				6272	6028	-5240	6267	6023	-5235
Lower Tiyuyacu Cgl Top	7367	7123	-6335	7287	7043	-6255	7274	7028	-6240
Tena Formation	7717	7473	-6685	7709	7465	-6677	7720	7476	-6688
Napo Formation	8317	8073	-7285	8309	8065	-7277			
M-1 Sandstone	8322	8078	-7290	8318	8074	-7286	8350	8106	-7318
Napo Shale	8367	8123	-7335	8402	8158	-7370	8405	8161	-7373
M-1 Limestone				8661	8417	-7629			
M-2 Limestone	8979	8735	-7947	8878	8634	-7846	8896	8652	-7864
M-2 Sandstone	9008	8764	-7976	8933	8689	-7901	8946	8702	-7914
A Limestone	9053	8809	-8021	9013	8769	-7981	9050	8806	-8018
Upper U Sandstone	9079	8835	-8047	9060	8816	-8028	9082	8838	-8050
Middle U Sandstone	9134	8890	-8102	9121	8877	-8089	9139	8895	-8107
Lower U Sandstone	9202	8958	-8170	9182	8938	-8150	9186	8942	-8154
Base Lower U sandstone	9281	9037	-8249	9257	9013	-8225	9279	9035	-8247
Limestone B	9290	9046	-8258	9269	9025	-8237	9289	9045	-8257
Upper T Sandstone	9403	9159	-8371	9341	9097	-8309	9358	9114	-8326
Middle T Sandstone						788			
Main T Sandstone	9467	9223	-8435	9430	9186	-8398	9458	9214	-8426
Basal Napo	9527	9283	-8495	9544	9300	-8512	9546	9302	-8514
Limestone C	9602	9358	-8570	9584	9340	-8552			
Hollin Sandstone	9602	9358	-8570	9634	9390	-8602	9650	9406	-8618
Precretaceous				9820	9576	-8788			
TD	9898	9654	-8866	9842	9598	-8810	9853	9609	-8821

FUENTE: BLOQUE OPERADOR  
ELABORADO POR: BLOQUE OPERADOR

FIGURA 5.2: RECOLECCIÓN DE MUESTRAS



FUENTE: BLOQUE OPERADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Los cortes se toman con un tamiz o mesh el cuál permitirá desechar el exceso de fluido, después se realiza un lavado leve con agua tratando de hacerlo con

la mínima presión posible hacia la muestra, esto conducirá a eliminar la mayor cantidad de lodo existente y a su vez de retener al máximo el contenido de los componentes arcillosos propios de su formación.

**FIGURA 5.3: EMPAQUETADO DE MUESTRAS**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Posterior a esto se coloca las muestras en bolsas impermeables de polipropileno, identificadas con el intervalo de la profundidad de origen, calculada en base al tiempo de viaje que toma conducir los cortes desde el fondo de pozo hasta la superficie, teniendo en cuenta datos de galonaje de bombas y volumen del espacio anular.

**Annular velocity (AV), ft/sec**

$$AV, \text{ ft/sec} = \frac{17.16 \times PO, \text{ bbl/min}}{Dh^2 - Dp^2}$$

*Example:* pump output = 12.6 bbl/min  
hole size = 12-1/4 in.  
pipe OD = 4-1/2 in.

$$AV = \frac{17.16 \times 12.6 \text{ bbl/min}}{12.25^2 - 4.5^2}$$

$$AV = \frac{216.216}{129.8125}$$

$$AV = 1.6656 \text{ ft/sec}$$

Una vez identificada la bolsa se la coloca en funda de tela para protegerlas durante el envío al laboratorio y estas a su vez en cajas de madera ordenadas de acuerdo a la formación de origen.

## 5.2 SELECCIÓN DE MUESTRAS PARA PRUEBAS

Una vez en el laboratorio no todas las muestras que se recolectan son hábiles para las pruebas, por lo que hay que seleccionarlas según su tamaño y composición.

Basados en los reportes geológicos diarios y en los registros Master Log, proporcionados por la empresa GEOSERVICES, se procede a seleccionar los intervalos de profundidad que presenten porcentajes elevados de arcilla y de lutita según la formación, tal como lo muestra la Tabla 5.1.

**TABLA 5.1: MUESTRAS SELECCIONADAS PARA PRUEBAS**

No.	FORMACIÓN	PROFUNDIDAD MD (ft)	LITOLÓGÍA (%)
1	ORTEGUAZA	5190 – 5370	100% LUTITA
2	ORTEGUAZA	5408 – 5430	80% LUTITA, 10% ARENISCA, 10% CONGLOMERADO
3	TIYUYACU	6100 – 6140	75% ARCILLOLITA, 20% LIMOLITA, 5% LUTITA
4	TIYUYACU	6200 – 6220	80% ARCILLOLITA, 20% LIMOLITA
5	TENA	7700 – 7920	90% ARCILLOLITA, 10% LIMOLITA
6	TENA	8150 – 8192	80% ARCILLOLITA, 20% LIMOLITA
7	NAPO SHALE	8460 – 8660	100% LUTITA
8	NAPO SHALE	8710 – 8740	100% LUTITA

FUENTE: GEOSERVICES

ELABORACIÓN: Luis Galarza y Luis Pazos

## 5.3 TRATAMIENTO DE MUESTRAS SELECCIONADAS

Cada una de las pruebas de inhibición requiere que las muestras pasen por diferente proceso para la obtención de la muestra final que será sometida a la prueba.

Por tanto se realizan dos tipos de métodos según la prueba a realizar:

### 5.3.1 TRATAMIENTO DE MUESTRAS PARA MBT Y CST

A una parte de las muestras seleccionadas se les realiza un proceso de lavado muy leve con una mínima cantidad de agua para eliminar los residuos de fluido, para a continuación llevar a un proceso de secado el cual consiste en tomar el total de la muestra y esparcirla en recipientes de aluminio para posteriormente colocarlas en el horno a una temperatura de 100 °C, sin agentes adicionales para el secado, hasta que la muestra quede totalmente seca libre de cualquier fluido.

FIGURA 5.4: TRATAMIENTO DE MUESTRAS PARA MBT Y CST



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

En caso de requerirlo la muestra deberá pasar por el desecador por 24 horas. Finalmente con la muestra seca se procede a molerla hasta a obtener granos pequeños visualmente homogéneos.



### 5.3.2 TRATAMIENTO DE MUESTRAS PARA DISPERSIÓN

A la parte restante de muestra se le realiza un proceso de lavado con solvente orgánico (etanol) liberando totalmente el exceso de fluido y previniendo cualquier interacción entre fluido y sedimento, con el objetivo de conseguir fragmentos de lutitas y arcillolitas en estado más natural posible.

**FIGURA 5.5: TRATAMIENTO DE MUESTRAS PARA DISPERSIÓN**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

A la muestra obtenida se le realiza un proceso de tamizado con malla No. 30, 84, 100 y 200 micrones respectivamente, con el fin de clasificar a los sólidos de acuerdo a su granulometría, y como último paso del tratamiento de muestras para dispersión se realiza el secado de muestras en el horno a 100°C. Una vez realizado todo el proceso de tratamiento obtenemos las muestras que servirán para las pruebas de dispersión.

#### 5.4 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO BASE AMINA – GLICOL – PHPA

TABLA 5.2: RESULTADOS DE PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO DE PERFORACIÓN

PRUEBA	FLUIDO A CONDICIONES SUPERFICIE	FLUIDO ROLADO
DENSIDAD	9,7	9,7
Ø600	64	65
Ø300	46	47
Ø200	38	39
Ø100	26	27
Ø6	5	5
Ø3	4	4
VISCOSIDAD MARSH	19	20
VISCOSIDAD APARENTE	32	32,5
VISCOSIDAD PLASTICA	18	18
PUNTO CEDENTE	28	29
ESFUERZO GEL 10"/10'/30'	6,0/6,5/7,0	5,0/6,0/6,0
FILTRADO API	6,4	6,4
CONTENIDO ARENA	0	0
CONTENIDO LIQ/SOL(%)	86/14	86/14
MBT	0	0
PH	9,3	9,05
Cl <sup>-</sup>	800	850
DUREZA DE CALCIO	100	100
Pf/Mf	0,4/1,1	0,2/0,9
Pm	2,7	2,2

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

FUENTE: AUTORES

### 5.4.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Las pruebas realizadas al fluido de perforación son las principales para caracterizar un fluido de propiedades requeridas para la perforación de la segunda sección de diámetro de 12 ¼" de un pozo en el Campo PX del Oriente Ecuatoriano, para tener valores cercanos a las condiciones de fondo de pozo se realizó las pruebas al fluido rolado por 16 horas a una temperatura de 150°F. Y para conocer las propiedades de un fluido nuevo a condiciones de superficie también se realizó las pruebas al fluido recién preparado.

La densidad del Fluido de Perforación fue preparada para que tenga un peso de 9,7 LPG, la misma que se mantiene antes y después del proceso de rolado.

Los valores de viscosidad de embudo de Marsh son valores bajos debido a que es un fluido nuevo, sin presencia de elementos viscosificantes. La viscosidad Plástica es de 18 cp está dentro del rango de 15 a 20 cp que son los valores correspondientes para un fluido nuevo sin contaminación de cortes de la perforación.

El valor de Punto Cedente es de 28 y 29 lb/100 ft<sup>2</sup>. Los mismos que están en el rango de valores de 25 a 30 lb/100 ft<sup>2</sup> diseñados para la perforación de un pozo en la segunda sección.

Los valores obtenidos de los esfuerzos de gel a 10 segundos, 10 minutos y 30 minutos, para el fluido de perforación son 5,0/6,0/6,0 respectivamente, sin una variación muy notoria entre fluido rolado y sin rolar. Concluyendo que la preparación del Fluido es aceptable.

El valor del filtrado API del Fluido es de 6,4 ml, lo que nos indica que esta dentro del rango de valores de filtrado para un fluido nuevo el mismo que es de 6 a 8 ml. Obteniendo un buen revoque y poca invasión a la formación.

El contenido de arena presentado es de cero debido a que es un fluido nuevo sin contaminación de cortes o sedimentos de perforación.

El contenido de líquidos y sólidos es de 86% y 14% respectivamente lo cual nos indica que están dentro del rango de valores de operación, que se limita en 85 % de líquidos y 15% de sólidos.

El fluido de perforación es nuevo y no presenta contaminación con algún componente arcilloso, ni bentonita comercial, por lo tanto en la prueba de MBT el valor es de 0 ml de azul de metileno, sin reactividad mostrada.

El PH de fluido reparado es de 9,3 y el presentando después de rolar es de 9,05 lo que nos indica que esta dentro del rango optimo de operación de los polímeros que es de 8.5 a 9.5.

Dentro de las pruebas químicas podemos citar que las características obtenidas están dentro de los parámetros normales de un fluido en el cual su fase continua es agua dulce, preparado en laboratorio. Así se obtuvo:

- 800mg/L cloruros cuyos niveles permisibles están entre 0 y 1000mg/L.
- 100 mg/L calcio cuyos rangos permisibles están entre 0 y 150 mg/L.
- En las alcalinidades se tiene una relación Pf/Mf de 2.75ml cuando el nivel permisible es 2 a 3 ml.

## **5.5 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS ESPECIALES REALIZADAS AL FLUIDO BASE AMINA – GLICOL – PHPA.**

**TABLA 5.3: RESULTADOS DE PRUEBAS ESPECIALES AL FLUIDO DE PERFORACIÓN**

<b>PRUEBA</b>	<b>FLUIDO NUEVO</b>	<b>FLUIDO ROLADO</b>
CONTENIDO PHPA	2ppb	2ppb
PUNTO DE NUBE	125°F - 140°F	125°F - 140°F
LUBRICIDAD	23,2	23,0
CONTENIDO INHIBIDOR	0,30 gal/bbl	0,30 gal/bbl

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

FUENTE: AUTORES

Las pruebas de Contenido de PHPA y Concentración de Inhibidor se usan para monitorear la concentración de Maxdrill y Synerfloc A25D dentro del fluido preparado.

En la prueba de Punto de Nube encontramos que la temperatura de este glicol está dentro de los rangos de temperatura de las formaciones en las que puede actuar.

La lubricidad mostrada por el Fluido Base Amina Glicol PHPA es mucho mayor presentada a la del agua esto se evidencia con disminución de los valores de torque y arrastre, debido a la adicción del Glymax y PHPA que tienen características lubricantes.

## **5.6 PRUEBAS ESPECIALES PARA DETERMINAR EL EFECTO DE INHIBICIÓN SOBRE COMPONENTES ARCILLOSOS Y LUTITAS**

### **5.6.1 CAPACIDAD DE AZUL DE METILENO PARA SÓLIDOS PERFORADOS.**

Se realizaron tres pruebas diferentes para evaluar la reactividad de las arcillas y lutitas. Una prueba realizada a las arcillas sometidas directamente con agua, la segunda efectuada a un lodo a condiciones de superficie preparado con arcillas de cada formación y, la última prueba al mismo lodo pero evaluado después de pasar por el proceso de rolado de fluidos.

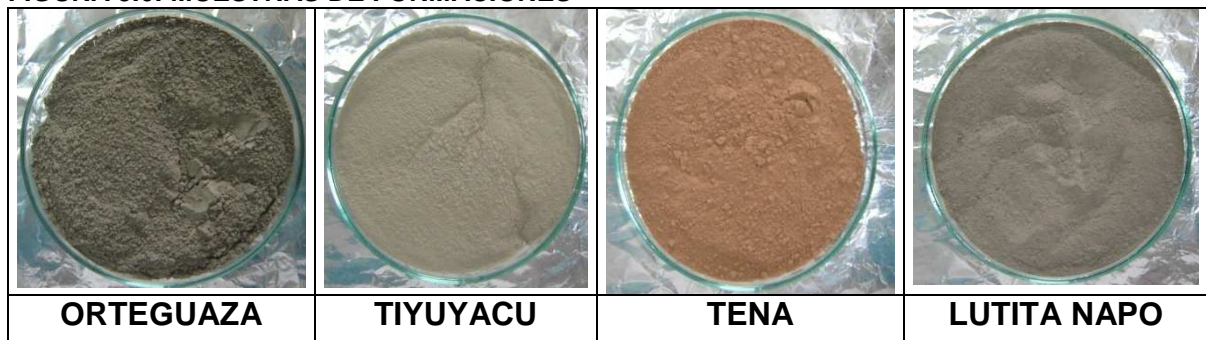
Con esto se garantiza una evaluación correcta de la inhibición de los componentes arcillosos analizando desde su tope de reactividad máxima hasta el valor más alto de inhibición cuando las muestras han sido sometidas al sistema de fluidos Base Amina – Glicol – PHPA.

### 5.6.1.1 CEC de Sólidos Perforados

Mediante el procedimiento de las Norma API 13I, enunciado en el capítulo 4, se realizó la Prueba de Azul de Metileno para Sólidos Perforados, con el fin de evaluar la capacidad de intercambio catiónico (CEC) que presenten las muestras seleccionadas de las formaciones Orteguaza, Tiyuyacu, Tena y Lutita Napo. Además se evaluó la capacidad de intercambio catiónico de la bentonita comercial, para tener un valor patrón que respalde el análisis comparativo.

### 5.6.1.2 CEC de Muestras Seleccionadas

**FIGURA 5.6: MUESTRAS DE FORMACIONES**



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Se tomó las muestras tratadas de los intervalos de profundidad seleccionados de cada formación, se tamizó a través de malla No. 200 y se pesó 1 gramo. El cual pasó por la prueba de sólidos perforados. Ver figura 5.6 y 5.7


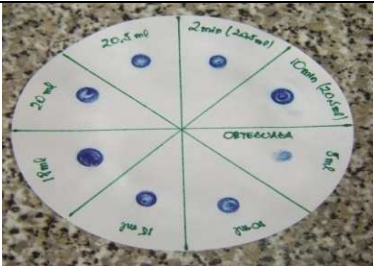
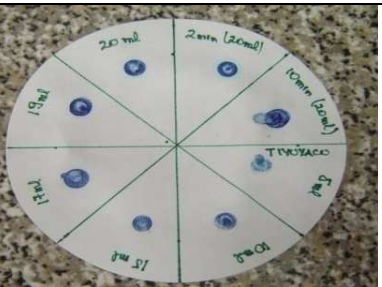
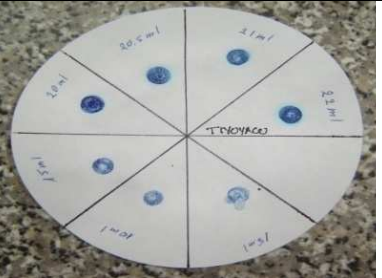
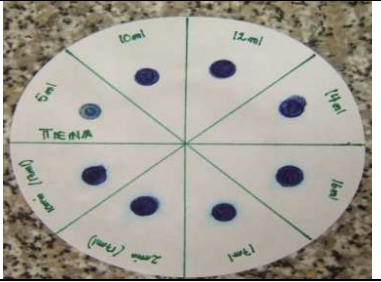
**FIGURA 5.7: TAMIZADO Y PROCEDIMIENTO PARA MBT**



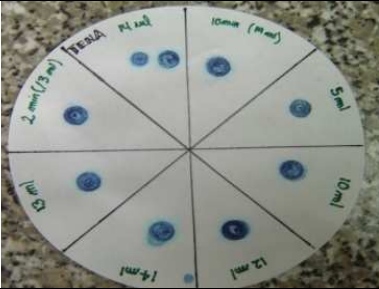
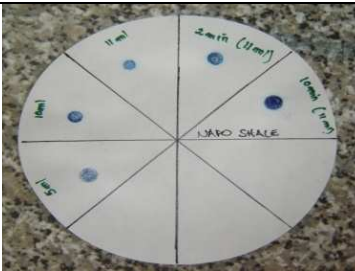
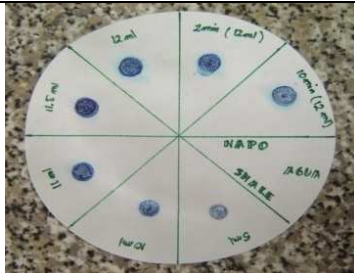

FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

TABLA 5.4: RESULTADOS DE LA PRUEBA DE AZUL DE METILENO A MUESTRAS

FORMACIÓN	ORTEGUAZA	FOTO
PROFUNDIDAD	5190 – 5370	
AZUL DE METILENO(ml)	22	
CEC (meq /100g)	110	
FORMACIÓN	ORTEGUAZA	FOTO
PROFUNDIDAD	5408 – 5430	
AZUL DE METILENO(ml)	20,5	
CEC (meq /100g)	112.5	
FORMACIÓN	TIYUYACU	FOTO
PROFUNDIDAD	6100 – 6140	
AZUL DE METILENO(ml)	20	
CEC (meq /100g)	100	
FORMACIÓN	TIYUYACU	FOTO
PROFUNDIDAD	6200 – 6220	
AZUL DE METILENO(ml)	22	
CEC (meq /100g)	110	
FORMACIÓN	TENA	FOTO
PROFUNDIDAD	7700 – 7920	
AZUL DE METILENO(ml)	17	
CEC (meq /100g)	85	

CONTINUACIÓN TABLA 5.4

FORMACIÓN	TENA	FOTO
PROFUNDIDAD	8150 – 8192	
AZUL DE METILENO(ml)	14	
CEC (meq /100g)	70	
FORMACIÓN	LUTITA NAPO	FOTO
PROFUNDIDAD	8460 – 8660	
AZUL DE METILENO(ml)	11	
CEC (meq /100g)	55	
FORMACIÓN	LUTITA NAPO	FOTO
PROFUNDIDAD	8710 – 8740	
AZUL DE METILENO(ml)	12	
CEC (meq /100g)	60	
FORMACIÓN	BENTONITA	FOTO
AZUL DE METILENO(ml)	41	
CEC (meq /100g)	205	

FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos



#### **5.6.1.2.1 Análisis de Resultados**

Se puede considerar que los valores reportados en la tabla 5.4 de CEC de las arcillas de Orteguzza y Tiyuyacu son altamente reactivos, los valores incluso están entre los rangos de CEC presentados por las Esmectitas que son las arcillas naturales con más nivel de intercambio catiónico.

La arcilla de Tena y la Lutita Napo no presentan un rango tan alto de reactividad como las otras formaciones pero a pesar de esto se le considera una arcilla reactiva, ya que hay que recordar que el poder de reacción no depende únicamente del nivel de reactividad que tengan, sino también del tipo de iones intercambiables disponibles en la arcilla.

Recordando que la CEC de la montmorillonita está comprendida dentro del rango de 120 a 230 meq/100 g de arcilla seca, de las ilitas y cloritas es de aproximadamente 10 a 50 meq/100 g, de las Esmectitas está comprendida entre 80 y 150 meq/100g y la CEC de las kaolinitas es de aproximadamente 3 a 10 meq/100 g de arcilla con esto se puede relacionar los valores obtenidos de las pruebas.

#### **5.6.1.3 MBT del Lodo a Condiciones de Superficie**

Este procedimiento puede ser útil para evaluar la cantidad y la calidad de las arcillas presentes en el lodo. Normalmente se registra la Capacidad de Azul de Metileno (MBC) como cantidad equivalente de bentonita de Wyoming, en ppb, requerida para obtener esta misma capacidad. Pero es importante notar que la prueba no indica directamente la cantidad de bentonita presente pero es un procedimiento útil para evaluar la cantidad y la calidad de las arcillas en el lodo.

La cantidad aproximada de bentonita y sólidos en el lodo puede ser calculada basándose en el hecho de que los sólidos de perforación normales tienen una CEC equivalente a 1/9 de la CEC de la bentonita, y si se calcula la cantidad de

sólidos de perforación presentes en el lodo a partir de un análisis de retorta. Este cálculo aproximado de la cantidad de bentonita añadida y sólidos de perforación puede ser más preciso cuando se mide la MBC de los recortes de perforación.

Para ilustrar de una manera diferente los procedimientos, previo a la elaboración de fluidos de perforación con los componentes arcillosos, se elaboró un lodo de perforación con las concentraciones antes mencionadas pero añadiéndole bentonita comercial, con la finalidad de evaluar el poder inhibitorio del sistema de fluido usado al contacto con la arcilla más reactiva, para que en lo posterior ese dato permita relacionar el efecto del mismo versus el efecto en arcillas menos reactivas de las formaciones en estudio.

Cabe notar que la adición de bentonita solo se la realiza en píldoras de desplazamiento o para la perforación de la primera sección de un pozo, en concentraciones de 10 a 20 ppb, solo para efectos de mejorar la viscosidad y de reducir el filtrado de fluido. En este caso se añadió 15 ppb de bentonita porque se considera una concentración ideal para mostrar los efectos de reacción e inhibición de arcillas y que los mismos se ilustren de una manera contundente obteniendo resultados lo mas cercanos a la realidad.

Para aclarar lo mencionando se citará el siguiente ejemplo.

Un fluido de perforación preparado con 15 ppb de bentonita registra un valor de 1 ml de azul de metileno en la prueba de MBT, donde se evaluó 2 ml de lodo. Calcular el equivalente de bentonita a usar en otro fluido que obtenga esta misma capacidad de intercambio.

$$\frac{1ml}{2ml} * 5 = 2.5 \text{ ppb } \textit{Bentonita no Inhibidos.} \quad \text{y} \quad 12.5 \text{ ppb } \textit{Inhibidos}$$

Además se realizó el MBT a 2 lodos de perforación diferentes base amina – glicol- PHPA, libres de bentonita, usados en el campo con el propósito de conocer y respaldar el valor aproximado de aporte de componentes arcillosos

de formación al sistema de fluidos, obtenido de los registros de MBT de pozos vecinos.

Los lodos de perforación de campo registran valores de azul de metileno de 2,2 ml y 2.5ml que significan 5,5 y 6.25 ppb de bentonita no inhibidas, valores no distantes de los 5 ppb de bentonita no inhibidas registradas con el primer fluido. Este valor respalda que la concentración de 15 ppb de arcilla de formación para la elaboración de los fluidos es la ideal y en lo posterior registrará resultados reales.

#### **5.6.1.3.1 Resultados**

Se preparó 350 ml de Fluido de Perforación Base Amina-Glicol-PHPA con las concentraciones de los componentes mencionados en las pruebas de lodo y con 15 ppb de muestra de cada una de las formaciones, las cuales fueron previamente tamizadas a través del mesh de 200 micrones con el fin de que las arcillas sean lo mas pequeñas posibles y el fluido pueda obtener una mezcla ideal de todos sus componentes.

Los pesos de los componentes del lodo se detallan en la tabla 5.5.

**TABLA 5.5: CONCENTRACIONES Y PESOS DE LOS COMPONENTES DEL LODO**

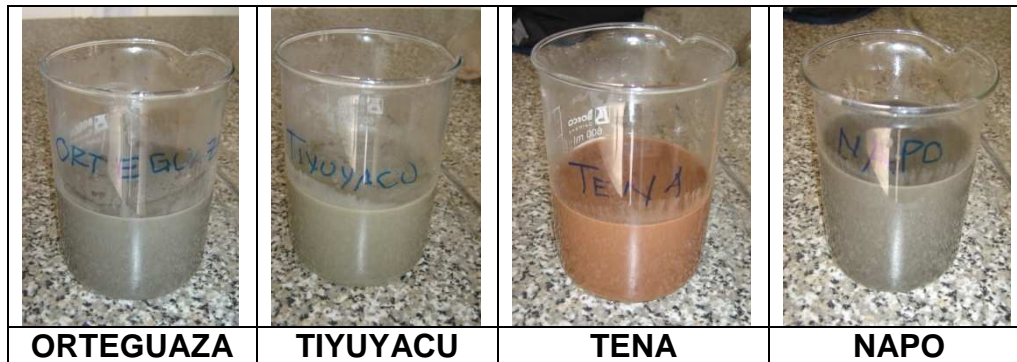
<b>COMPONENTE</b>	<b>CONCENTRACIÓN</b>	<b>PESO ( por 350 ml)</b>
KELZAN XCD	1 ppb	0,99 g
STARDRILL	2 ppb	1.97 g
PHPA	2 ppb	1.99 g
MAXDRILL	0,3 gal/ bbl	2.49 ml
GLYMAX	1 %	3.5 ml
BENTONITA	15 ppb	15 gr

FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Una vez que el fluido ha pasado alrededor de una hora en los mezcladores y se tiene una mezcla homogénea de todos sus elementos, se procedió a medir el

PH del mismo y posterior a esto con la adición de Soda Caustica se sube el PH a valores entre 9 y 9.5. Esto se realiza ya que los polímeros actúan con eficiencia únicamente cuando los valores de PH se mantienen entre el rango de 8.5 a 9.5.

**FIGURA 5.8: FLUIDO BASE AMINA GLICOL PHPA PARA CADA FORMACIÓN**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

La tabla 5.6 muestra los valores iniciales de PH marcados por los fluidos de cada formación así como los ml de Soda Caustica añadidos para lograr el PH final.

**TABLA 5.6: VALORES DE pH.**



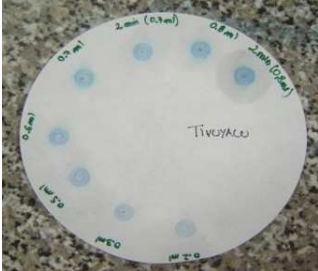
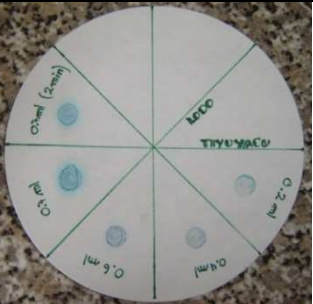
FORMACIÓN	PH INICIAL	NA(OH) AÑADIDO (ml)	PH FINAL
<b>ORTEGUAZA</b>	9.114	-----	9.114
<b>TIYUYACU</b>	8.44	1.7	9.222
<b>TENA</b>	8.53	1.35	9.32
<b>NAPO</b>	8.36	1.65	9.264

FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

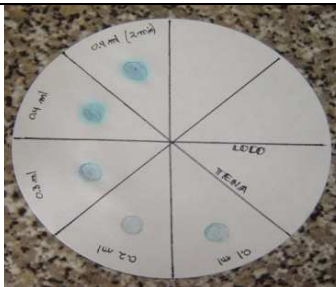
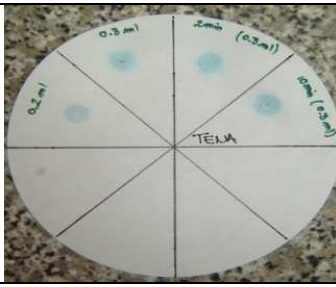
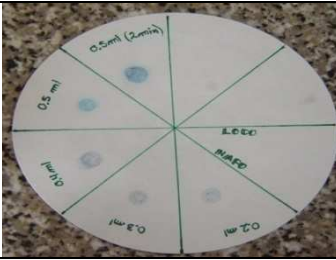
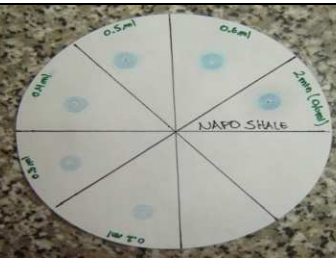

Una vez estabilizado el PH se toma 2 ml de cada fluido y se realiza la prueba de Azul de metileno, de acuerdo a la norma API 13B 1.

Los resultados obtenidos se reportan en la tabla 5.7.

**TABLA 5.7: RESULTADOS DE LA PRUEBA DE AZUL DE METILENO A LODO A CONDICIONES DE SUPERFICIE**

FORMACIÓN	ORTEGUAZA	FOTO
PROFUNDIDAD	5190 – 5370	
AZUL DE METILENO(ml)	0.8	
CEC (ppb bentonita)	2	
FORMACIÓN	ORTEGUAZA	FOTO
PROFUNDIDAD	5408 – 5430	
AZUL DE METILENO(ml)	0.7	
CEC (ppb bentonita)	1.75	
FORMACIÓN	TIYUYACU	FOTO
PROFUNDIDAD	6100 – 6140	
AZUL DE METILENO(ml)	0.8	
CEC (ppb bentonita)	2	
FORMACIÓN	TIYUYACU	FOTO
PROFUNDIDAD	6200 – 6220	
AZUL DE METILENO(ml)	0.7	
CEC (ppb bentonita)	1.75	

CONTINUACIÓN TABLA 5.7

<b>FORMACIÓN</b>	<b>TENA</b>	<b>FOTO</b>
<b>PROFUNDIDAD</b>	7700 – 7920	
<b>AZUL DE METILENO(ml)</b>	0,4	
<b>CEC (ppb bentonita)</b>	1	
<b>FORMACIÓN</b>	<b>TENA</b>	<b>FOTO</b>
<b>PROFUNDIDAD</b>	8150 – 8192	
<b>AZUL DE METILENO(ml)</b>	0.3	
<b>CEC (ppb bentonita)</b>	0.75	
<b>FORMACIÓN</b>	<b>LUTITA NAPO</b>	<b>FOTO</b>
<b>PROFUNDIDAD</b>	8460 – 8660	
<b>AZUL DE METILENO(ml)</b>	0.5	
<b>CEC (ppb bentonita)</b>	1.25	
<b>FORMACIÓN</b>	<b>LUTITA NAPO</b>	<b>FOTO</b>
<b>PROFUNDIDAD</b>	8710 – 8740	
<b>AZUL DE METILENO(ml)</b>	0.6	
<b>CEC (ppb bentonita)</b>	1.5	
<b>FORMACIÓN</b>	<b>BENTONITA</b>	<b>FOTO</b>
<b>AZUL DE METILENO(ml)</b>	2	
<b>CEC (ppb bentonita)</b>	5	

FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

#### ***5.6.1.3.2 Análisis de Resultados***

Los resultados sufren un baja considerable en la prueba MBT debido a que fueron sometidos al poder inhibitorio de la sinergia amina – glicol y PHPA. Cabe considerar que el haber realizado 2 pruebas de azul de metileno con diferentes profundidades por cada formación y que las mismas marquen valores similares no distantes certifica que no hay una heterogeneidad considerable, que nos pueda producir distorsión de resultados, en las muestras seleccionadas.

#### **5.6.1.4 MBT de Lodo Rolado**

El fluido de perforación una vez en el pozo se somete a condiciones de presión y temperatura extremas en relación a las condiciones normales, las cuales causan un envejecimiento del fluido provocando una disminución de las propiedades de inhibición del fluido.

El objetivo de esta prueba es conocer cuál es el efecto de esta disminución de propiedades del fluido Base Amina – Glicol – PHPA, debido al envejecimiento del lodo, en la inhibición de los componentes arcillosos de las formaciones en estudio.

##### ***5.6.1.4.1 Resultados de MBT del Lodo Rolado***

Se procedió a envejecer fluido, preparado anteriormente con arcilla y lutitas de formación en el horno de rolado, durante 16 horas a 150°F simulando condiciones de fondo de pozo. Posterior a este tiempo se saca el fluido y se mide el PH del mismo y en caso de ser necesario se procede a subirlo con soda cáustica.

Los valores del potencial hidrogeno de los fluidos rolados se presentan en la tabla 5.8.

TABLA 5.8: VALORES DE PH DE FLUIDOS ROLADOS

FORMACIÓN	PH
ORTEGUAZA	9.135
TIYUYACU	9.006
TENA	8.949
NAPO	8.869


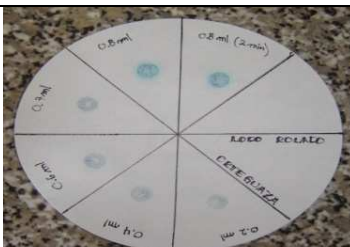
FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Finalmente se realiza la prueba de MBT a 2 ml de fluido, siguiendo el mismo procedimiento que se realizó en el fluido sin envejecimiento.

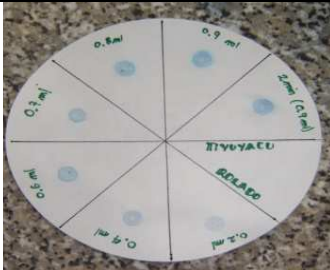
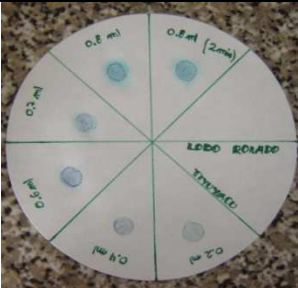
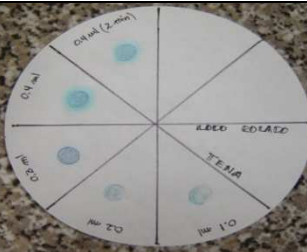
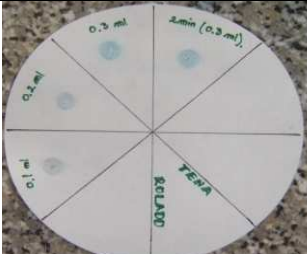
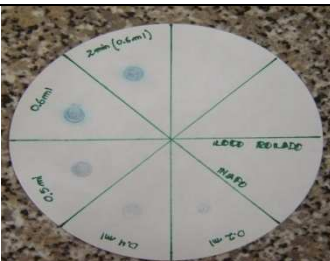
Los resultados de las pruebas están mostrados en la tabla 5.9.

TABLA 5.9: RESULTADOS DE LA PRUEBA DE AZUL DE METILENO A LODO ROLADO

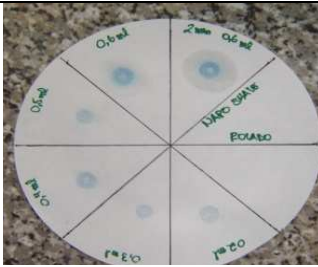

FORMACIÓN	ORTEGUAZA	FOTO
PROFUNDIDAD	5190 – 5370	
AZUL DE METILENO(ml)	0.9	
CEC (ppb)	2.25	
FORMACIÓN	ORTEGUAZA	FOTO
PROFUNDIDAD	5408 – 5430	
AZUL DE METILENO(ml)	0.8	
CEC (ppb)	2	



CONTINUACIÓN TABLA 5.9

<b>FORMACIÓN</b>	<b>TIYUYACU</b>	<b>FOTO</b>
<b>PROFUNDIDAD</b>	6100 – 6140	
<b>AZUL DE METILENO(ml)</b>	0.9	
<b>CEC (ppb)</b>	2.25	
<b>FORMACIÓN</b>	<b>TIYUYACU</b>	<b>FOTO</b>
<b>PROFUNDIDAD</b>	6200 – 6220	
<b>AZUL DE METILENO(ml)</b>	0.8	
<b>CEC (ppb)</b>	2	
<b>FORMACIÓN</b>	<b>TENA</b>	<b>FOTO</b>
<b>PROFUNDIDAD</b>	7700 – 7920	
<b>AZUL DE METILENO(ml)</b>	0,4	
<b>CEC (ppb)</b>	1	
<b>FORMACIÓN</b>	<b>TENA</b>	<b>FOTO</b>
<b>PROFUNDIDAD</b>	8150 – 8192	
<b>AZUL DE METILENO(ml)</b>	0.3	
<b>CEC (ppb)</b>	0.75	
<b>FORMACIÓN</b>	<b>LUTITA NAPO</b>	<b>FOTO</b>
<b>PROFUNDIDAD</b>	8460 – 8660	
<b>AZUL DE METILENO(ml)</b>	0.6	
<b>CEC (ppb)</b>	1.5	

CONTINUACIÓN TABLA 5.9

<b>FORMACIÓN</b>	<b>LUTITA NAPO</b>	<b>FOTO</b>
<b>PROFUNDIDAD</b>	8710 – 8740	
<b>AZUL DE METILENO(ml)</b>	0.7	
<b>CEC (ppb)</b>	1.75	
<b>FORMACIÓN</b>	<b>BENTONITA</b>	<b>FOTO</b>
<b>AZUL DE METILENO(ml)</b>	2.2	
<b>CEC (ppb)</b>	5.5	

FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

#### 5.6.1.4.2 Análisis de Resultados.

Gracias a estas pruebas se comprobó que el envejecimiento del fluido no provocó disminución en la inhibición de los componentes arcillosos.

#### 5.6.1.5 Análisis de Resultados

##### 5.6.1.5.1 Orteguaza

TABLA 5.10: RESULTADOS DE LA FORMACIÓN ORTEGUAZA

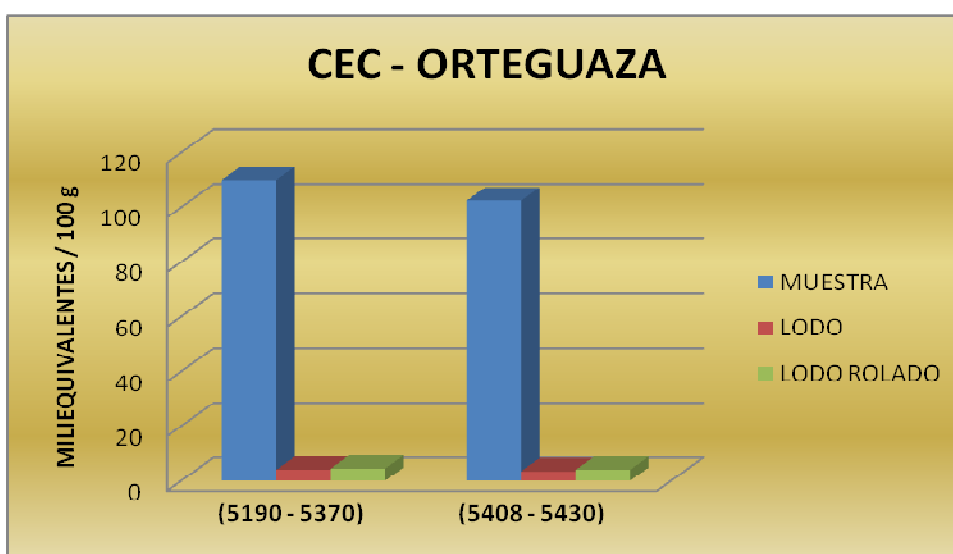
<b>CEC</b>	<b>ORTEGUAZA (5190 - 5370)</b>			
<b>(meq/100g)</b>	<b>ml de Azul de Metileno</b>		<b>(%)</b>	
<b>MUESTRA</b>	<b>LODO</b>	<b>LODO ROLADO</b>	<b>INHIBICIÓN</b>	<b>INHIBICIÓN ROLADO</b>
110	4,0	4,5	96,36	95,91

CONTINUACIÓN TABLA 5.10

CEC	ORTEGUAZA (5408 - 5430)			
(meq/100g)	ml de Azul de Metileno		(%)	
MUESTRA	LODO	LODO ROLADO	INHIBICIÓN	INHIBICIÓN ROLADO
102,5	3,5	4,0	96,59	96,10

FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

FIGURA 5.9: RESULTADOS DE CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIÓNICO DE LA FORMACIÓN ORTEGUAZA



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

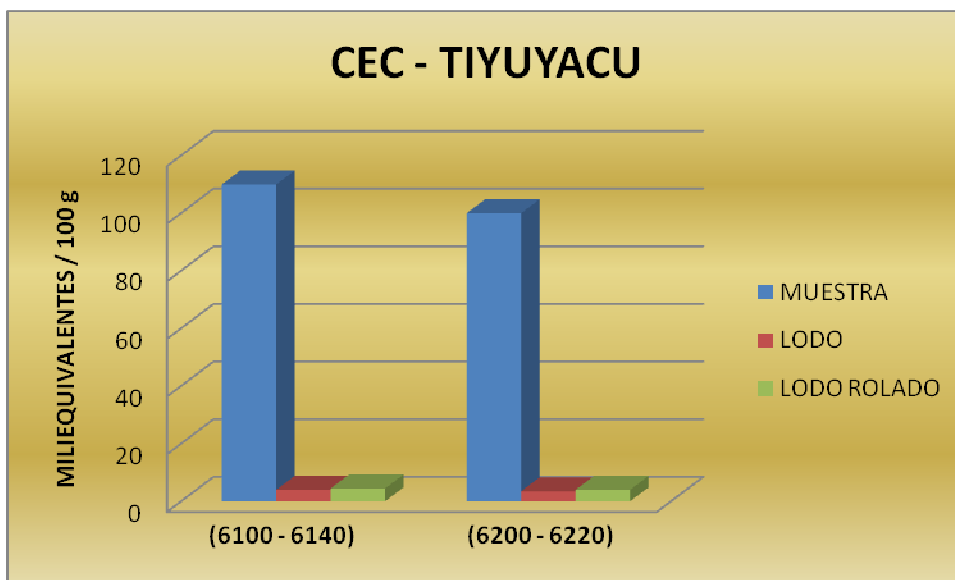
### 5.6.1.5.2 Tiyuyacu

TABLA 5.11: RESULTADOS DE LA FORMACIÓN TIYUYACU

CEC	TIYUYACU (6100 - 6140)			
(meq/100g)	ml de Azul de Metileno		(%)	
MUESTRA	LODO	LODO ROLADO	INHIBICIÓN	INHIBICIÓN ROLADO
110	4,0	4,5	96,36	95,91
CEC	TIYUYACU (6200 - 6220)			
(meq/100g)	ml de Azul de Metileno		(%)	
MUESTRA	LODO	LODO ROLADO	INHIBICIÓN	INHIBICIÓN ROLADO
100	3,5	4,0	96,5	96

FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

**FIGURA 5.10: RESULTADOS DE CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIÓNICO DE LA FORMACIÓN TIYUYACU**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

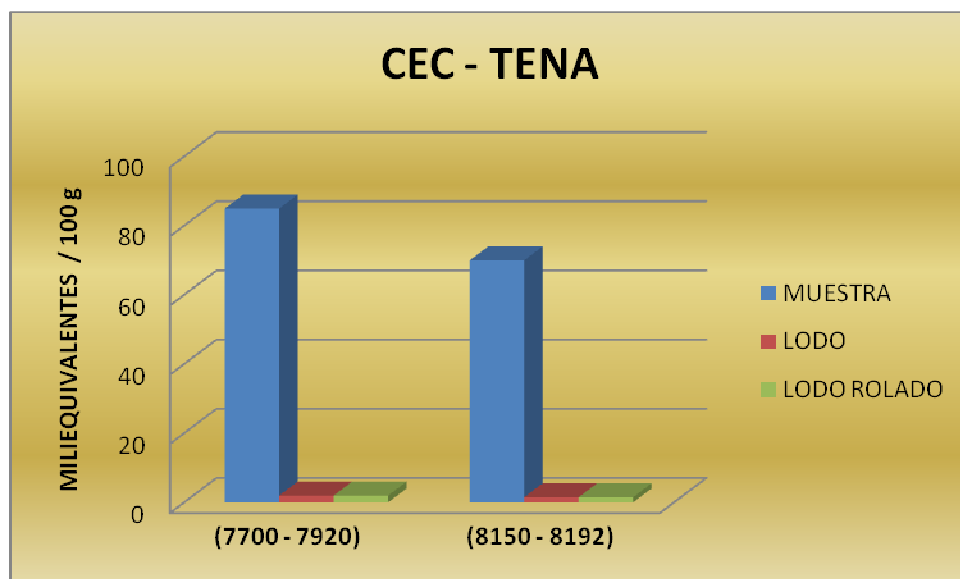
### 5.6.1.5.3 Tena

**TABLA 5.12: RESULTADOS DE LA FORMACIÓN TENA**

CEC	TENA (7700 - 7920)			
(meq/100g)	ml de Azul de Metileno		(%)	
MUESTRA	LODO	LODO ROLADO	INHIBICIÓN	INHIBICIÓN ROLADO
85	2,0	2,0	97,65	97,65
CEC	TENA (8150 - 8192)			
(meq/100g)	ml de Azul de Metileno		(%)	
MUESTRA	LODO	LODO ROLADO	INHIBICIÓN	INHIBICIÓN ROLADO
70	1,5	1,5	97,86	97,86

FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

**FIGURA 5.11: RESULTADOS DE CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIÓNICO DE LA FORMACIÓN TENA**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

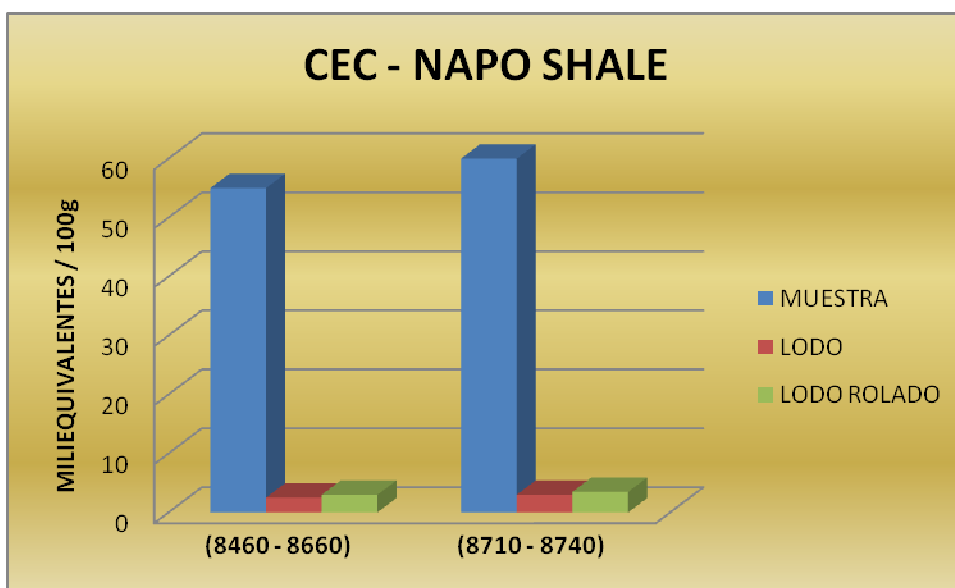
#### 5.6.1.5.4 Napo Shale

**TABLA 5.13: RESULTADOS DE LA NAPO SHALE**

CEC	NAPO SHALE (8460 - 8660)			
(meq/100g)	ml de Azul de Metileno		(%)	
MUESTRA	LODO	LODO ROLADO	INHIBICIÓN	INHIBICIÓN ROLADO
55	2,5	3,0	95,45	94,55
CEC	NAPO SHALE (8710 - 8740)			
(meq/100g)	ml de Azul de Metileno		(%)	
MUESTRA	LODO	LODO ROLADO	INHIBICIÓN	INHIBICIÓN ROLADO
60	3,0	3,5	95	94,17

FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

**FIGURA 5.12: RESULTADOS DE CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIÓNICO DE NAPO SHALE**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

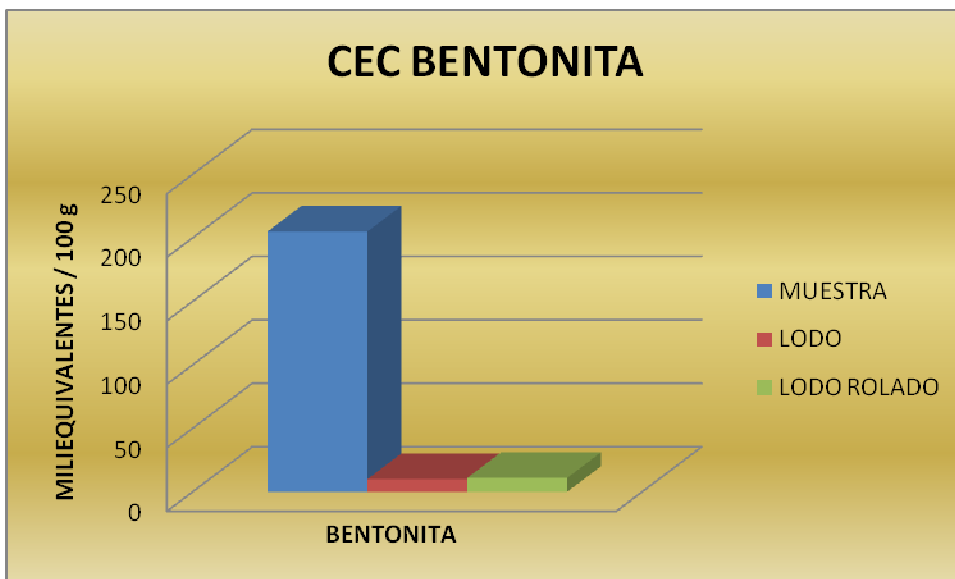
#### 5.6.1.5.5 Bentonita

**TABLA 5.14: RESULTADOS DE LA BENTONITA COMERCIAL**

CEC (meq/100g)	BENTONITA COMERCIAL			
	ml de Azul de Metileno		(%)	
MUESTRA	LODO	LODO ROLADO	INHIBICIÓN	INHIBICIÓN ROLADO
205	10	11	95,12	94,63

FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

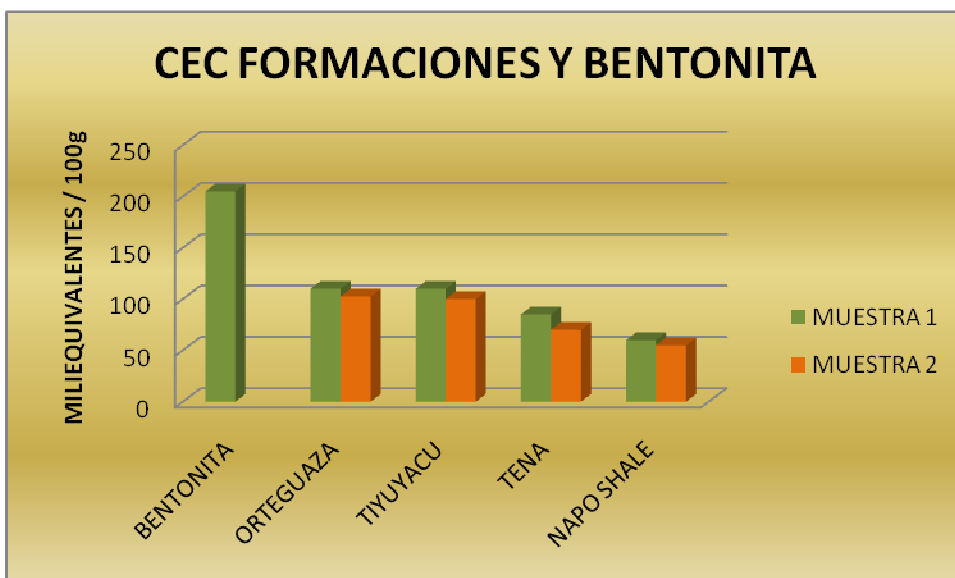
**FIGURA 5.13: RESULTADOS DE CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIÓNICO DE LA BENTONITA COMERCIAL**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
 ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Una vez realizados los cálculos de la capacidad de intercambio catiónico de las formaciones de este estudio y de la bentonita comercial, se realizó una gráfica comparativa para poder visualizar la diferencia de cada una de estas.

**FIGURA 5.14: RESULTADOS DE CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIÓNICO DE LAS FORMACIONES Y LA BENTONITA**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
 ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

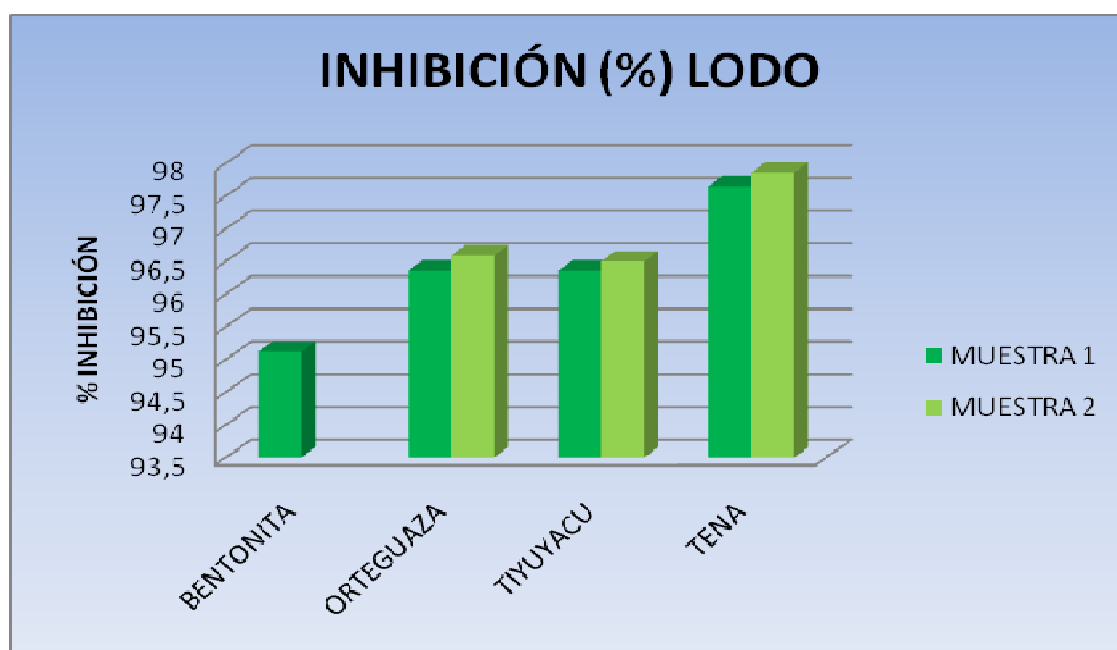
**TABLA 5.15: PORCENTAJE DE INHIBICIÓN DE LAS FORMACIONES Y BENTONITA CON LODO A CONDICIONES DE SUPERFICIE**

INHIBICIÓN (%) LODO				
BENTONITA	ORTEGUAZA	TIYUYACU	TENA	NAPO SHALE
95,12	96,36	96,36	97,65	95,45
	96,59	96,5	97,86	95

FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

**FIGURA 5.15: PORCENTAJE DE INHIBICIÓN DE FORMACIONES Y BENTONITA CON LODO A CONDICIONES DE SUPERFICIE**



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

**TABLA 5.16: PORCENTAJE DE INHIBICIÓN DE LAS FORMACIONES Y BENTONITA CON LODO ROLADO**

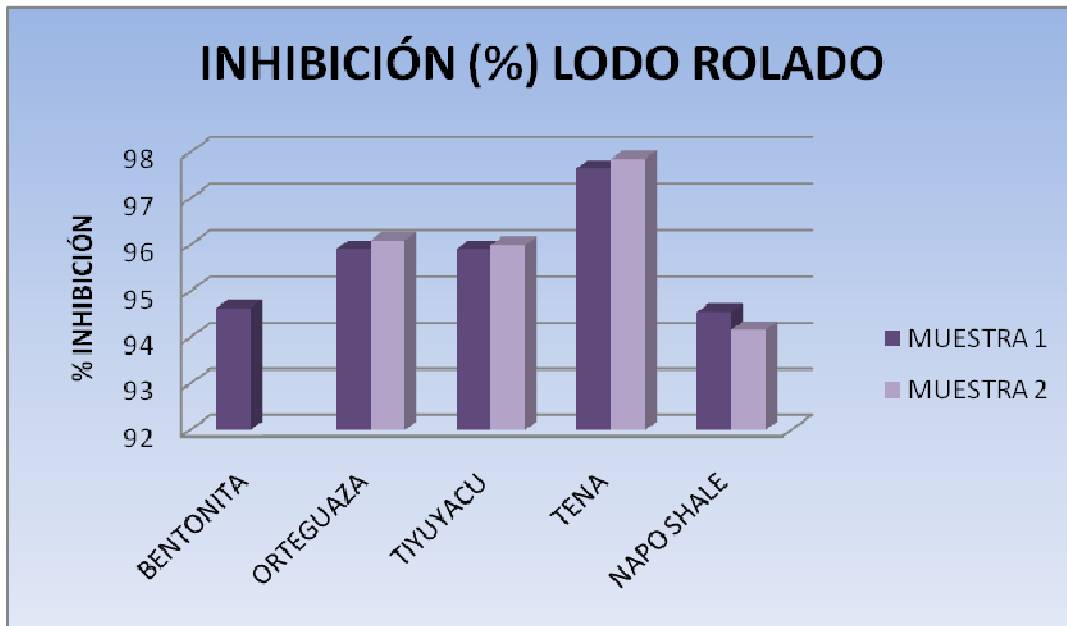
INHIBICIÓN (%) LODO ROLADO				
BENTONITA	ORTEGUAZA	TIYUYACU	TENA	NAPO SHALE
94,63	95,91	95,91	97,65	94,55
	96,1	96	97,86	94,17

FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos



**FIGURA 5.16: PORCENTAJE DE INHIBICIÓN DE FORMACIONES Y BENTONITA CON LODO ROLADO**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

A pesar de la secuencia de inhibición vista en la gráfica 5.16, la Lutita Napo fue la que menos inhibición presentó, seguida de Tiyuyacu y Orteguaza, finalmente Tena que se inhibe casi en su totalidad. Esto deja ver que la eficiencia del fluido sobre las arcillas está sobre el 95%.

### 5.6.2 DISPERSIÓN

La prueba de Dispersión nos indica la cantidad de fragmentos dispersos provocados al estar en contacto con un fluido de perforación bajo condiciones simuladas de fondo de pozo, dándonos a notar el efecto dispersante que el fluido tendrá sobre un tipo específico de muestra.

De esta manera podemos evaluar la eficiencia de los diferentes componentes de un Fluido Base Amina Glicol y PHPA como encapsuladores, estabilizadores e inhibidores de lutitas. Obteniendo así una indicación de qué sistema de fluido será más compatible con las formaciones estudiadas y qué combinación de componentes serán las óptimas.

Para realizar este estudio las muestras utilizadas, fueron seleccionadas una sola muestra por cada formación escogiendo de la profundidad más reactiva según la prueba de Azul de Metileno, debido a que necesitamos fragmentos de Lutita y/o Arcillolita dependiendo la formación, para así obtener en mayor porcentaje la presencia de componentes arcillosos más reactivos a ser estudiados como indican los reportes litológicos.

Para evaluar los efectos de cada uno de los componentes del Sistema de Fluido Base Amina Glicol PHPA se utilizó siete fluidos diferentes para apreciar individual y conjuntamente cada uno de estos. Teniendo así los siguientes fluidos a probar:

- Fluido Blanco (Agua Destilada)
- Maxdrill 0,3 gal/bbl
- Glymax 1%
- Maxdrill 0,3 gal/bbl y Glymax 1%
- Maxdrill 0,3 gal/bbl y PHPA 2 ppb
- Glymax 1% y PHPA 2 ppb
- Maxdrill 0,3 gal/bbl, Glymax 1% y PHPA 2ppb

Se usaron las concentraciones de cada uno de los componentes inhibitorios sugeridas en la conformación del fluido base Amina – Glicol - PHPA, preparados en un volumen de 450 ml de fluido.

De esta manera tenemos las pruebas realizadas para cada formación:

#### **5.6.2.1 Orteguaza**

Se tomó la muestra de la Formación Orteguaza que fue previamente tamizada con malla No. 20, que no pase a través del tamiz de malla No.10. Escogiendo los cortes de color gris verdosa, gris clara y verde clara para cerciorarnos que

la muestra contiene en su totalidad lutita. Se pesó con exactitud 7 muestras de 3 gramos cada una, registrando los valores correspondientes a cada fluido a poner a prueba.

**FIGURA 5.17: MUESTRA DE LA FORMACIÓN ORTEGUAZA**



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Se colocó las diferentes muestras de 3 gramos en los envases de 500 ml capacidad. Se preparó 450 ml de los diferentes fluidos a poner a prueba.

Se agregó los 450 ml de cada fluido en los envases con las muestras, después se cerró los envases y se introdujo en el horno de rolado previamente calentado a 150°F para iniciar la prueba de dispersión o erosión rolando durante 16 horas.

**FIGURA 5.18: MUESTRAS DE CADA FLUIDO EN LOS ENVASES DEL HORNO DE ROLADO**



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Cuidadosamente se abren los envases y se procede a obtener las muestras con la menor cantidad de fluido. Obteniendo todos los residuos de la muestra. Se coloca la muestra en vasos de precipitación para luego secarlas en el horno a 105°C durante 2 horas.

**FIGURA 5.19: SECADO DE MUESTRAS EN EL HORNO**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Una vez secas las muestras se las tamizan individualmente con la malla No. 10 y se obtiene la muestra que queda en éste. Se vuelve a pesar la muestra obtenida en la malla. Y se hacen los cálculos de dispersión o erosión de cada uno de los fluidos puestos a prueba.

**FIGURA 5.20: DISPERSIÓN PARA UNA DE LAS MUESTRAS DE LA FORMACIÓN ORTEGUAZA**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Así se obtuvieron los siguientes resultados con las diferentes fluidos a prueba.

**TABLA 5.17: RESULTADOS DE DISPERSIÓN PARA LA FORMACIÓN ORTEGUAZA**

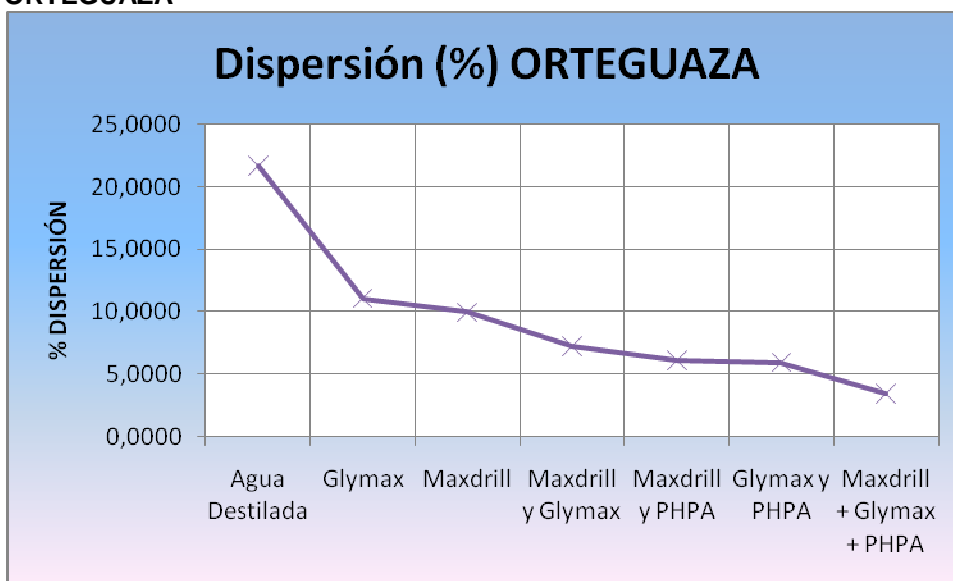
	Fluido	Peso Inicial WI	Peso Final WF	Dispersión (%)
ORTEGUAZA	Agua Destilada	3,0004	2,3499	21,6804
	Glymax	3,0000	2,6686	11,0467
	Maxdrill	3,0011	2,7025	9,9497
	Maxdrill y Glymax	3,0008	2,7843	7,2147
	Maxdrill y PHPA	3,0012	2,8177	6,1142
	Glymax y PHPA	3,0008	2,8228	5,9318
	Maxdrill + Glymax + PHPA	3,0006	2,8980	3,4193

FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Con los mismos que se pudo hacer la gráfica 5.21 de comparación entre diferentes fluidos. Obteniendo así que el mayor porcentaje de dispersión de la muestra se dio con agua destilada en un 21,68% disperso, mientras que el menor porcentaje de dispersión se dio con el Fluido Maxdrill con Glymax y PHPA dando un 3,42% disperso.

**FIGURA 5.21: RESULTADOS DE PORCENTAJE DE DISPERSIÓN PARA LA FORMACIÓN ORTEGUAZA**



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

#### **5.6.1.2.1 *Análisis de Resultados***

Como podemos observar el comportamiento del fluido Glymax reduce el valor de dispersión a un 11,05% debido a que es un estabilizador de lutitas, así como también el fluido Maxdrill actúa como inhibidor reduciendo la dispersión a un valor de 9,95%, la combinación de estos dos elementos hace que trabajen de mejor manera conjuntamente reduciendo la dispersión a un valor de 7,22%, mientras que la combinación individual de cada uno de estos componentes con el encapsulador de lutitas PHPA reduce aun más el porcentaje de dispersión, obteniendo valores de 6,11% disperso para el fluido Maxdrill con PHPA y un valor de 5,93% disperso para el fluido Glymax con PHPA. El menor valor disperso obtenido es de 3,42% con el Fluido Base Amina - Glycol y PHPA indicándonos que la combinación de estos hace que trabajen de mejor manera conjuntamente, inhibiéndolo, estabilizando y encapsulando. Cerciorándonos que las funciones de inhibición del fluido actúan de acuerdo a lo esperado.

#### **5.6.2.2 Tiyuyacu**

De la misma manera se obtuvo muestra de la Formación Tiyuyacu tamizada entre la malla No. 20 y la malla No. 10. Escogiendo los granos de color verde clara, gris verdosa, café rojiza moteada crema y crema. Pesando con exactitud 7 muestras de 3 gramos cada una para poner a prueba con los diferentes fluidos.

Se colocó cada una de las muestras dentro de los envases y se preparó 450 ml los diferentes fluidos a poner a prueba. Anotando los valores de los pesos que corresponderán a cada uno de los fluidos.

Una vez agregados los fluidos en los envases se cerró y se introdujo en el horno de rolado previamente calentado a 150°F para iniciar la prueba de dispersión o erosión por 16 horas de rolado.

**FIGURA 5.22: MUESTRA DE LA FORMACIÓN TIYUYACU**

FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Una vez realizado el rolado a las muestras cuidadosamente se abren los envases lavando la tapa para regresar residuos sólidos, se obtiene la muestra con la menor cantidad de fluido para poner a secar en el horno a 105°C por durante 2 horas.

**FIGURA 5.23: SEPARACIÓN SEDIMENTO TIYUYACU – FLUIDO BASE AMINA GLICOL PHPA**

FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Una vez secas las muestras se tamizan en la malla No. 10 haciendo que la parte dispersa pasé a través del tamiz. Se vuelve a pesar la muestra que queda en la malla. Se anotan los valores de los pesos rolados y a continuación Se

hacen los cálculos de dispersión o erosión de cada uno de los fluidos puestos a prueba.

**FIGURA 5.24: DISPERSIÓN DE PARA UNA DE LAS MUESTRAS DE LA FORMACIÓN TIYUYACU**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Obteniendo así los siguientes resultados con los diferentes fluidos puestos a prueba:

**TABLA 5.18: RESULTADOS DE DISPERSIÓN PARA LA FORMACIÓN TIYUYACU**

	<b>Fluido</b>	<b>Peso Inicial WI</b>	<b>Peso Final WF</b>	<b>Dispersión (%)</b>
<b>TIYUYACU</b>	Agua Destilada	3,0000	2,6259	12,4700
	Maxdrill	3,0010	2,8024	6,6178
	Glymax	3,0003	2,8267	5,7861
	Maxdrill y Glymax	3,0000	2,8476	5,0800
	Glymax y PHPA	3,0012	2,8826	3,9518
	Maxdrill y PHPA	3,0009	2,8990	3,3956
	Maxdrill + Glymax + PHPA	3,0010	2,9123	2,9557

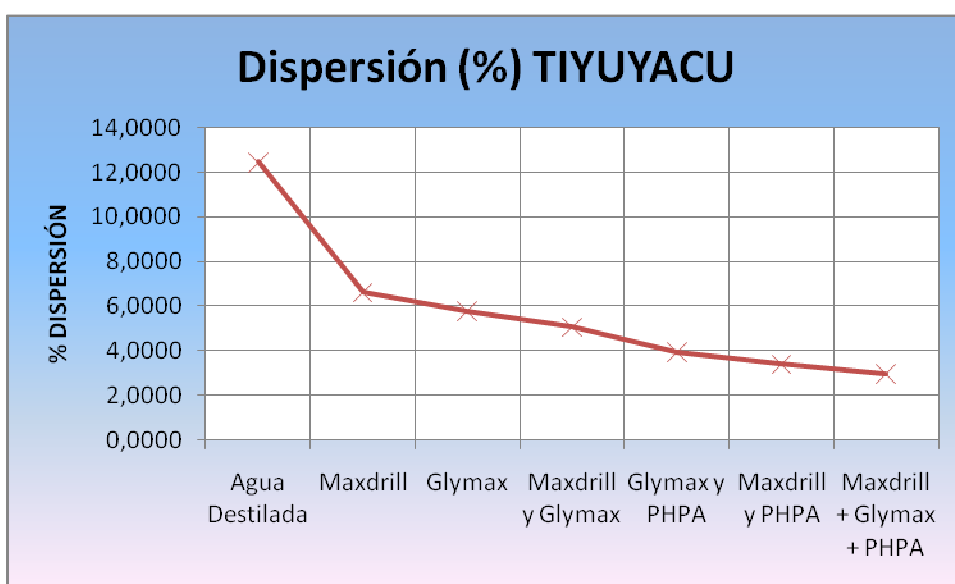
FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos



Con los cálculos obtenidos podemos hacer una comparación entre los valores dispersos más alto y bajo, así se obtuvo la mayor dispersión o erosión con agua destilada con un valor de 12,47%, el menor valor disperso o erosionado es con el fluido base Amina – Glicol – PHPA (Maxdrill con Glymax y PHPA) con un valor de 2,96%.

Realizando la grafica 5.25 con los resultandos obtenidos.

**FIGURA 5.25: RESULTADOS DE PORCENTAJE DE DISPERSIÓN PARA LA FORMACIÓN TIYUYACU**



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

#### 5.6.2.2.1 *Análisis de Resultados*

A diferencia de la Formación Ortegaza los valores de dispersión en cada uno de los fluidos tienen un valor menor de dispersión en todos estos, concluyendo que la Formación Tiyuyacu es menos reactiva.

A continuación del Fluido Blanco el valor siguiente de dispersión es con Fluido Maxdrill con un valor de 6,62% causando solo un efecto de inhibición, como podemos observar en esta formación el Fluido Glymax tiene un menor efecto dispersante que el Fluido Maxdrill dándonos un valor dispersado de 5,79%,

mientras que la combinación de estos dos fluidos actúa de mejor manera tanto en la inhibición como en la estabilización de componentes arcillosos, disminuyendo la dispersión a un valor de 5,08%.

La combinación de cada uno de los elementos con el PHPA que causa el efecto de encapsulador de lutitas actúa de mejor manera dispersando en menor cantidad con la combinación de Maxdrill y PHPA con un valor 3,40%, mientras que la combinación Glymax con PHPA se obtiene un valor de 3,95%.

Como podemos observar el efecto encapsulador es de gran importancia debido a que una vez que los fluidos inhibidores y estabilizadores actúan, culmina el PHPA encapsulándolo.

Y así podemos concluir que con el Fluido Base Amina Glycol y PHPA tiene el menor efecto dispersante con un valor del 2,96%.

### **5.6.2.3 Tena**

Se tomó una muestra de la Formación Tena tamizada entre mallas No. 20 y la malla No. 10. Se escogió cortes de color café, café oscura, café rojiza, crema, gris oscura y café rojiza moteada con crema, para cerciorarnos que la muestra tomada sea en su mayoría de Arcillolita. Se pesó con exactitud 7 muestras de 3 gramos cada una, para ponerles a prueba con los diferentes fluidos. Se anotó los valores de los pesos medidos que corresponderán a cada uno de los fluidos a ser probados.

Se coloca cada una de las muestras dentro de los envases del horno de rolado junto con 450 ml de los fluidos a ser probados. Cerrando los envases, los mismos que son introducidos en el horno previamente calentado a 150°F para así iniciar la prueba de dispersión o erosión durante 16 horas de rolado.

**FIGURA 5.26: MUESTRA DE LA FORMACIÓN TENA**

FUENTE: QMAX ECUADOR  
 ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Se abre y limpia cuidadosamente cada uno de los envases sin perder los sedimentos, para obtener la muestra sólida quitando el exceso de fluido para poner en un vaso de precipitación y poder secarla en el horno durante 2 horas a 105°C.

**FIGURA 5.27: ROLADO Y MUESTRA DE FLUIDO MAXDRILL DE LA FORMACIÓN TENA**

FUENTE: QMAX ECUADOR  
 ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Una vez secas las muestras se tamizan en la malla No. 10 perdiendo la parte dispersa que pasa a través del tamiz. Volviendo a pesar la muestra que queda en el tamiz de malla No. 10. Se toma nota los valores de los pesos de las

muestras roladas y a continuación Se hacen los cálculos de dispersión o erosión de cada uno de los fluidos puestos a prueba.

**FIGURA 5.28: DISPERSIÓN PARA UNA MUESTRA DE LA FORMACIÓN TENA**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Una vez obtenidos los pesos de todas las muestras roladas, se hace la tabla 5.19 de datos para los cálculos.

**TABLA 5.19: RESULTADOS DE DISPERSIÓN PARA LA FORMACIÓN TENA**

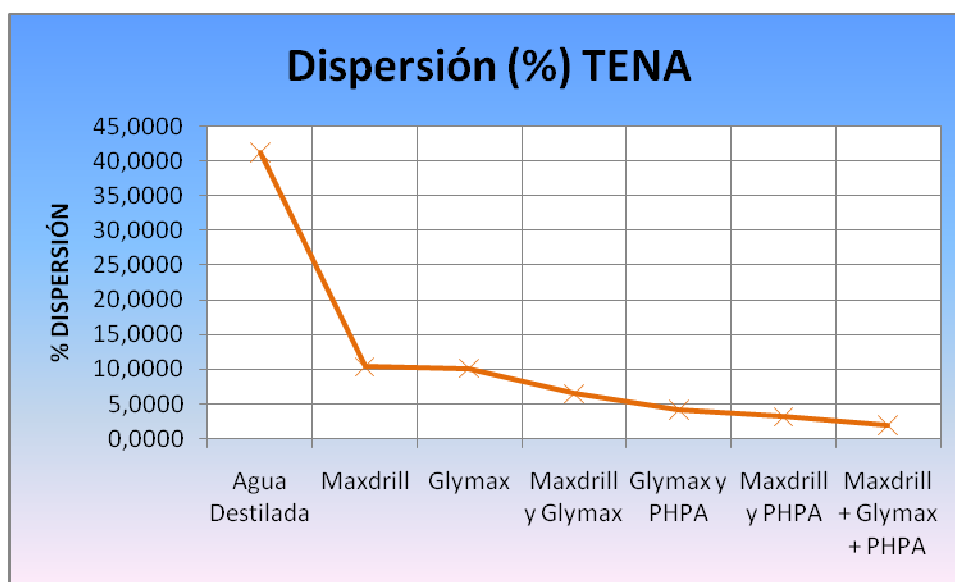
	Fluido	Peso Inicial WI	Peso Final WF	Dispersión (%)
<b>TENA</b>	Agua Destilada	3,0005	1,7606	41,3231
	Maxdrill	3,0007	2,6890	10,3876
	Glymax	3,0008	2,6959	10,1606
	Maxdrill y Glymax	3,0013	2,8058	6,5138
	Glymax y PHPA	3,0008	2,8751	4,1889
	Maxdrill y PHPA	3,0010	2,9050	3,1989
	Maxdrill + Glymax + PHPA	3,0008	2,9426	1,9395

FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Con los cálculos obtenidos podemos hacer la gráfica 5.29 comparativa entre los fluidos probados y así vemos que el valor de dispersión con agua destilada es muy alto comparado con el resto de fluidos probados y con las demás

formaciones probadas, con un valor de 41,32 % de dispersión o erosión, mientras tanto que el menor volumen disperso o erosionado es con el fluido Maxdrill con Glymax y PHPA con un valor de 1,94 %.

**FIGURA 5.29: RESULTADOS DE PORCENTAJE DE DISPERSIÓN PARA LA FORMACIÓN TENA**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

#### 5.6.2.3.1 *Análisis de Resultados*

En la Formación Tena podemos observar que el comportamiento del fluido Maxdrill actúa como inhibidor reduciendo considerablemente la dispersión a un valor de 10,39 %, así como también el fluido Glymax reduce el valor de dispersión a un 10,16% debido a que es un estabilizador de lutitas, la combinación de estos dos elementos hace que trabajen de mejor manera conjuntamente reduciendo la dispersión a un valor de 6,51 %, mientras que la combinación individual de cada uno de estos componentes con el encapsulador de lutitas PHPA reduce aun más el porcentaje de dispersión, obteniendo valores de 4,19% disperso para el fluido Glymax con PHPA y un valor de 3,20% disperso para el fluido Maxdrill con PHPA. El menor valor disperso obtenido es de 1,94 % con el Fluido Base Amina - Glycol y PHPA concluyendo que las funciones inhibitorias en la Formación Tena son las mejores en este

estudio reduciendo la dispersión ampliamente entre el Fluido Blanco y el Fluido Base Amina Glicol y PHPA, inhibiéndolo, estabilizando y encapsulando. Trabajando a su máxima eficiencia.

#### 5.6.2.4 Napo Shale

Se tomó la muestra de Lutita Napo que fue previamente tamizada con malla No. 20, pero que no pase a través del tamiz de malla No.10. Escogiendo los cortes de color gris oscura, gris y negra, para cerciorarnos que la muestra a ser probada contiene en su mayor parte lutita. Se pesó con exactitud 7 muestras de 3 gramos cada una, para la prueba de dispersión o erosión con 7 diferentes fluidos.

**FIGURA 5.30: MUESTRA DE NAPO SHALE**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Se colocó cada una de las muestras dentro de los envases y se preparó 450 ml de los diferentes fluidos a poner a prueba. Anotando los valores de los pesos que corresponderán a cada uno de los fluidos. Una vez agregados los fluidos en los envases se cerró y se introdujo en el horno de rolado previamente calentado a 150°F para iniciar la prueba de dispersión o erosión por 16 horas de rolado. Una vez realizado el rolado a las muestras, cuidadosamente se abren los envases lavando la tapa para regresar residuos sólidos, se obtiene la

muestra con la menor cantidad de fluido para poner a secar en el horno a 105°C durante 2 horas.

**FIGURA 5.31: MUESTRAS DE NAPO SHALE CON FLUIDO MAXDRILL Y AGUA ROLADOS**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Una vez secas las muestras se tamizan en la malla No. 10 eliminando la parte dispersa que pasa a través del tamiz. Y volviendo a pesar la muestra que queda en el tamiz de malla No. 10. Se toma nota los valores de los pesos de las muestras roladas y a continuación se hacen los cálculos de dispersión o erosión de cada uno de los fluidos puestos a prueba.

**FIGURA 5.32: DISPERSIÓN PARA UNA MUESTRA DE NAPO SHALE**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Una vez obtenidos los datos de todas las muestras roladas se hace la tabla 5.20 de datos y cálculos.

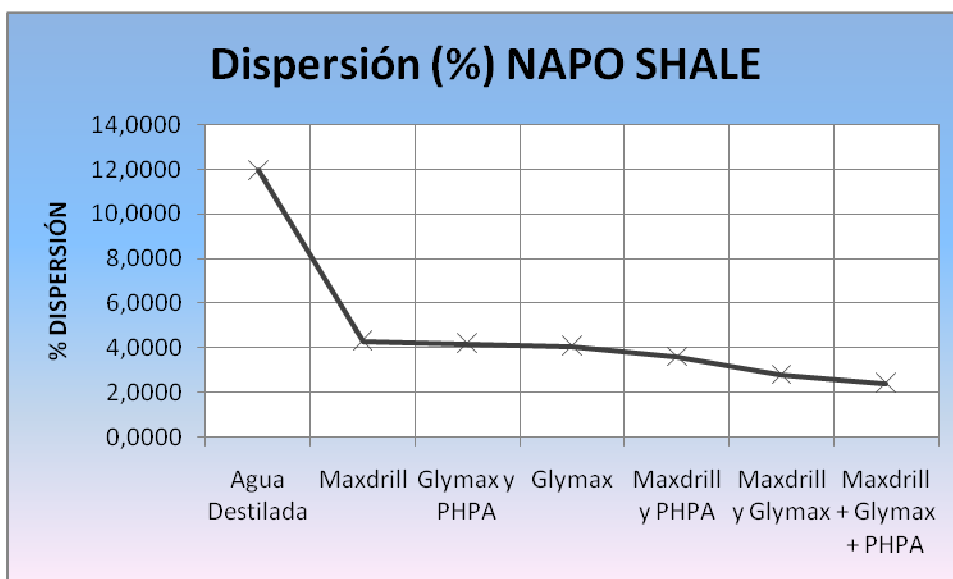
**TABLA 5.20: RESULTADOS DE DISPERSIÓN PARA NAPO SHALE**

	Fluido	Peso Inicial WI	Peso Final WF	Dispersión (%)
NAPO SHALE	Agua Destilada	3,0008	2,6415	11,9735
	Maxdrill	3,0007	2,8716	4,3023
	Glymax y PHPA	3,0002	2,8743	4,1964
	Glymax	3,0009	2,8783	4,0854
	Maxdrill y PHPA	3,0005	2,8930	3,5827
	Maxdrill y Glymax	3,0008	2,9173	2,7826
	Maxdrill + Glymax + PHPA	3,0004	2,9283	2,4030

FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

**FIGURA 5.33: RESULTADOS DE PORCENTAJE DE DISPERSIÓN PARA NAPO SHALE**



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Con los cálculos obtenidos podemos hacer una comparación entre los valores dispersos más alto y bajo, así se obtuvo la mayor dispersión con agua destilada con un valor de 11,97%, mientras tanto que el menor valor disperso o erosionado es con el fluido base Amina Glicol PHPA (Maxdrill con Glymax y



PHPA) con un valor de 2,40%. Mediante la figura 5.33 podemos observar estas diferencias.

#### **5.6.2.4.1 *Análisis de Resultados***

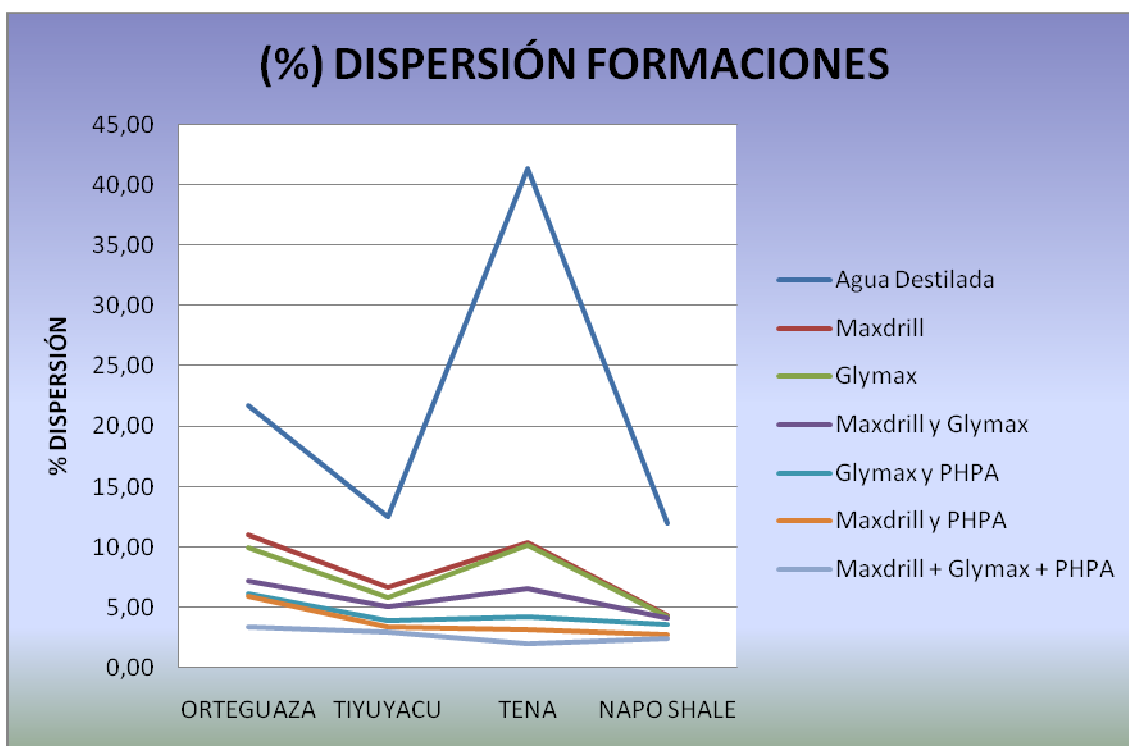
De la Lutita Napo podemos decir que es una Formación no muy reactiva dando los menores valores de dispersión con agua destilada, y a continuación este le sigue la dispersión con Fluido Maxdrill con un valor de 4,30% causando un efecto de inhibición, de igual manera el Fluido Glymax con PHPA lo dispersa similarmente con un valor de 4,20%, mientras que el fluido Glymax tiene la misma tendencia que con la poliacrilamida previamente hidrolizada con un valor disperso del 4,09%, en tanto la combinación del Fluido Maxdrill con el PHPA causa el efecto de encapsulador de lutitas actúa de mejor manera dispersando en menor cantidad un valor 3,58%, la combinación de los Fluidos Maxdrill y Glymax actúa de mejor manera tanto en la inhibición como en la estabilización de componentes arcillosos, disminuyendo la dispersión a un valor de 2,78%.

Como podemos observar en la figura 5.33 el efecto encapsulador es de gran importancia debido a que una vez que los fluidos inhibidores y estabilizadores actúan, culmina el PHPA encapsulándolo, de esta manera el Fluido Base Amina Glycol y PHPA actúa de mejor manera que todos los fluidos anteriores con un valor disperso del 2,40%.

#### **5.6.2.5 *Análisis de resultados***

Observando en la figura 5.34 podemos concluir que las Formaciones Ortegua y Tena tienen un comportamiento similar entre estas dos, siendo estas las más reactivas y con propiedades de dispersión mayores que las Formaciones Tiyuyacu y Napo Shale.

**FIGURA 5.34: PORCENTAJE DE DISPERSIÓN DE FORMACIONES ORTEGUAZA, TIYUYACU, TENA Y NAPO SHALE CON CADA UNO DE LOS FLUIDOS PUESTOS A PRUEBA.**



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

La Formación Tena es la más reactiva y con propiedades de dispersión mayores siendo esta la más propensa a tener problemas de derrumbes, embolamiento y pega de tubería, así mismo con el Fluido Base Amina Glicol PHPA tiene el mejor efecto inhibitorio sobre la Formación Tena, obteniendo el menor valor disperso.

La disminución en la dispersión al añadir PHPA a los fluidos se debe a que tiene un efecto complementario sobre a los fluidos inhibidores y estabilizadores, esto se atribuye a que las moléculas de PHPA son muy grandes y por lo tanto muy difícil penetran en los poros, ni se intercalan entre las laminillas de arcilla, haciéndolo esto el Fluido Maxdrill y Glymax, mientras tanto el PHPA está dada a ser adsorbida en la parte exterior de los cortes o en la pared del hoyo.

### 5.6.3 TIEMPO DE SUCCIÓN CAPILAR (CST)

La prueba de Tiempo de Succión Capilar mide el tiempo que tarda una cantidad dada de agua de un fluido en trasladarse radialmente una distancia sobre un papel poroso grueso.

Para tener una referencia del efecto inhibitor del Fluido Base Amina se realizó primero la prueba con un fluido Blanco (Agua Destilada) con el cual los componentes arcillosos reaccionan en contacto con el agua, dando lugar a la expansión de su estructura, consecuentemente provocando un hinchamiento y dispersión causando un efecto sobre los valores de permeabilidad y de Tiempo de Succión Capilar, así podemos tener un tiempo de referencia que nos permita marcar una diferencia con el fluido inhibitor, el mismo que al entrar en contacto con los componentes arcillosos inhibe y floclula con estos provocando altos valores de permeabilidad y bajos Tiempos de Succión Capilar.

Entonces, se tomó muestras de las diferentes formaciones que fueron previamente tamizadas con malla No. 20, tomando lo que pasa a través de ésta. Una vez tomada una muestra considerable de cada formación se selecciona granos o cortes de acuerdo a la descripción litológica que indiquen en mayor porcentaje de lutitas para las formaciones Orteguaza y Napo y Arcillolita para las formaciones Tiyuyacu y Tena. Como se indica en la figura 5.35.

**FIGURA 5.35: MUESTRAS FORMACIONES.**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

A continuación se molió cada una de las muestras hasta que pase a través del tamiz de malla No. 100. Se pesó con exactitud muestras de 1 gramo de cada formación para poner a prueba con el Fluido Blanco (Agua Destilada). Se mezcló 1 gramo de la muestra con 100 ml de Fluido Blanco en la celda licuadora durante 1 minuto, de inmediato se tomó 2 ml de muestra en solución.

**FIGURA 5.36: PREPARACIÓN DE FLUIDO PARA LA PRUEBA CST**

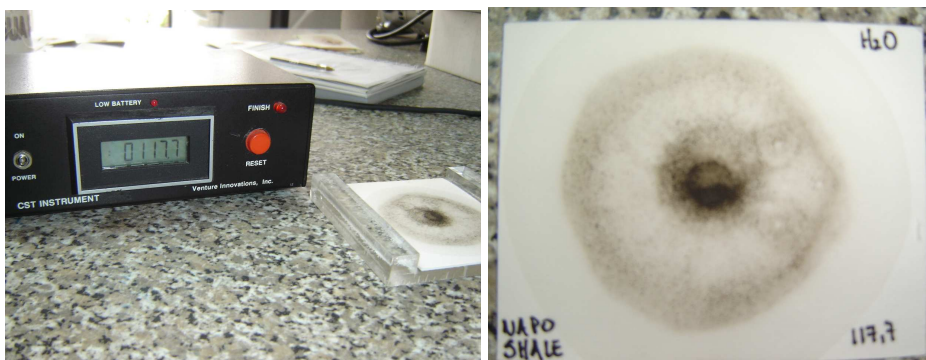


FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Luego se puso la solución preparada dentro del cabezal de ensayo CST para iniciar la prueba. Se realizó 10 repeticiones de cada formación con el Fluido Blanco, para así obtener un valor de tiempo promedio de dicho fluido. Un ejemplo de esta prueba se indica en la figura 5.37 donde tenemos 117.7 segundos para el Fluido Blanco de la Formación Napo.

**FIGURA 5.37 EJEMPLO PRUEBA CST PARA FLUIDO BLANCO**



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

De la misma manera se pesó con exactitud muestras de 1 gramo, para ponerle a prueba con Fluido Base Amina (Maxdrill).

Se mezcló 1 gramo de la muestra con 100 ml de Fluido Base Amina durante 1 minuto en la celda licuadora y con 2 ml de muestra en solución se inicia la prueba colocando la solución dentro del cabezal de ensayo CST, realizando 10 repeticiones con el Fluido Base Amina para tener una tendencia a un valor promedio.

La figura 5.38 indica el tiempo en segundos obtenido con el Fluido Base Amina para la Formación Tiyuyacu como ejemplo.

**FIGURA 5.38: EJEMPLO PRUEBA CST PARA FLUIDO BASE AMINA**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

El Fluido Base Amina preparado es de concentración de 0,3 gal/bbl de Maxdrill, fluido inhibidor de componentes arcillosos, la concentración utilizada es dada por programas de perforación de pozos realizados por QMAX ECUADOR debido a la experiencia obtenida en esta, es una concentración estándar utilizada en campo.

Teniendo así los siguientes resultados de la Prueba de Tiempo de Succión Capilar para cada una de las formaciones.

### 5.6.3.1 Ortegua (5190 – 5370)

Se realizaron 10 repeticiones con cada uno de los fluidos para obtener un valor promedio y poder realizar el cálculo del efecto de inhibición que tiene el Fluido Base Amina.

Como se muestra en la figura 5.39, podemos observar las pruebas realizadas a la Formación Ortegua.

**FIGURA 5.39: PRUEBAS DE CST PARA LA FORMACIÓN ORTEGUZA CON FLUIDO MAXDRILL (DERECHA) Y FLUIDO BLANCO (IZQUIERDA)**



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Los tiempos obtenidos con los dos fluidos probados se muestran en la tabla 5.21.

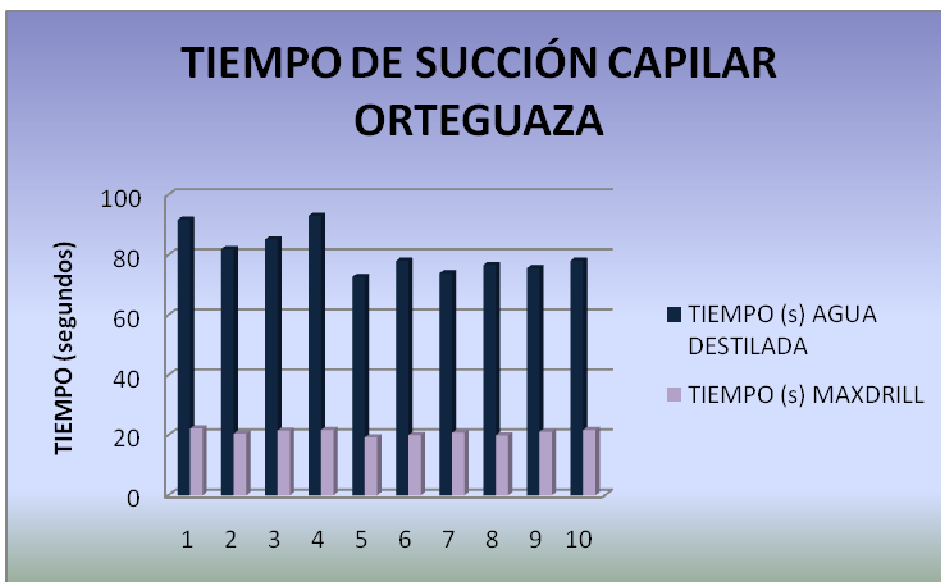
Una vez obtenido los datos de los tiempos realizamos una gráfica para poder observar la tendencia que tienen ambos fluidos y visualizar la diferencia existente entre los fluidos, así como se muestra figura 5.40.

**TABLA 5.21: RESULTADOS DE LA PRUEBA CST PARA LA FORMACIÓN ORTEGUAZA**

TIEMPO (s)		
ORTEGUAZA	AGUA DESTILADA	MAXDRILL
	91,7	22,2
	81,9	20,5
	85,1	21,5
	93	21,7
	72,6	19,2
	78	20
	73,9	20,8
	76,6	19,9
	75,6	21,1
	78,1	21,7
	<b>PROMEDIO</b>	78,1

FUENTE: QMAX ECUADOR  
 ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

**FIGURA 5.40: TIEMPOS DE SUCCIÓN CAPILAR PARA LA FORMACIÓN ORTEGUAZA**



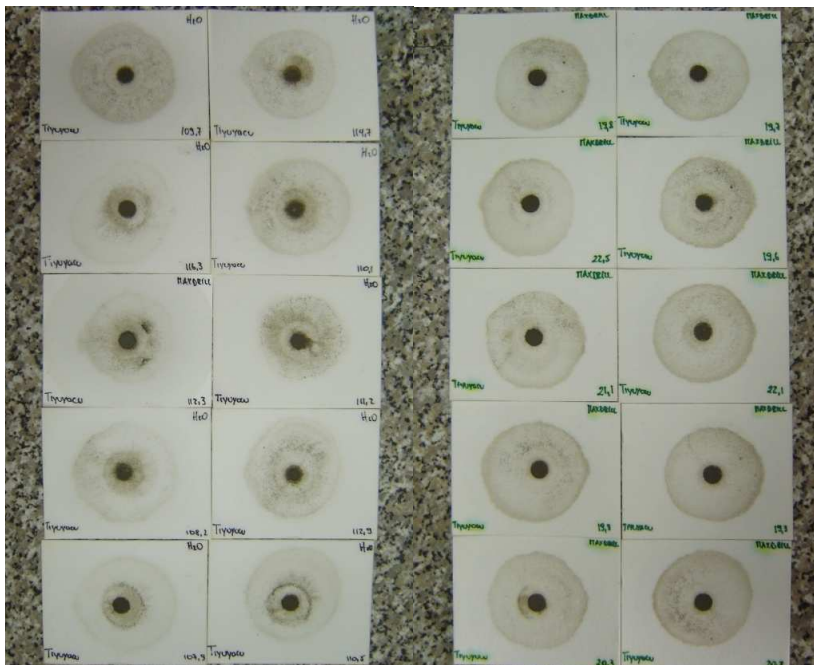
FUENTE: QMAX ECUADOR  
 ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

### 5.6.3.2 Tiyuyacu (6200 – 6220)

De la misma manera para la Formación Tiyuyacu se realizaron 10 repeticiones con cada fluido para tener un valor promedio de cada uno.

En la figura 5.41 podemos observar las diferentes pruebas de Tiempo de Succión Capilar para la Formación Tiyuyacu.

**FIGURA 5.41: PRUEBAS DE CST PARA LA FORMACIÓN TIYUYACU CON FLUIDO MAXDRILL (DERECHA) Y FLUIDO BLANCO (IZQUIERDA)**



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Los valores obtenidos para la Formación Tiyuyacu se muestran en la tabla 5.22.

Con los datos obtenidos realizamos una gráfica en la cual podemos visualizar la diferencia de tiempo que tienen los dos fluidos, así como se muestra en la figura 5.42.

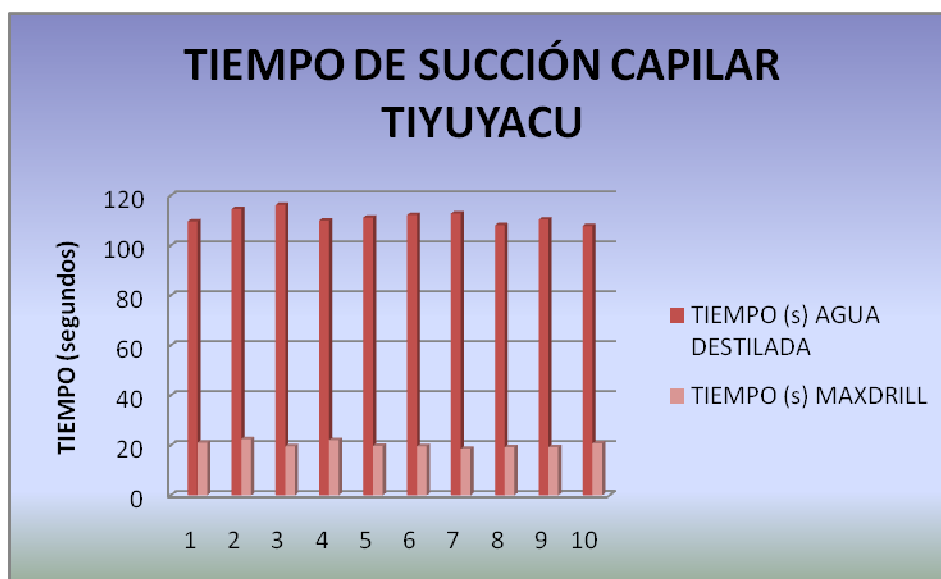


TABLA 5.22: RESULTADOS DE LA PRUEBA CST PARA LA FORMACIÓN TIYUYACU

TIEMPO (s)		
TIYUYACU	AGUA DESTILADA	MAXDRILL
	109,7	21,1
	114,7	22,5
	116,3	19,6
	110,1	22,1
	111,2	19,8
	112,3	19,7
	112,9	18,7
	108,2	19,3
	110,5	19,3
	107,9	20,8
PROMEDIO	111,38	20,29

FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

FIGURA 5.42: TIEMPOS DE SUCCIÓN CAPILAR PARA LA FORMACIÓN TIYUYACU



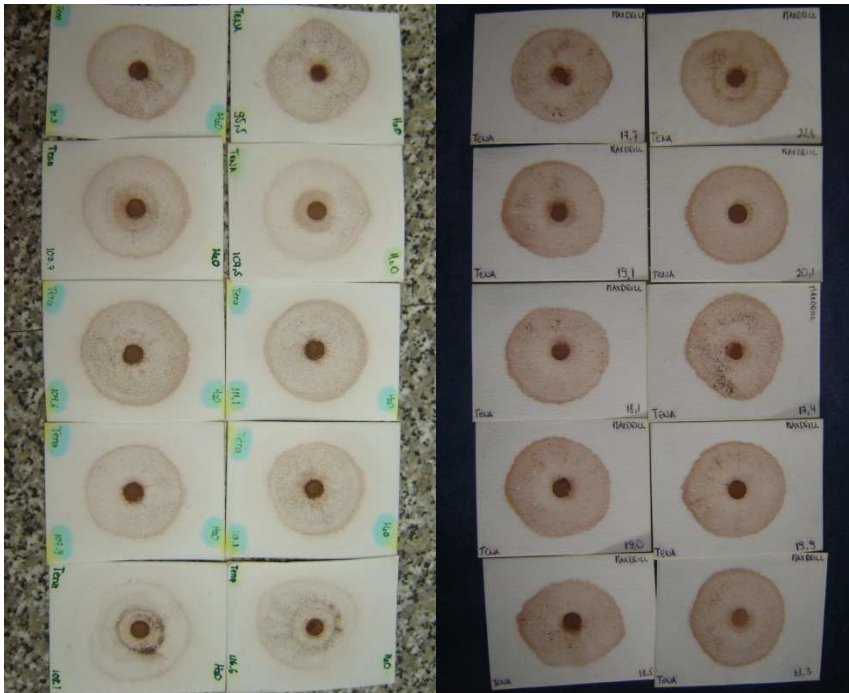
FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

### 5.6.3.3 Tena (7700 – 7920)

Así mismo con la Formación Tena se realizaron 10 repeticiones con cada fluido, para poder diferenciar el efecto inhibitor del Fluido Base Amina.

Como se puede observar en la siguiente figura tenemos las diferentes pruebas con ambos fluidos:

**FIGURA 5.43: PRUEBAS DE CST PARA LA FORMACIÓN TENA CON FLUIDO MAXDRILL (DERECHA) Y FLUIDO BLANCO (IZQUIERDA)**



FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Con los valores obtenidos mediante la prueba de Tiempo de Succión Capilar podemos hacer una tabla de datos y obtener un promedio para cada uno de los fluidos como se muestra en la tabla 5.23.

Con la ayuda de una gráfica podemos visualizar claramente la diferencia que existe entre los tiempos del Fluido Blanco y el Fluido Base Amina. Determinando una gran eficiencia de inhibición, mostrada en la figura 5.44.

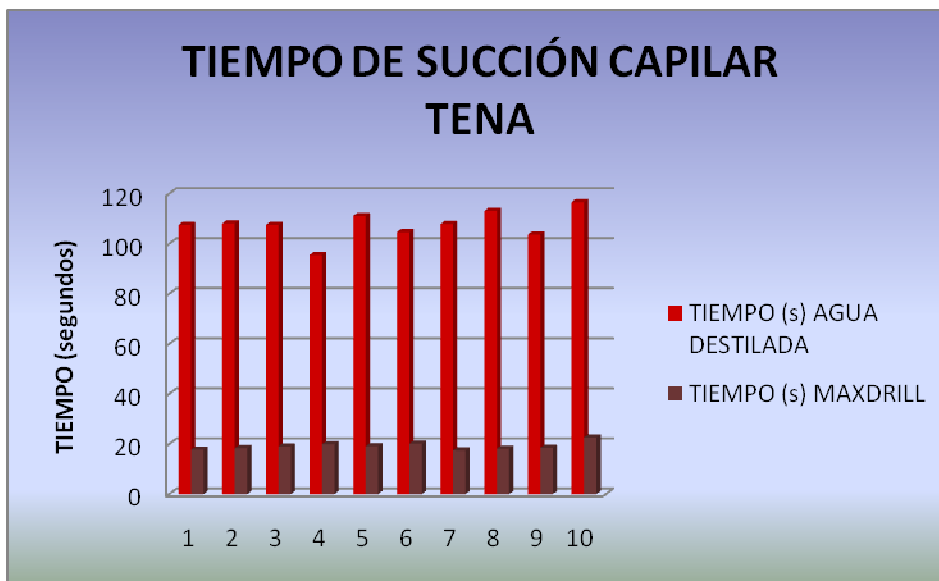
TABLA 5.23: RESULTADOS DE LA PRUEBA CST PARA LA FORMACIÓN TENA

TIEMPO (s)		
TENA	AGUA	
	DESTILADA	MAXDRILL
	107,5	17,7
	108,1	18,3
	107,5	19
	95,5	19,9
	111,1	19,1
	104,6	20,1
	107,9	17,4
	113,1	18,1
	103,7	18,5
	116,6	22,6
PROMEDIO	107,56	19,07

FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

FIGURA 5.44: TIEMPOS DE SUCCIÓN CAPILAR PARA LA FORMACIÓN TENA



FUENTE: QMAX ECUADOR

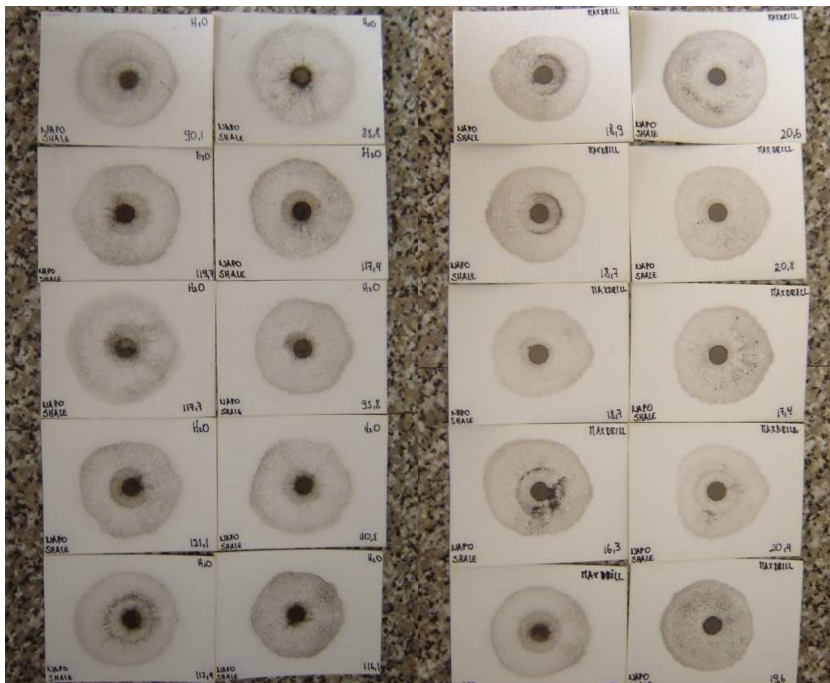
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

#### 5.6.3.4 Napo Shale (8710 – 8740)

Así mismo para Napo Shale se realizaron 10 repeticiones con cada fluido para determinar una tendencia de un valor que represente a cada uno.

En la siguiente figura podemos observar las diferentes pruebas de Tiempo de Succión Capilar para Napo Shale con los fluidos probados.

**FIGURA 5.45: PRUEBAS DE CST PARA NAPO SHALE CON FLUIDO MAXDRILL (DERECHA) Y FLUIDO BLANCO (IZQUIERDA)**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Realizamos una tabla de datos con los valores obtenidos tanto para el Fluido Blanco como para el Fluido Base Amina y así tenemos la tabla 5.24.

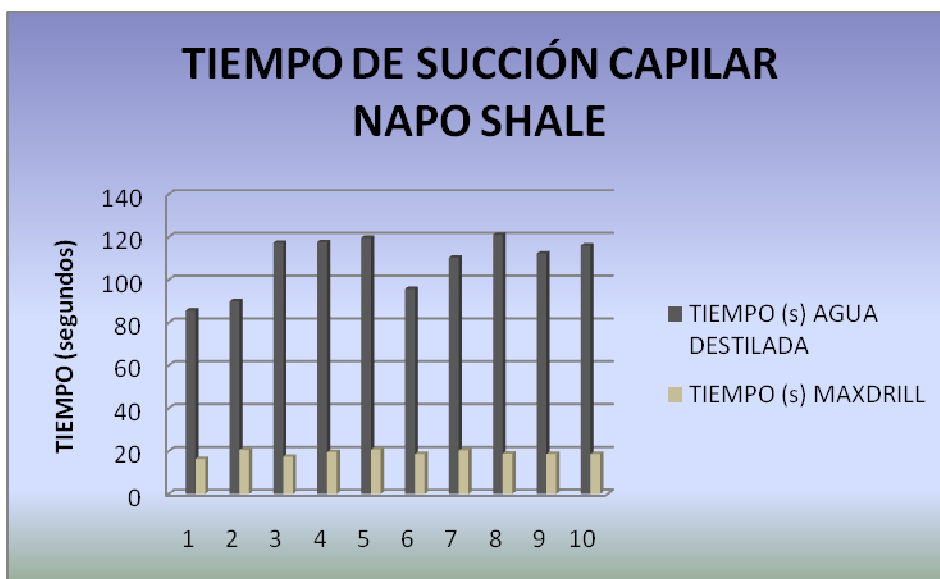
Obtenido los datos de los tiempos realizamos una gráfica para poder observar la tendencia y diferencia que tienen ambos fluidos, visualizando el gran efecto inhibitor que tiene el fluido Maxdrill. Mostrada en la figura 5.46.

TABLA 5.24: RESULTADOS DE LA PRUEBA CST PARA NAPO SHALE

TIEMPO (s)		
NAPO SHALE	AGUA DESTILADA	MAXDRILL
	85,8	16,3
	90,1	20,6
	117,4	17,4
	117,7	19,6
	119,7	20,8
	95,8	18,7
	110,5	20,4
	121,1	18,9
	112,4	18,7
	116,1	18,7
	PROMEDIO	108,66

FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

FIGURA 5.46: TIEMPOS DE SUCCIÓN CAPILAR PARA NAPO SHALE



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

### 5.6.3.5 Análisis de Resultados

Una vez realizadas todas las pruebas obteniendo valores promedios de Tiempo de Succión Capilar de cada una de las formaciones con los fluidos a prueba, se hicieron los cálculos de inhibición, basándonos que con el Fluido Blanco se da el mayor porcentaje de dispersión debido a la expansión de los componentes arcillosos al reaccionar en contacto con el agua, mientras que con el Fluido Base Amina tenemos el efecto inhibitor, para así apreciar el porcentaje de inhibición causada por dicho fluido.

En la tabla 5.25 mostramos los resultados de los cálculos de inhibición obtenidos de los Tiempos de Succión Capilar Promedios y de los porcentajes de inhibición para cada formación:

**TABLA 5.25: RESUMEN DE RESULTADOS CST.**

<b>FLUIDO/FORMACIÓN</b>	<b>ORTEGUAZA</b>	<b>TIYUYACU</b>	<b>TENA</b>	<b>NAPO SHALES</b>
<b>AGUA DESTILADA</b>	78,1	111,38	107,56	108,66
<b>MAXDRILL</b>	21,7	20,29	19,07	19,01
<b>INHIBICIÓN (%)</b>	72,22	81,78	82,27	82,51

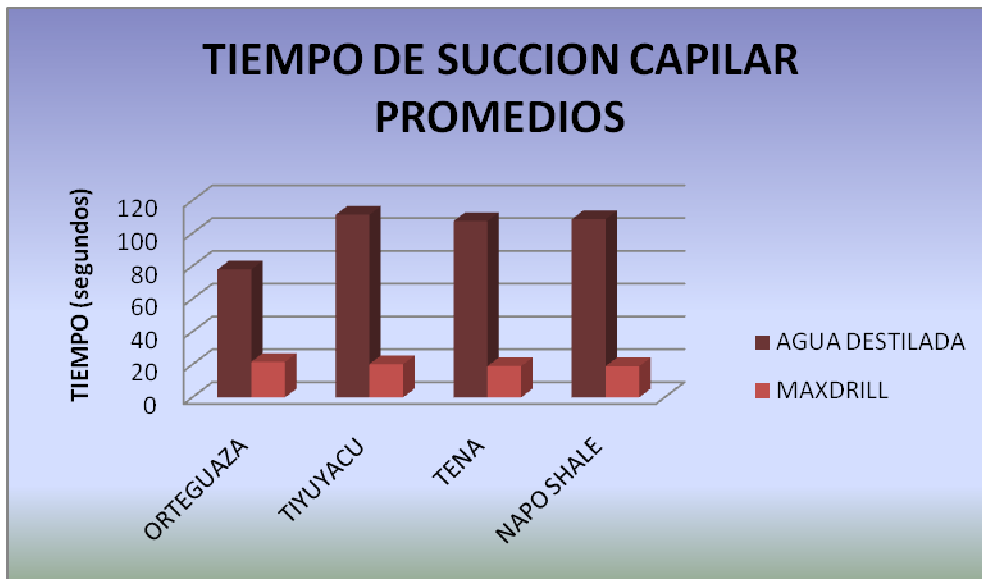
FUENTE: QMAX ECUADOR

ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

La figura 5.47 indica los valores promedios de Tiempo de Succión Capilar de cada formación con cada uno de los fluidos probados.

Al ejecutar la prueba de CST a un Fluido Blanco sin ningún sólido presente, se registro un tiempo de 10.1 segundos y para un Fluido Maxdrill se registro un tiempo de 10.8 segundos, estos son los tiempos bases que le toma pasar al fluido en forma radial de un electrodo al otro a través del papel filtro poroso grueso.

**FIGURA 5.47: TIEMPOS DE SUCCIÓN CAPILAR PROMEDIOS PARA LAS FORMACIONES ORTEGUAZA, TIYUYACU, TENA Y NAPO SHALE**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Los valores registrados al someter los fluidos con arcillas y lutitas de las formaciones obviamente serán mayores y son los siguientes:

Obteniendo así que los mayores tiempos con Fluido Blanco se dieron para las Formaciones Tiyuyacu siendo esta la que reveló mayor tiempo de succión capilar con 111.58 segundos, seguido por la arcilla Tena y la Lutita Napo con valores parejos de 107.56 y 108.66 segundos respectivamente y finalmente la formación Ortegaza con 78.1 segundos. Esto indica que las Formaciones Tiyuyacu, Tena y Lutita Napo poseen componentes arcillosos muy reactivos al contacto con agua, con propiedades hidratantes y de dispersión mayores que la Formación Ortegaza, las mismas que provocarían efectos de reducción de permeabilidad del revoque por su alto CST y Ortegaza muestra características dispersantes menores exhibiendo una floculación mínima pero visible. A pesar de esto, los niveles de dispersión de la Formación Ortegaza son suficientes para provocar problemas de inestabilidad del hoyo.

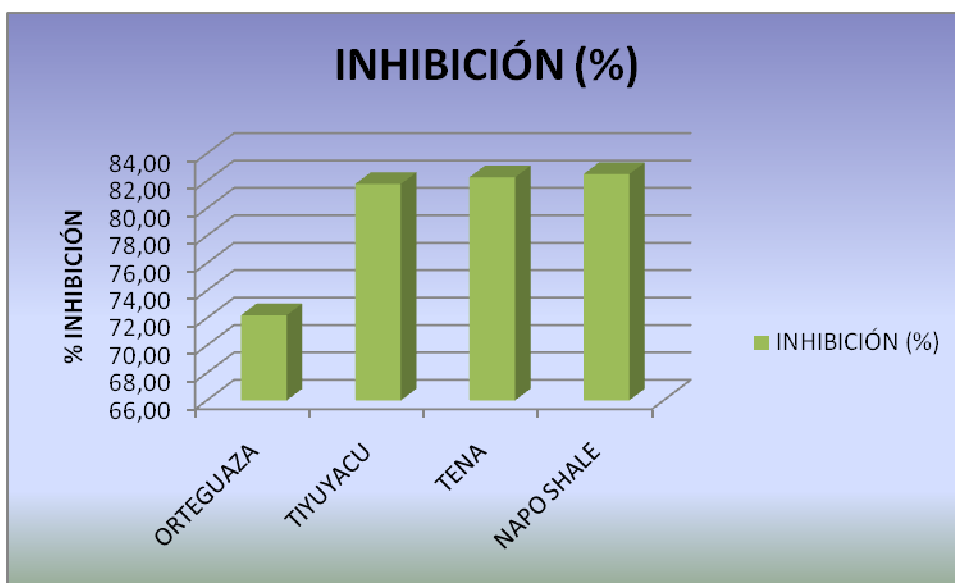
Mientras tanto que con el Fluido Base Amina podemos decir que en las Formaciones más reactivas tiene mayor efecto inhibitor que en la formación

Orteguaza marcando menores valores de Tiempo de Succión Capilar. Con lo que podemos recalcar que en la Formación Orteguaza existen sedimentos poco reactivos al agua con bajas propiedades de hidratación.

Además de eso se realizó la prueba de CST a una lechada de bentonita, la misma que flocula al momento de la mezcla y registra un valor muy bajo de tiempo de succión capilar de aproximadamente 49 segundos con Fluido Blanco y 15.1 segundos con el inhibidor Maxdrill. Esto comprueba que las características efectivas de mejorador de filtrado de la bentonita como un elemento no obstructor de la permeabilidad. Mientras se flocula la bentonita se descompone en sólidos hidratados de tamaño coloidal.

El porcentaje de inhibición dado por el Fluido Base Amina para cada formación está expresado en la figura 5.48.

**FIGURA 5.48: PORCENTAJES DE INHIBICIÓN DEL FLUIDO MAXDRILL PARA LAS FORMACIONES ORTEGUAZA, TIYUYACU, TENA Y NAPO SHALE**



FUENTE: QMAX ECUADOR  
ELABORADO POR: Luis Galarza y Luis Pazos

Como podemos observar el menor porcentaje de inhibición tenemos en la Formación Orteguaza debido a que no contiene componentes arcillosos muy reactivos, dando un valor del 72,22% de inhibición.



Mientras tanto que en las Formaciones Tiyuyacu, Tena y Napo Shale el porcentaje de inhibición es mucho mayor y rodea el valor de 82% de inhibición para las tres formaciones. De tal manera podemos concluir que el Fluido Base Amina tiene un buen efecto inhibidor sobre elementos arcillosos y/o lutitas provocando que al entrar en contacto con estos los inhibe y flocula de forma eficiente, reduciendo la hidratación de estas.

## CAPÍTULO 6

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1 CONCLUSIONES

- Las arcillas de las formaciones en estudio reaccionaran al mínimo contacto con el agua al momento de la recolección o tratamiento, por tal motivo una sobre exposición al fluido causará que la muestra no conserve todas sus características y propiedades de mineral arcilloso correspondiente a la profundidad de extracción. Lo que incide directamente en los resultados obtenidos.
- El fluido de perforación presenta una pérdida de filtrado de 6.4 ml, esto se debe a que es un fluido de laboratorio, sin concentración de sólidos. Un fluido de campo contaminado marca menos de 6ml.
- Gracias al PHPA y al Glymax, que contribuyen a la estabilización de las lutitas aumentando la viscosidad de la fase acuosa en el anular y por ende la viscosidad del filtrado, se limita la profundidad de invasión del filtrado y brinda una buena protección de la formación, minimizando problemas de lutitas frágiles y fracturadas.
- Debido a que la inhibición óptima de las arcillas, reflejada con el menor porcentaje de dispersión, se logró cuando se trabajó en conjunto con los tres componentes, se comprobó que los sistemas de polímeros inhibitorios son más eficaces cuando son usados en sinergia entre un glicol inhibidor (Glymax), un polímero inhibidor iónico (Maxdrill) y un polímero encapsulador como la PHPA.
- Las concentraciones de cada uno de los componentes del fluido base Amina – Glicol – PHPA, utilizadas para este estudio, están dadas para

lograr un cumplimiento equilibrado de todas las propiedades y funciones del lodo. Cambiando las concentraciones de algunos componentes se obtendrá un fluido de mayor inhibición, en caso de necesitarlo, pero se alterará propiedades de igual importancia como: pérdida de filtrado, viscosidad de filtrado, viscosidad del fluido y punto cedente.

- Se determinó que las concentraciones de los componentes del fluido base Amina – Glicol – PHPA, con las que actualmente Q-MAX opera en otros campos del Oriente Ecuatoriano, trabajan eficientemente en la inhibición de los ambientes arcillosos del campo nuevo PX.
- Las pruebas del fluido base Amina – Glicol – PHPA revelaron valores que se encuentran dentro de los rangos permisibles de un lodo libre de sólidos, mostrando parámetros reológicos adecuados que garantizan un fluido que proporcione propiedades de lodo adecuadas.
- Los niveles de Capacidad de Intercambio Catiónico presentados por los minerales arcillosos de las formaciones mostraron rangos entre 60 y 110 meq/100g los mismos que se consideran valores de CEC elevados teniendo como patrón los 205 meq/100g presentados por la bentonita, la arcilla con mayor nivel de CEC.
- Los valores registrados de MBT del fluido de perforación se los puede considerar como valores iniciales, estos en el campo dependiendo de la eficacia de los equipos de control de sólidos pueden ir aumentando a medida que se reutiliza el fluido, el éxito del fluido base Amina – Glicol – PHPA en la inhibición depende de valores coloidales bajos, los valores permisibles máximos que puede alcanzar un MBT en el campo es de 18 a 20ppb, puesto que superior a este nivel los parámetros reológicos subirán demasiado, provocarán floculación y habrá la obligación de desplazar dicho lodo.

- No se puede afirmar que mientras más alto sea la CEC mayor va a ser la reactividad de la lutita o de la arcilla, ni tampoco que su inhibición puede tener mayor dificultad. Esto lo corroboran la unión de resultados de MBT en los cuales se revela que a pesar de que la lutita Napo presenta el menor valor de CEC es la que menos inhibición logra al someterse al fluido normal y al fluido rolado base Amina – Glicol – PHPA con un 95 %.
- Se comprobó que el envejecimiento del fluido base Amina – Glicol – PHPA no provoca una disminución considerable de las funciones y propiedades inhibitorias. Pues los valores de inhibición tanto de lodo nuevo como de lodo envejecido de todas las formaciones, revelan resultados similares realmente positivos teniendo en cuenta el 95 % de inhibición logrado con la bentonita.
- Se puede considerar al sistema de fluidos de base Amina – Glicol – PHPA como un fluido netamente inhibidor, ya que todos sus resultados de inhibición superan el 90% de efectividad en relación al hinchamiento sufrido al sometimiento de las muestras con agua. Debido a que cada elemento que contribuye a la inhibición le complementa al otro, es así que el primero en aportar al proceso es el Maxdrill que inhibe mediante procesos iónicos, prosigue el Glymax que estabiliza mediante la obturación de las microfracturas y complementa la PHPA encapsulando los cortes. El proceso es eficiente y completo.
- El fluido base Amina – Glicol – PHPA usado para perforar la segunda sección en pozos del Oriente Ecuatoriano así como el realizado para efectuar las pruebas básicas de lodo no registra adición de ninguna arcilla ni bentonita. Mientras que el fluido realizado para las pruebas especiales contiene concentración de arcillas únicamente para valorar las propiedades inhibitorias del sistema de fluidos, esta adición provoca alteración en los valores de pérdida de filtrado y viscosidad, los cuales no se encuentran en los niveles ideales de un fluido libre de sólidos a pesar de tener concentraciones iguales de elementos que el fluido de campo.

- Para el caso de las formaciones lutíticas, la Formación Orteguzza acoge lutitas mucho más hidratables e inestables que las lutitas presentes en la Formación Napo Shale, en una relación de 1.8:1; de acuerdo a lo obtenido en la prueba de dispersión con fluido blanco donde presentan 21.68 % y 11.97 % respectivamente y, con fluido base Amina – Glicol – PHPA se inhibieron de manera satisfactoria disminuyendo a 3.42% y 2.4% respectivamente, mostrando valores manejables que evitan problemas de derrumbes y empaquetamiento.
- Para el caso de la arcilla Tena, los resultados de las pruebas cuando se pone en contacto con agua nos muestran que es una arcilla con los mayores niveles de reactividad y dispersión. Los resultados obtenidos nos muestran que con la arcilla de Tena fue con la que el fluido base Amina – Glicol – PHPA efectuó una mejor inhibición con un valor de 1.94% de dispersión. Su principal inconveniente es la plasticidad que presenta, que provoca futuros problemas de embolamiento o pega de tubería pero el efecto encapsulantes del PHPA atenúa casi en su totalidad este efecto.
- La suma de los resultados obtenidos muestra que el fluido base Amina – Glicol – PHPA es un fluido con características de inhibición óptimas para que los nuevos pozos a ser perforados en este campo no presenten problemas causados por lutitas inestables y arcillas reactivas en la perforación de las segunda sección.

## **6.2 RECOMENDACIONES**

- Cerciorarse de seguir los procedimientos operativos adecuados de preparación del fluido, con concentraciones sugeridas, orden correcto de adición y tiempos de mezclado definidos, para lograr la correcta formulación del fluido y obtener resultados de inhibición reales.

- En el momento de realizar las pruebas de CST se sugiere trabajar con muestras que tengan un alto valor de reactividad para estimar una formulación que tenga un rango que pueda inhibir eficientemente las arcillas y lutitas.
- Para trabajos en el campo cuando se desplaza un sistema existente con un sistema PHPA, el tamaño de malla de zaranda debería ser aumentado para evitar la pérdida de lodo. El lodo se floculará y el polímero no se cortará durante la primera o las dos primeras circulaciones después del desplazamiento. Las mallas de zaranda finas deberían ser reemplazadas lo antes posible.
- El cemento y el pH alto son muy perjudiciales para el polímero. Si el cemento debe ser perforado con el sistema PHPA, será necesario realizar un tratamiento preliminar y eliminar el lodo contaminado para evitar el agotamiento del contenido de polímero.
- Para brindar un equilibrio en la inhibición se debe monitorear y mantener la concentración apropiada de polímeros además controlar los sólidos dentro de los rangos apropiados. Las concentraciones de la misma deberían ser monitoreadas mediante la realización de la Prueba de Extracción de Amoníaco y la prueba de concentración de inhibidor. Además el equipo de control de sólidos debe trabajar correctamente para mantener bajo el porcentaje de sólidos presentes que interfiere en el desempeño del sistema de fluidos.
- Se debe regular el pH de los fluidos entre 9.3 - 9.5 previo al envejecimiento del mismo en el horno de rolado, a pesar de que el pH óptimo para la mejor función de los polímeros está entre los valores de 8.5 a 9.5. Debido a que el fluido rolado disminuye su pH en aproximadamente 0.3, con esto se garantiza que el pH del fluido rolado no obstruya la función de los polímeros inhibitorios.

- Se recomienda mantener el uso de las mismas concentraciones de los componentes del fluido con las que Q-MAX perfora en otros campos, sin riesgo a sufrir problemas causados por efectos reactivos de las arcillas o de inestabilidad de lutitas.
- Procurar obtener una solución de la mezcla fluido-sedimento lo más homogénea posible en la prueba de CST para no registrar valores inestables y conseguir una tendencia de valores reales y constantes para cada fluido. En el caso de heterogeneidad de valores se debe realizar varias repeticiones de la prueba.
- Todos los procedimientos para la prueba de MBT tanto de sólidos como de fluidos, obligadamente deberán regirse a la Norma API 13I y 13B-1 respectivamente, para que la relación efectuada entre ambos resultados sea razonable y consistente, la fuente debe ser la misma.
- Para que la prueba de dispersión exhiba resultados reales, la selección de muestras se debe realizar evaluando conjuntamente tanto las características granulométricas como litológicas de los sedimentos, garantizando únicamente la presencia de lutitas y de arcillas de interés. Además se debe procurar no perder sedimentos durante los procesos de obtención de resultados después que la muestra ha sido rolada.
- En la preparación del fluido conviene mezclar únicamente PHPA con agua, independientemente de las otras mezclas por 30 minutos (corte de PHPA) para asegurar que las moléculas de cadenas largas de este polímero logren su máxima expansión y por ende su eficiencia sea óptima.
- Para que las propiedades y características del fluido sean las correctas se sugiere que la adición de cada uno de los componentes sea lo más pausada posible y el tiempo de mezclado sea mayor, tanto para fluidos de laboratorio como para fluidos preparados en el campo.

- Si el sistema de fluidos base Amina – Glicol – PHPA se usa luego de otro sistema de polímeros diferente, necesariamente se debe desplazar el primer sistema de polímeros con el fluido base Amina – Glicol – PHPA mezclado previamente mas no se debe de tratar de hacer la conversión del primer sistema. Así se logrará garantizar la efectividad del mismo.
- Se deberá evitar poner en contacto las muestras con agua demasiado tiempo, al momento de recolectarlas, a fin de evitar posibles reacciones fluido – sedimento para que conserven sus propiedades naturales.
- Se recomienda reportar los resultados de todas las pruebas básicas como de las especiales con la mayor exactitud posibles para evitar que existan valores erróneos en el estudio y que los resultados obtenidos se distorsionen.
- La correcta inhibición de los minerales arcillosos de las formaciones atravesadas durante la perforación de un pozo, depende tanto del uso de un sistema de fluidos de perforación con propiedades de inhibición óptimas complementado por correctas normas y prácticas de perforación como: control de la densidad del lodo, bajas velocidades anulares, verticalidad del hoyo y preparar buenos programas de revestidores.



## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- American Petroleum Institute. (1997). Recommended Practice Standard Procedure for Field Testing Water – Based Drilling Fluids API 13B1 2<sup>nd</sup> Edition. Washington.
- American Petroleum Institute. (1998). Recommended Practice Standard Procedure for Field Testing Water – Based Drilling Fluids API 13B2 3<sup>th</sup> Edition. Washington
- American Petroleum Institute. (2000). Recommended Practice Standard Procedure for Field Testing Water – Based Drilling Fluids API 13I 6<sup>th</sup> Edition. Washington
- Baker Hughes INTEQ. (1998). Manual de Ingeniería de Fluidos. Houston.
- Baroid Drilling Fluids, Inc. (1988). Baroid Fluids Handbook. Houston, USA.
- Core Lab Reservoir Optimization. Advances in Formation Damage Assessment and Control Strategies. , Course Project.
- Dowell Schlumberger, Fundamentos Teóricos y Sistemas de Dowell Schlumberger Drilling Fluids. Venezuela.
- International Drilling Fluids. (1988). Technical Manual, for Drilling, Completion and Workover Fluids. United Kingdom.
- Manual de Fluidos M-I SWACO, Manual, Febrero 14, 200.

- ORBE SABAY ALEJANDRO PEDRO, “ANÁLISIS DE INHIBICIÓN DE LAS ARCILLAS REACTIVAS Y LUTITAS INESTABLES DE LAS FORMACIONES ORTEGUAZA, TIYUYACU, TENA Y NAPO (SHALE) CON FLUIDOS BASE AMINA EN UN CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO”, Escuela Politécnica Nacional, Julio 2009.
- Petroecuador. (2004). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Quito.
- Petroproducción. (1998). Modelo Estructural y Ciclos Tectono-Sedimentarios de la Cuenca Oriente.
- Q-MAX ECUADOR (2009). Manual de Hojas Técnicas de Productos.
- QMAX ECUADOR (2008), Curso de Fluidos de Perforación, Ing. Klever Obando.
- <http://www.uclm.es>
- <http://www.ofite.com>

## GLOSARIO

- **Acción Capilar:** Movimiento hacia arriba y hacia fuera del petróleo y del agua por los poros de la roca.
- **Absorción:** Es la penetración de una sustancia en la estructura de otra. Ejercer atracción sobre un fluido con el que está en contacto, de modo que las moléculas de éste penetren en aquella. La penetración o desaparición aparente de moléculas o iones de una o varias sustancias dentro de un sólido o líquido Tal es el caso de un líquido cuando toma moléculas de un gas o vapor; esta se denomina absorción físico química.
- **Adsorción:** Fenómeno superficial demostrado por la adhesión de átomos, por la formación de enlaces de iones o moléculas de un gas o un líquido que forman la capa de adsorbato sobre la superficie de otra llamada adsorbente.
- **Alúmina:** Óxido de aluminio que se halla en la naturaleza algunas veces puro y cristalizado, y por lo común formando, en combinación con la sílice y otros cuerpos, los feldespatos y las arcillas.
- **Análisis de Lodo:** Examen sistemático y continuo del fluido de perforación, para determinar sus propiedades físicas y químicas.
- **Arcilla:** Material mineral residual de grano fino, compuesto por silicato de aluminio, que adquiere un comportamiento plástico cuando se mezcla con una cantidad determinada de agua.
- **Atapulgita:** Material que se agrega al lodo de perforación con el fin de aumentar la viscosidad de éste. Se usa en agua salada sus partículas son de tamaño muy pequeño en forma de agujas.
- **Barita:** Es usada como un agente densificante en sistemas de fluidos basados en agua o en aceite. Se encuentra químicamente como sulfato de bario ( $BaSO_4$ ) mineral.
- **Bentonita:** La montmorillonita sódica (bentonita de Wyoming) se añade normalmente a un lodo para aumentar la viscosidad y reducir el filtrado.
- **Brucita:** Mineral formado de magnesita hidratada, de color blanco o gris y brillo nacarado, infusible al soplete, y que se halla en cristales o masas compactas. Se emplea en medicina.

- **Caolinita:** Es una arcilla no hinchable ya que sus capas unitarias están fuertemente ligadas mediante enlaces de hidrógeno. Presentan caolín por hidrólisis de los feldspatos que contienen las rocas graníticas.
- **Catión:** Partícula positivamente cargada en la solución de un electrolito que bajo la influencia de un potencial eléctrico, se moviliza hacia el cátodo (electrodo negativo).
- **Clorita:** Los minerales arcillosos de clorita son similares a la arcilla illita en lo que se refiere a la reactividad, no contiene agua entre las capas, no se hinchan en su forma pura, pero puede hacerse que hinchen ligeramente al ser modificadas.
- **Cohesión:** La fuerza de atracción entre moléculas del mismo tipo. Acción y efecto de reunirse o adherirse las cosas entre sí o la materia de que están formadas
- **Coloide:** Estado de subdivisión de la materia que consiste en grandes moléculas individuales o en agregados de moléculas más pequeñas ,dispersadas en el grado que la fuerza de superficie se convierte en un factor importante para determinar sus propiedades . El tamaño de las partículas coloidales varían entre 0.001 a 0.005 micrones.
- **Dilución:** Proceso de mezcla de un material con otro en proporción tal que disminuye la concentración de elementos y/o sustancias del primero.
- **Erosión:** Proceso geológico de desgaste de la superficie terrestre y de remoción y transporte de materiales del suelo o roca originados por gravitación y otros agentes.
- **Estrato:** Un estrato geológico es una capa (cuerpo generalmente tabular) de roca caracterizado por ciertos caracteres, propiedades o atributos unificantes que lo distinguen de estratos adyacentes.
- **Esmectita:** Las arcillas esméctitas son materiales deterivos (con capacidad de limpiar). En la formación de estas arcillas tienen lugar materiales de origen volcánico, aguas marinas e hidrotermales.
- **Filtrado:** Pérdida de líquido de un lodo de perforación debido a la filtración; es controlado por la costra formada por los sólidos contenidos en el lodo.

- **Fluido de Perforación:** Material fluido de composición química variable, que se hace circular en el hoyo que cumple funciones importantes durante la perforación. Sus componentes más comunes son la bentonita y la barita.
- **Floculación:** Es la asociación de borde a borde y/o borde a cara de las partículas, resultando en la formación de una estructura similar a un “castillo de naipes”.
- **Glicol:** Es un agente de taponamiento deformable usado en fluido de perforación base agua, utilizado para la inhibición de lutitas.
- **Gumbo:** Cualquier formación con un alto contenido de agua y arcilla, presentando un aspecto más o menos plástico, que al absorber el agua del fluido de perforación adquieren un aspecto pegajoso.
- **Hidratación:** Acto por el cual una sustancia admite agua por medio de absorción y / o adsorción.
- **Ilita:** La Ilita es un mineral arcilloso específico con una estructura principal de aluminosilicato similar a la esméctica, pero no muestran la capacidad de hinchamiento entre capas.
- **Inhibición:** Cualquier agente que en operaciones de perforación previenen de la hidratación de minerales arcillosos por agua mediante acciones preventivas sobre la arcilla.
- **Litología:** Estudio, descripción y clasificación de las rocas.
- **Lutita:** Roca sedimentaria de grano muy fino, compuesta de partículas de limo y arcilla. Su composición varía desde arcilla pura hasta arcilla calcárea.
- **PHPA:** La amina Poliacrilamida parcialmente hidrolizada se usa como inhibidor de lutita y como polímero encapsulador de sólidos en los sistemas de agua dulce, agua salada, NaCl y KCl.
- **Plasticidad:** Propiedad que se debe a que el agua forma un recubrimiento sobre las partículas laminares produciendo un efecto lubricante que facilita el deslizamiento de unas partículas sobre otras cuando se ejerce un esfuerzo sobre ellas.
- **Poliacrilato:** Un polímero sintético de alto peso molecular, usado principalmente como agente de control de filtrado.

- **Polímero:** Sustancia formada por la unión de dos o más moléculas iguales, unidas extremo con extremo, dando por resultado una sustancia que posee los mismos elementos en la misma proporción que las moléculas originales, pero de mayor peso molecular y con diferentes propiedades físicas.
- **Punto de Nube:** Es la temperatura a la cual el poliglicol pasa de ser totalmente soluble a insoluble.
- **Reología:** Es un término que denota el estudio de la deformación de materiales, incluyendo el flujo.
- **TAME:** Emulsión de Lodo Activada Térmicamente.
- **Tixotropía:** Se define como el fenómeno consistente en la pérdida de resistencia de un coloide, al amasarlo, y su posterior recuperación con el tiempo.
- **Viscosidad:** Medición de la resistencia que un líquido opone al flujo. Producto del efecto combinado de la cohesión y la adhesión.
- **Zaranda:** Equipo mecánico separador de ripios.

## **ANEXOS**

**ANEXO 1**  
**REPORTES GEOLÓGICOS**



## Reporte Geológico Diario de la Formación Orteguaza

DAILY GEOLOGICAL REPORT											
BIT DATA				FORMATION DATA							
		ACTUAL	PREVIOUS	FORMATION	CUTTINGS		PROGNOSIS		Difference (ft)		
MANUFACT	BIT #	2RR PDC	BAKER HUGHES 2R PDC		MD (ft)	TVD (ft)	MD (ft)	TVD (ft)	Prognosis TVD		
DIAMETER (in.)	16	16		UPPER CHALCANA FM	2465	2348	2471	2351	3	HIGH	
TYPE	HCM605	HCM605		LOWER CHALCANA FM	3675	3463	3684	3465	2	HIGH	
SERIAL	7015487	7015487		ORTEGUAZA FM	5171	4927	5217	4973	46	HIGH	
JETS	10x11	10x11		TIYUYACU			6067	5823			
BIT RUN (ft)	-4621	-2764		TIYUYACU CGL			7367	7123			
BIT TIME ACTUAL (hrs)	12.5	22.9		TENA			7717	7473			
ROP (ft/hr) AV.	-369,68	-120,70		NAPO FM			8317	8073			
DEPTH IN (ft)	4621	2764		"M-1" SANDSTONE			8322	8078			
DEPTH OUT (ft)		4621		NAPO SHALE			8367	8123			
<b>DRILLING DATA</b>			<b>MUD DATA</b>								
WOH	165-170	Klbs	TYPE	FLUIDO NATIVO							
WOB	15-20	Klbs	MW	10	ppg						
RPM	80+200(M)	rpm	FV	40	s/qt						
TORQUE	5-8	Klbs*ft	PV	9	cP						
FLOW	910	gpm	YP	20	lb/100ft2						
PUMPS	88/0/88	spm	GELS	11/16/26	lb/100ft2						
PRESSURE	3200-3400	psi	SAND	0,1	% vol						
ROP DAY	62.96	ft/hrs	pH	9,1							
			CHLORIDES	200	mg/l						
<b>CARBIDE TEST</b>											
TEST DATE											
TEST DEPTH											
REAL LAG STROCKES											
OPEN HOLE AVERAGE				RKB = 788							
<b>MAGNETO</b>											
PESO DIARIO ( gr )	PESO ACUMULADO ( gr )										
<b>SURVEY DATA</b>				<b>CASING AND LINER DATA</b>				<b>GEOSERVICES ALS EQUIPMENT</b>			
PREVIOUS		LAST									
MD	5305,00 ft	MD	5338,00 ft	20"	CSG SHOE @	90	ft	GAS DETECTOR / GEOFAST-FID			
TVD	5061,00 ft	TVD	5094,00 ft		CSG SHOE @		ft	REAL TIME DATA ADOUSITION			
INCLINATION	0,97 deg	INCLINATION	0,79 deg		CSG SHOE @		ft	TERMINAL SRV SYSTEM			
AZIMUT	3,79 deg	AZIMUT	14,20 deg		LINER SHOE @		ft	WITS DATA			
<b>GAS DATA</b>											
GAS TYPE	DEPTH (ft)	T GAS %	Hyds Units	C1 ppm	C2 ppm	C3 ppm	iC4 ppm	nC4 ppm	iC5 ppm	nC5 ppm	CO2 ppm
BG	4621-4900	0,05	1,88	376							
BG	4900-5171	0,07	2,96	592							
BG	5171-5408	0,15	5,84	1127	31	10					
FG	5210	0,25	10,18	1953	63	20					
FG	5396	1,87	73,42	13158	822	370	232	55	47		
<b>ORTEGUAZA FORMATION TOP @ 5171' MD / 4927' TVD</b>											
<b>DEPTH (ft)</b>		<b>%</b>	<b>LITHOLOGY</b>		<b>DESCRIPTION</b>						
4620-4710		100	CLYST		RDSH BRN, PURP, RDSH BRICK, LT BRN, SFT-MOD HD, IREG-BLKY, GRSY, I/P ERTHY, SLI CALC.						
4710-4860		90	CLYST		RDSH BRN, RDSH BRICK, PURP, OCC YELSH BRN, CRM, GRNSH GRY, SFT-MOD HD, IREG-BLKY, GRSY-ERTHY,						
		10	SLTST		RDSH BRN, LT BRN, PURP, YEL, SFT-MOD HD, SBBLKY, ERTHY, NON CALC.						
4860-5120		90	CLYST		RDSH BRN, GRNSH GRY, LT GRY, PURP, RDSH BRICK, SFT-MOD HD, IREG-BLKY, GRSY, NON CALC.						
		10	SLTST		RDSH BRN, LT BRN, PURP, CRM, SFT-MOD HD, IREG-BLKY, ERTHY, NON CALC.						
5120-5170		60	CLYST		RDSH BRN, PURP, GRNSH GRY, I/P MUSDT, SFT-MOD HD, BLKY-SBBLKY, I/P SBLAM, GRSY-ERTHY, NON CALC,						
		20	SLTST		CRM, LT GRY, RDHS BRN, GRNSH GRY, SFT-MOD HD, IREG, ERTHY, NON CALC, I/P GRDG TO VF GR SS.						
		20	SS		HYAL, LT GRY, TRNSP-TRNSL, LSE, VF GR, QTZ, RND-SBRND, W SRT, NO VIS MTX, NO VIS CMT, NO VIS POR, NO						
<b>ORTEGUAZA FORMATION TOP @ 5171' MD / 4927' TVD</b>											
5170-5190		80	SH		GRNSH GRY, LT GRN, LT GRY, SFT-MOD HD, SBBLKY, LAM-SBLAM, FISS, GRSY, NON CALC, I/P W/M PYR INCL.						
		20	CLYST		RDSH BRN, PURP, GRNSH GRY, I/P MUSDT, SFT-MOD HD, BLKY-SBBLKY, I/P SBLAM, GRSY-ERTHY, NON CALC,						
5190-5370		100	SH		GRNSH GRY, LT GRY, I/P GRY, SFT-MOD HD, FISS-SBFIS, LAM, I/P SPLNT, GRSY, NON CALC, W/M MIC INCL, I/P						
5370-5408		80	SH		GRNSH GRY, LT GRY, I/P LT GRN, SFT-MOD HD, FISS, LAM-SBLAM, PLTY, SPLNT, GRSY, NON CALC, W/M MIC & M						
		20	COAL		BLK, DK GRY, GRYSH BRN, MOD HD-SFT, SMTH, BRI, W/M PYR INCL.						
5408 - 5430		80	SH		GRNSH GRY, LT GRY, I/P LT GRN, SFT-MOD HD, FISS, LAM-SBLAM, PLTY, SPLNT, GRSY, NON CALC, W/M MIC & M						
		10	COAL		BLK, DK GRY, GRYSH BRN, MOD HD-SFT, SMTH, BRI, W/M PYR INCL.						
		10	SS		WH, HYAL, TRNSP-TRNSL, LSE, MED-CRS GR, QTZ, SBANG, MOD SRT, NO VIS MTX, NO VIS CMT, NO VIS POR.						

FUENTE: GEOSERVICES  
ELABORADO POR: GEOSERVICES

## Reporte Geológico Diario de la Formación Tiyuyacu

DAILY GEOLOGICAL REPORT											
BIT DATA				FORMATION DATA							
		ACTUAL	PREVIOUS	FORMATION		CUTTINGS		PROGNOSIS			
		BAKER HUGHES	BAKER HUGHES			MD (ft)	TVD (ft)	MD (ft)	TVD (ft)		
MANUFACT											
BIT #		3 PDC	2RR PDC								
DIAMETER (in.)		12 1/4"	16	UPPER CHALCANA FM	2465	2348	2471	2351			
TYPE		HCR605Z	HCM605	LOWER CHALCANA FM	3675	3463	3684	3465			
SERIAL		7303980	7015487	ORTEGUAZA FM	5171	4927	5217	4973			
JETS		7 x 14	10x11	ORTEGUAZA SANDSTON	5430	5186					
BIT RUN (ft)		-5408	-4621	ORTEGUAZA SS BASE	5790	5546					
BIT TIME ACTUAL (hrs)		26.8	12.5	TIYUYACU	6073	5829	6067	5823			
ROP (ft/hr) AV.		-201.79	-369.68	UPPER CGL TIYUTACU	6227	5983					
DEPTH IN (ft)		5408	4621	UPPER CGL TIYUTACU B	6272	6028					
DEPTH OUT (ft)			5408	TIYUYACU CGL			7367	7123			
DRILLING DATA				MUD DATA							
WOH	210-215	Klbs	TYPE	BASE AMINA	NAPO FM			8317	8073		
WOB	10-15	Klbs	MW	9,8	ppg	"M-1" SANDSTONE		8322	8078		
RPM	60+206(M)	rpm	FV	53	s/qt	NAPO SHALE		8367	8123		
TORQUE	13-15	Klbs*ft	PV	14	cP	"M-2" LIMESTONE		8979	8735		
FLOW	925	gpm	YP	18	lb/100ft2	"M-2" SANDSTONE		9008	8764		
PUMPS	0/110/112	spm	GELS	4/6/9		"A" LIMESTONE		9053	8809		
PRESSURE	3100-3200	psi	SAND	0,1	% vol	UPPER "U" SANDSTONE		9079	8835		
ROP DAY	49	ft/hrs	pH	9,2		MIDDLE "U" SANDSTONE		9134	8890		
			CHLORIDES	450	mg/l	LOWER "U" SANDSTONE		9202	8958		
						LOWER "U" SANDSTONE		9281	9037		
CARBIDE TEST											
TEST DATE						"B" LIMESTONE		9290	9046		
TEST DEPTH			ft			"T" SANDSTONE		9403	9159		
REAL LAG STROCKES			strk			MAIN "T" SANDSTONE		9467	9223		
OPEN HOLE AVERAGE			in			BASAL NAPO SHALE		9527	9283		
						HOLIN SANDSTONE		9602	9358		
MAGNETO				OTAL DEPTH							
PESO DIARIO ( gr )	835	PESO ACUMULADO ( gr )	1521					RKB = 788			
SURVEY DATA				CASING AND LINER DATA							
PREVIOUS		LAST									
MD	6857,00 ft	MD	6950,00 ft	20"	CSG SHOE @	90	ft				
TVD	6613,00 ft	TVD	6706,00 ft	13.3/8"	CSG SHOE @	5406	ft				
INCLINATION	0,37 deg	INCLINATION	0,44 deg		CSG SHOE @		ft				
AZIMUT	160,52 deg	AZIMUT	181,22 deg		LINER SHOE @		ft				
GAS DATA											
GAS TYPE	DEPTH (ft)	T GAS %	Hyds Units	C1 ppm	C2 ppm	C3 ppm	iC4 ppm	nC4 ppm	iC5 ppm	nC5 ppm	CO2 ppm
BG	6060 - 6272	0,10	3,64	728							
FG	6102	0,24	9,07	1713	56	44					
GC	6152	0,21	7,70	1521	19						
BG	6272 - 6640	0,08	3,04	607							
BG	6640 - 7020	0,04	0,95	190							
DESCRIPTION											
DEPTH (ft)	%	LITHOLOGY	DESCRIPTION								
6060 - 6070	80	SH	LT GRN. GRNSH GRN. GRY. GRYSH BRN. SFT-MOD HD. SBBLKY. PLTY. LAM. VP FISS. ERTHY. I/P GRYSY. NON								
	20	SLTST	LT GRN. GRYSH BRN. SFT-MOD HD. SBBLKY. ERTHY. NON CALC.								
TIYUYACU FORMATION TOP @ 6,073' MD / 5,829' TVD											
6070 - 6080	70	SH	GRNSH BRN. LT GRN. GRY. SFT-MOD HD. SBBLKY. PLTY. LAM. VP FISS. ERTHY. I/P GRYSY. NON CALC. W/M MIC &								
	20	CLYST	GRNSH BRN. LT GRN. GRY. OCC BRN. SFT-MOD HD. SBBLKY. IREG. ERTHY-GRSY. NON CALC.								
	10	SLTST	LT GRN. GRYSH BRN. SFT-MOD HD. SBBLKY. ERTHY. NON CALC.								
6080 - 6100	60	CLYST	GRNSH BRN. LT GRN. GRY. OCC BRN. SFT-MOD HD. SBBLKY. IREG. ERTHY-GRSY. NON CALC.								
	40	SH	GRNSH BRN. LT GRN. GRY. SFT-MOD HD. SBBLKY. PLTY. LAM. VP FISS. ERTHY. I/P GRYSY. NON CALC. W/M MIC &								
6100 - 6110	70	CLYST	GRNSH BRN. DK BRN. LT GRN. I/P RDSH BRN. SFT-MOD HD. SBBLKY. ERTHY-GRSY. NO CALC. WASHABLE.								
	20	SLTST	LT GRN. GRYSH BRN. GRNSH GRN. SFT-MOD HD. IREG-BLKY. ERTHY. NON CALC.								
	10	SH	GRNSH BRN. LT GRN. GRY. SFT-MOD HD. SBBLKY. PLTY. LAM. VP FISS. ERTHY. I/P GRYSY. NON CALC. W/M MIC &								
6110 - 6140	80	CLYST	GRNSH BRN. DK BRN. LT GRN. I/P RDSH BRN. SFT-MOD HD. SBBLKY. ERTHY-GRSY. NO CALC. WASHABLE.								
	20	SLTST	LT GRN. GRYSH BRN. GRNSH GRN. SFT-MOD HD. IREG-BLKY. ERTHY. NON CALC.								
6140 - 6200	50	CLYST	GRNSH BRN. YELSH BRN. RDSH BRN. MUSTD. SFT-MOD HD. SBBLKY. ERTHY. NON CALC. GMMY. WASHABLE.								
	30	SS	LT GRN. HYAL. TRNSP-TRNSL. MNR WH. LSE. F GR. OCC MED GR. OTZ. SBRND-SBANG. MOD SRT. NO VIS MTX								
	20	SLTST	GRNSH GRN. LT GRN. GRYSH BRN. SFT-MOD HD. BLKY-SBBLKY. ERTHY. NON CALC. I/P W/LITH INCL. GRDG TO								
6200 - 6220	80	CLYST	CRM. LT GRN. MUSTD. RDSH BRN. SFT-MOD HD. BLKY-SBBLKY. ERTHY. NON CALC. GMMY. WASHABLE.								
	20	SLTST	LT GRN. GRY. GRYSH BRN. I/P CRM. SFT-MOD HD. SBBLKY. ERTHY. NON CALC. I/P W/LITH INCL. GRDG TO VF GR								

FUENTE: GEOSERVICES  
ELABORADO POR: GEOSERVICES

## Reporte Geológico Diario de la Formación Tena

DAILY GEOLOGICAL REPORT											
BIT DATA				FORMATION DATA							
ACTUAL		PREVIOUS		FORMATION	CUTTINGS		PROGNOSIS				
BAKER HUGHES		BAKER HUGHES			MD (ft)	TVD (ft)	MD (ft)	TVD (ft)			
MANUFACT	3 PDC		2RR PDC		UPPER CHALCANA FM	2465	2348	2471	2351		
BIT #	12 1/4"		16		LOWER CHALCANA FM	3675	3463	3684	3465		
DIAMETER (in.)	HCR605Z		HCM605		ORTEGUAZA FM	5171	4927	5217	4973		
TYPE	7303980		7015487		ORTEGUAZA SST TOP	5430	5186				
SERIAL	7 x 14		10x11		ORTEGUAZA SST BASE	5790	5546				
JETS	-5408		-4621		TIYUYACU	6073	5829	6067	5823		
BIT RUN (ft)	54.3		12.5		UPPER CGL TIYUYACU	6227	5983				
BIT TIME ACTUAL (hrs)	-99.59		-369.68		UPPER CGL TIYUYACU B	6272	6028				
ROP (ft/hr) AV.	5408		5408		TIYUYACU CGL	7287	7043	7367	7123		
DEPTH IN (ft)					TENA	7709	7465	7717	7473		
DEPTH OUT (ft)					NAPO FM			8317	8073		
DRILLING DATA			MUD DATA								
WOB	250-255	Klbs	TYPE	BASE AMINA							
WOB	18-22	Klbs	MW	9.9	ppg	"M-1" SANDSTONE					
RPM	60+190(M)	rpm	FV	54	s/qt	NAPO SHALE					
TORQUE	15-20	Klbs*ft	PV	20	cP	"M-2" LIMESTONE					
FLOW	875	gpm	YP	20	lb/100ft2	"M-2" SANDSTONE					
PUMPS	0/107/107	spm	GELS	5/8/13	lb/100ft2	"A" LIMESTONE					
PRESSURE	3400-3500	psi	SAND	0.1	% vol	UPPER "U" SANDSTONE					
ROP DAY	28.6	ft/hrs	pH	9.3		MIDDLE "U" SANDSTONE					
			CHLORIDES	500	mg/l	LOWER "U" SANDSTONE					
						LOWER BASE "U" SANDSTONE					
						"B" LIMESTONE					
						"T" SANDSTONE					
TEST DATE						MAIN "T" SANDSTONE					
TEST DEPTH						BASAL NAPO SHALE					
REAL LAG STROCKES						HOLIN SANDSTONE					
OPEN HOLE AVERAGE											
MAGNETO						TOTAL DEPTH					
PESO DIARIO ( gr )		368		PESO ACUMULADO ( gr )		2577		RKB = 788			
SURVEY DATA				CASING AND LINER DATA							
PREVIOUS		LAST									
MD	7786.00	ft	MD	7879.00	ft	20"	CSG SHOE @	90	ft		
TVD	7542.00	ft	TVD	7635.00	ft	13.3/8"	CSG SHOE @	5406	ft		
INCLINATION	0.15	deg	INCLINATION	0.12	deg		CSG SHOE @		ft		
AZIMUT	116.95	deg	AZIMUT	42.00	deg		LINER SHOE @		ft		
GAS DATA											
GAS TYPE	DEPTH (ft)	T GAS %	Hyds Units	C1 ppm	C2 ppm	C3 ppm	iC4 ppm	nC4 ppm	iC5 ppm	nC5 ppm	CO2 ppm
BG	7470 - 7617	0.07	2.68	523	13						
CG	7488	0.16	5.74	1122	25						
CG	7579	0.19	6.77	1329	25						
BG	7617 - 7800	0.12	4.36	851	21						
CG	7671	0.32	11.70	2280	59						
SG	7732	0.35	12.88	2541	35						
CG	7762	0.50	18.22	3568	75	16	11	34			
SG	2946	0.29	10.86	2089	82						
BG	7800-7920	0.09	3.31	650	12						
LITHOLOGY											
DEPTH (ft)	%	LITHOLOGY	DESCRIPTION								
TENA FORMATION TOP @ 7709' MD / 7465' MD											
7700 - 7770	80	CLYST	BRN, DK BRN, RDSH BRN, DK GR, SFT-MOD HD, IREG-BLKY, /P SBLAM, GRSY-ERTHY, NON CALC, /P W/M MIC								
	20	SLTST	DK GR, LT GR, RDSH BRN, SFT-MOD HD, SBBLKY, SBLAM, ERTHY, NON CALC, /P W/LITH INCL, /P GRDG TO								
7770 - 7810	100	CLYST	BRN, CRM MOTT W/RDSH BRN, RDSH BRN, MNR YELSH BRN, SFT-MOD HD, IREG-BLKY, GRSY, /P ERTHY, NON								
7810 - 7850	80	CLYST	BRN, RDSH BRN, CRM, /P MUSTD, SFT-MOD HD, IREG-BLKY, GRSY-ERTHY, SLI CALC, GMMY, WASHABLE.								
	20	SLTST	RDSH BRN, LT GR, CRM, SFT-MOD HD, SBBLKY, ERTHY, SLI CALC, /P GRDG TO VF GR SS.								
7850 - 7920	90	CLYST	RDSH BRN, BRN, RDSH BRICK, MNR CRM, SFT-MOD HD, IREG-BLKY, ERTHY-GRSY, /P SLI CALC, GMMY,								
	10	SLTST	RDSH BRN, CRM, LT GR, SFT-MOD HD, SBBLKY, ERTHY, NON CALC, /P W/LITH INCL, GRDG TO VF GR SS.								
7983 - 8010	70	CLYST	RDSH BRN, BRN, RDSH BRICK, MNR CRM, OCC RDSH BRN MOTT W/CRM, YELSH BRN, MOD HD-SFT, IREG-								
	30	SLTST	RDSH BRN, BRN, LT GR, GRY, GRYSH GRN, OCC LT BRN, SFT-MOD HD, SBBLKY, ERTHY, NON CALC, /P W/LITH								
	50	CLYST	CRM, RDSH BRN, RDSH BRICK, BRN, MNR YELSH BRN, OCC RDSH BRN MOTT W/CRM, PURP, SFT-MOD HD, IREG-								
8010 - 8030	40	SLTST	LT GR, RDSH BRN, BRN, GRY, GRYSH GRN, SFT-MOD HD, IREG-SBBLKY, ERTHY, SLI CALC, W/LITH INCL, GRDG								
	10	LS	MDST-GRNST, WH, LT GR, SFT-MOD HD, IREG-BLKY, NO VIS POR, NO OIL SHOW.								
8030 - 8040	70	CLYST	BRN, RDSH BRN, RDSH BRICK, OCC CRM, RDSH BRICK MOTT W/CRM, SFT-MOD HD, IREG-BLKY, ERTHY-GRSY,								
	30	SLTST	RDSH BRN, YELSH BRN, LT GR, GRY, GRYSH GRN, SFT-MOD HD, SBBLKY, ERTHY, NON CALC, W/LITH INCL,								
8040 - 8070	40	CLYST	BRN, RDSH BRN, RDSH BRICK, OCC CRM, RDSH BRICK MOTT W/CRM, SFT-MOD HD, IREG-BLKY, ERTHY-GRSY,								
	40	SLTST	RDSH BRN, YELSH BRN, LT GR, GRY, GRYSH GRN, SFT-MOD HD, SBBLKY, ERTHY, NON CALC, W/LITH INCL,								
	20	SS	LT GR, WH, HYAL, TRNSP-TRNSL, FRI, VF-F GR, QTZ, RND-SBRND, MOD SRT, ARG MTX, CALC CMT, PR VIS POR,								
8070 - 8090	60	CLYST	BRN, RDSH BRN, RDSH BRICK, OCC CRM, RDSH BRICK MOTT W/CRM, SFT-MOD HD, IREG-BLKY, ERTHY-GRSY,								
	30	SLTST	RDSH BRN, YELSH BRN, LT GR, GRY, GRYSH GRN, SFT-MOD HD, SBBLKY, ERTHY, NON CALC, W/LITH INCL,								
	10	SS	LT GR, WH, HYAL, TRNSP-TRNSL, FRI, VF-F GR, QTZ, RND-SBRND, MOD SRT, ARG MTX, CALC CMT, PR VIS POR,								
8090 - 8130	70	CLYST	YELSH BRN, RDSH BRN, BRN, OCC CRM, RDSH BRICK, PURP, RDSH BRICK MOTT W/CRM, MOD HD-SFT, IREG-								
	30	SLTST	RDSH BRN, BRN, YELSH BRN, MNR MUSTD, SFT-MOD HD, BLKY-SBBLKY, GRSY, /P ERTHY, SLI CALC, W/M MIC INCL,								
	40	CLYST	RDSH BRN, YELSH BRN, MNR MUSTD, SFT-MOD HD, BLKY-SBBLKY, GRSY, /P ERTHY, SLI CALC, W/M MIC INCL,								
8130 - 8150	20	SLTST	YELSH BRN, BRN, LT GR, GRY, MNR CRM, SFT-MOD HD, IREG-BLKY, /P SBLAM, ERTHY, SLI CALC, /P GRDG TO								
	20	SS	WH, HYAL, MNR LT GR, TRNSP-TRNSL, FRI, /P LSE, VF-F GR, QTZ, SBRND-RND, MOD SRT, ARG MTX, CALC CMT,								
	20	LS	MDST, WH, CRM, SFT-MOD HD, IREG-BLKY, NO VIS POR, NO OIL SHOW.								
8150 - 8160	70	CLYST	RDSH BRN, YELSH BRN, MNR MUSTD, SFT-MOD HD, BLKY-SBBLKY, GRSY, /P ERTHY, SLI CALC, W/M MIC INCL,								
	20	SLTST	YELSH BRN, BRN, LT GR, GRY, MNR CRM, SFT-MOD HD, IREG-BLKY, /P SBLAM, ERTHY, SLI CALC, /P GRDG TO								
	10	LS	MDST, WH, CRM, SFT-MOD HD, IREG-BLKY, NO VIS POR, NO OIL SHOW.								
8160 - 8192	80	CLYST	RDSH BRN, YELSH BRN, MNR MUSTD, SFT-MOD HD, BLKY-SBBLKY, GRSY, /P ERTHY, SLI CALC, W/M MIC INCL,								
	20	SLTST	YELSH BRN, BRN, LT GR, GRY, MNR CRM, SFT-MOD HD, IREG-BLKY, /P SBLAM, ERTHY, SLI CALC, /P W/M MIC INCL,								

FUENTE: GEOSERVICES  
ELABORADO POR: GEOSERVICES

## Reporte Geológico Diario de Napo Shale

<b>DAILY GEOLOGICAL REPORT</b>												
<b>BIT DATA</b>				<b>FORMATION DATA</b>								
		ACTUAL	PREVIOUS	FORMATION		CUTTINGS						
						MD (ft)	TVD (ft)					
MANUFACT	BAKER HUGHES		BAKER HUGHES		UPPER CHALCANA FM	2465	2348					
BIT #	4 PDC		3RR PDC		LOWER CHALCANA FM	3675	3463					
DIAMETER (in.)	8 1/2"		12 1/4"		ORTEGUAZA FM	5171	4927					
TYPE	HCM506Z		HCR605Z		ORTEGUAZA SST TOP	5430	5186					
SERIAL	7302801		7303980		ORTEGUAZA SST BASE	5790	5546					
JETS	3 x 12 - 3 x 13		7 x 22		TIYUYACU	6073	5829					
BIT RUN (ft)	8192				UPPER CGL TIYUYACU	6227	5983					
BIT TIME ACTUAL (hrs)	9,4				UPPER CGL TIYUYACU B	6272	6028					
ROP (ft/hr) AV.	-871,49				TIYUYACU CGL	7287	7043					
DEPTH IN (ft)			8192		TENA	7709	7465					
DEPTH OUT (ft)			8192		NAPO FM	8309	8065					
<b>DRILLING DATA</b>			<b>MUD DATA</b>									
WOH	220-230	Klbs	TYPE	BASE AMINA		"M-1" SANDSTONE	8318	8074				
WOB	10-22	Klbs	MW	9	ppg	NAPO SHALE	8402	8158				
RPM	50-60	rpm	FV	41	s/qt	"M-1" LIMESTONE	8661	8417				
TORQUE	13-18	Klbs*ft	PV	11	cP	"M-2" LIMESTONE						
FLOW	500	gpm	YP	21	lb/100ft <sup>2</sup>	"M-2" SANDSTONE						
PUMPS	60/80/0	spr	GELS	7/9/12	lb/100ft <sup>2</sup>	"A" LIMESTONE						
PRESSURE	1900-2200	psi	SAND	0,1	% vol	UPPER "U" SANDSTONE						
ROP DAY	71.70	ft/hrs	pH	9,3		MIDDLE "U" SANDSTONE						
			CHLORIDES	500	mg/l	LOWER "U" SANDSTONE						
<b>CARBIDE TEST</b>												
TEST DATE						LOWER BASE "U" SANDSTONE						
TEST DEPTH			ft			"B" LIMESTONE						
REAL LAG STROCKES			strk			"T" SANDSTONE						
OPEN HOLE AVERAGE			in			MAIN "T" SANDSTONE						
<b>MAGNETO SECCIÓN 8 1/2"</b>						HOLLIN SANDSTONE						
<b>MAGNETO SECCIÓN 8 1/2"</b>						<b>TOTAL DEPTH</b>						
PESO DIARIO ( gr )	2114		PESO ACUMULADO ( gr )	2114								
						KRB = 788						
<b>SURVEY DATA</b>						<b>CASING AND LINER DATA</b>						
<b>PREVIOUS</b>		<b>LAST</b>				20"	CSG SHOE @	90	ft			
MD	8621,00	ft	MD	8714,00	ft	13.3/8"	CSG SHOE @	5406	ft			
TVD	8377,00	ft	TVD	8470,00	ft	9 5/8"	CSG SHOE @	8192	ft			
INCLINATION	0,37	deg	INCLINATION	0,37	deg	7"	INER SHOE @		ft			
AZIMUT	103,45	deg	AZIMUT	125,40	deg							
<b>GAS DATA</b>												
<b>GAS TYPE</b>	<b>DEPTH (ft)</b>	<b>T GAS %</b>	<b>Hyds Units</b>	<b>C1 ppm</b>	<b>C2 ppm</b>	<b>C3 ppm</b>	<b>iC4 ppm</b>	<b>nC4 ppm</b>	<b>iC5 ppm</b>	<b>nC5 ppm</b>	<b>CO2 ppm</b>	
BG	8192 - 8309	0,09	3,93	755	31							
BG	8309 - 8402	0,63	27,19	4916	353	137	11	20	0	0	0	
FG	8327	0,41	16,31	2840	272	120	10	20	0	0	0	
FG	8360	0,72	30,35	5462	412	161	11	23	0	0	0	
FG	8394	0,84	35,11	6082	557	276	22	60	14	10	0	
FG	8422	0,49	16,69	2488	358	307	46	84	30	24	0	
FG	8459	0,58	19,71	2949	386	380	63	104	37	22	0	
FG	8472	0,59	19,43	2826	378	403	76	125	57	20	0	
BG	8402-8500	0,39	13,54	2074	260	237	35	62	19	21	0	
FG	8515	0,98	33,31	4697	615	769	142	294	107	37	0	
BG	8500-8538	0,55	6,81	231	288	432	85	204	82	40	0	
CG	8587	2,38	91,81	8073	5010	2593	420	1334	525	406	0	
BG	8538-8605	1,84	54,12	5901	1062	1762	328	994	438	338	0	
FG	8646	1,92	55,53	5943	1473	1754	268	972	385	310	0	
BG	8605-8661	0,78	18,44	2021	325	558	113	362	172	136	0	
FG	8666	1,74	48,08	4913	1088	1666	281	942	404	321	0	
CG	8681	1,89	53,87	5591	968	1881	361	1074	521	377	0	
FG	8697	2,54	77,21	7968	1913	2779	438	1364	566	414	0	
8661-8740	BG	0,94	23,60	2535	444	751	147	442	231	170	0	
<b>LITHOLOGY</b>												
<b>DEPTH (ft)</b>	<b>%</b>	<b>LITHOLOGY</b>	<b>DESCRIPTION</b>									
<b>NAPO FORMATION TOP @ 8309' MD / 8065' TVD</b>												
8305 - 8310	40	SLTST	GRY, LT GRY, SFT-MOD HD, SBBLKY, I/P SBLAM, ERTHY, I/P SLI CALC, GRDG TO VF GR SS.									
	30	SH	LT GRY, GRY, SFT-MOD HD, SBBLKY-SBLAM, PLTY, ERTHY, GRSY, NON CALC, W/M MIC INCL.									
	30	SS	HYAL, LT GRY, TRNSP-TRNSL, LSE, I/P FRI, F-MED GR, QTZ, SBRND-SBANG, MOD SRT, I/P KAO MTX, I/P CALC									
<b>M-1 SANDSTONE TOP @ 8318' MD / 8074' TVD</b>												
8310 - 8340	60	SH	LT GRY, GRY, SFT-MOD HD, SBBLKY-SBLAM, PLTY, ERTHY, GRSY, NON CALC, W/M MIC INCL.									
	40	SS	LT GRY, HYAL, WH, TRNSP-TRNSL, FRI-LSE, I/P MOD HD, F-MED GR, I/P CRS GR, QTZ, SBRND-SBANG, I/P ANG, PR									
8340 - 8390	100	SS	HYAL, TRNSP-TRNSL, LSE, I/P HD, VF-MED GR, I/P CRS GR, QTZ, SBRND-SBANG, I/P ANG, PR SRT, NO VIS MTX,									
<b>NAPO SHALE TOP @ 8402' MD / 8158' TVD</b>												
8390 - 8420	70	SH	DK GRY, GRY, MOD HD-SFT, SBBLKY, LAM-SBLAM, FISS, NON CALC, W/M MIC & M PYR INCL.									
	30	SS	LT GRY, HYAL, TRNSP-TRNSL, MOD HD, I/P LSE, VF-F GR, QTZ, SBRND-SBANG, NO VIS MTX, SIL CMT, PR VIS									
8420 - 8440	70	SS	LT GRY, WH, HYAL, TRNSP-TRNSL, FRI, I/P MOD HD, F-VF GR, QTZ, SBRND-RND, MOD SRT, I/P KAO MATX, SLI									
	30	SH	DK GRY, GRY, MOD HD-SFT, SBBLKY, LAM-SBLAM, FISS, NON CALC, W/M MIC & M PYR INCL.									
8440 - 8460	70	SH	DK GRY, GRY, I/P BLK, SFT-MOD HD, BLKY, LAM-SBLAM, FISS, PLTY, GRSY, NON CALC, W/M MIC INCL.									
	20	SS	LT GRY, HYAL, TRNSP-TRNSL, MOD HD, I/P LSE, VF-F GR, QTZ, SBRND-SBANG, NO VIS MTX, SIL CMT, PR VIS									
8460 - 8530	10	LS	PCSKT, WH, YELSH WH, CRM, MOD HD-SFT, IREG-BLKY, NO VIS POR, NO OIL SHOW.									
	100	SH	DK GRY, GRY, SFT-MOD HD, SBBLKY, FISS, SBLAM, GRSY, NON CALC, W/M MIC INCL.									
8530 - 8590	100	SH	BLK, DK GRY, MNR GRY, MOD HD-SFT, PLTY, LAM-SBLAM, FISS, I/P SPLNT, GRSY, I/P ERTHY, SLI CALC, W/M MIC									
8590 - 8610	90	SH	LT GRY, GRY, MOD HD-SFT, LAM, PLTY, SBFISS, GRSY, NON CALC, W/M MIC & M PYR INCL.									
	10	LS	PCKST, WH, MLKY, YELSH WH, MOD HD-SFT, IREG-BLKY, NO VIS POR, NO OIL SHOW.									
8610 - 8660	100	SH	GRY, DK GRY, MNR BLK, MOD HD-SFT, SBBLKY, PLTY, SBLAM, I/P LAM, GRSY, SLI CALC, W/M MIC & M PYR									

FUENTE: GEOSERVICES

ELABORADO POR: GEOSERVICES




































**ANEXO 2**  
**REGISTRO MASTER LOG**

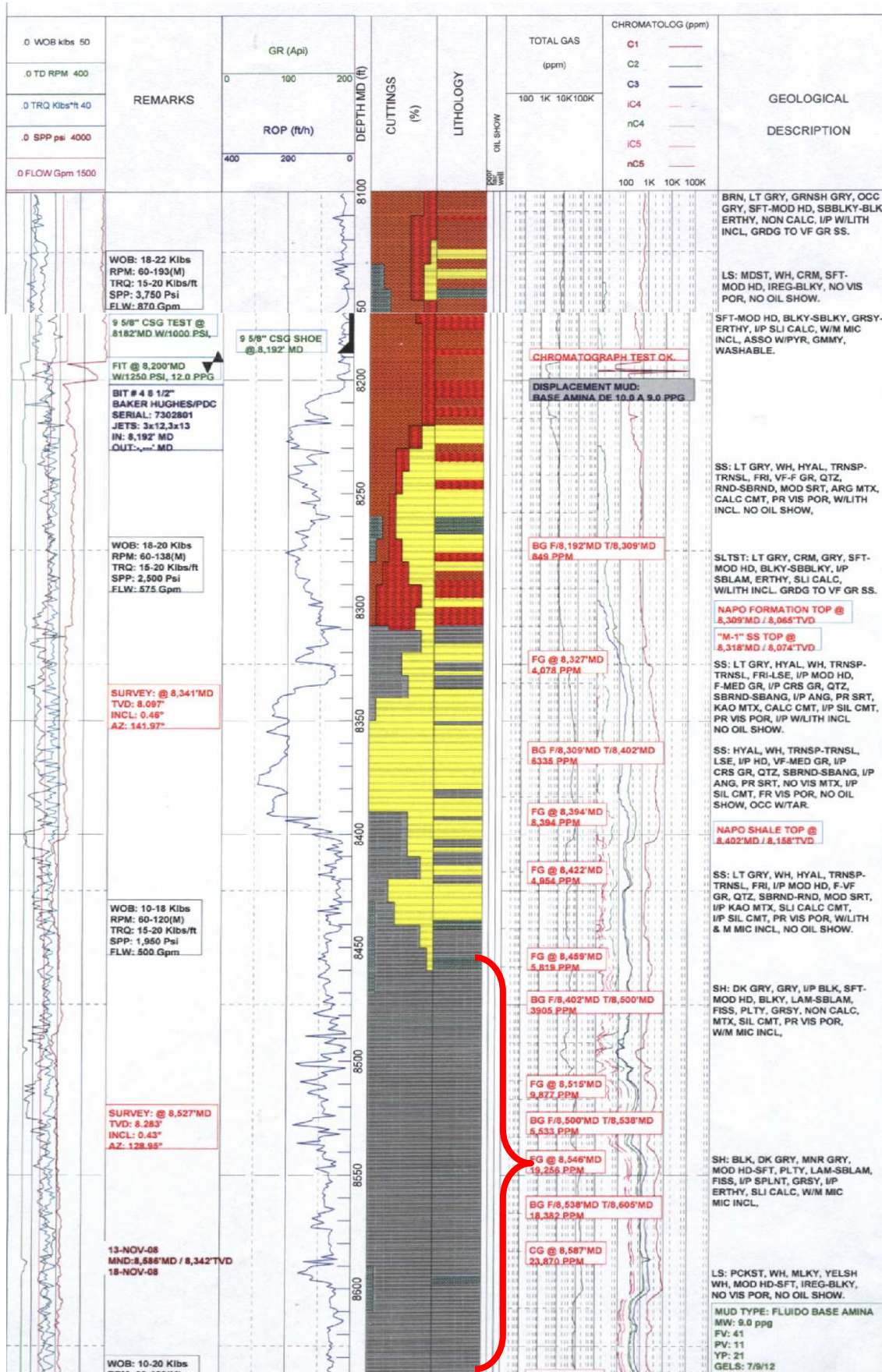
# REGISTRO MASTER LOG DE FORMACIÓN NAPO SHALE (INTERVALO 8460 – 8600)

## FORMACIÓN 100 % LUTITA

HOLE DATA		CASING DATA		MUD DATA	
PHASE: 20"	PUT BY PERCUSSION	CONDUCTOR: 20"	SHOE @ 90' MD	PHASE: 16" Native/Disperso	MW: 8.6 - 10.0 ppg
PHASE: 16"	FROM: 90' MD TO: 5,408' MD	CASING: 13 3/8"	SHOE @ 5,406' MD	PHASE: 12 1/4" Base Amina	MW: 9.8 - 10.20 ppg
PHASE: 12 1/4"	FROM: 5,408' MD TO: 8,192' MD	CASING: 9 5/8"	SHOE @ 8192' MD	PHASE: 8 1/2"	MW: 9.0 - ppg
PHASE: 8 1/2"	FROM: 8192' MD TO: ' MD	LINER: 7"	SHOE @ ' MD	PERSONNEL	
				WELL SITE: E. ARELLANO TDC: C. MICHEL / C. GORDON ML.V. MENA/M. CALERO/G. AVALOS	

LEGEND				
 Claystone	 Green Shale	 Gry Shale	 Siltstone	 Sandstone
 Conglomerate	 Chert Conglom	 Limestone	 Dolomite	 Coal
 Intrusive	 Tuff	 Anhydrite	 Kaolinite	 Cement
 Glauconite	 Pyrite	 Mica	 Siltstonish	 Calcareous
 Whole Foss. Uns	 Broken Fossils	 Foraminifera	 Pelagic Forams	 Acrilarchs
 No Bedding	 Poorly Bedded	 Fairly Bedded	 Well Bedded	 Very well Bedde
 Test	 Mud loss	 Mud gain	 Deviation surge	 Core



FUENTE: BLOQUE OPERADOR  
 ELABORADO POR: GEOSERVICES

**ANEXO 3**  
**DIFRACCIÓN DE RAYOS X**



**DIFRACCIÓN DE RAYOS X DE LAS FORMACIONES ORTEGUAZA,  
TIYUYACU, TENA Y NAPO SHALE**

<b>MINERAL</b>	<b>ORTEGUAZA</b>	<b>TIYUYACU</b>	<b>TENA</b>	<b>NAPO SHALE</b>
<b>Cuarzo</b>	15	20	2	-
<b>Grupo Plagioclasa (albita, andesita, anortita)</b>	8	5	4	2
<b>Montmorillonita (Grupo Esmeclitas)</b>	10	31	59	2
<b>Caolinita</b>	15	22	15	10
<b>Calcita</b>	2	-	-	8
<b>Clinocloro</b>	6	3	6	-
<b>Muscovita</b>	2	4	8	-
<b>Gypsum</b>	8	-	-	-
<b>Anhidrita</b>	2	-	-	-
<b>Lutita</b>	32	5	6	78

FUENTE: QMAX ECUADOR S.A.

ELABORADO POR: LABORATORIO ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL.