

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y  
PETRÓLEOS**

**“ESTUDIO PARA DETERMINAR LA CONCENTRACIÓN  
EFECTIVA DEL SURFACTANTE PARA MINIMIZAR EL  
EMBOLAMIENTO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN Y BROCA  
EN EL CAMPO SHUSHUFINDI.”**

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

**VIVIANA YAJAIRA ROSERO CEPEDA**

**yajaira.rosero@gmail.com**

**DIRECTOR: ING. LUIS DÍAZ.**

**LDiaz@slb.com**

**Quito, Octubre 2013**

## DECLARACIÓN

Yo VIVIANA YAJAIRA ROSERO CEPEDA, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis 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.

---

VIVIANA ROSERO CEPEDA

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por VIVIANA YAJAIRA ROSERO CEPEDA, bajo mi supervisión.

---

Ing. Luis Díaz

DIRECTOR DE PROYECTO

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Dios, mi Niño Jesús y mi Virgen dolorosa por guiar mis pasos cada día, por la familia que me ha regalado y por darme la fe, la fuerza y el valor para seguir adelante y culminar con este proyecto y de antemano por todas las bendiciones venideras.

A mis Padres Gilma y Wilo por todo el amor, comprensión y sobre todo por apoyarme incondicionalmente, gracias a ustedes estoy aquí.

A mi hermano Diego que a su manera me apoyo y supo darme ánimos en el momento indicado.

A mis tíos Daysi, Lourdes y Darwin por el cariño incondicional y el apoyo que sin tener obligación alguno conmigo me brindaron.

Al Ing. Luis Diaz por sus sabias enseñanzas y su apoyo al guiar este proyecto.

Al Ing. Efraín Rodríguez e Ing. Luis Bolívar por su confianza y colaboración en este proyecto.

Y finalmente a mis amig@s, a mis Divis, Giles y Yajamines por compartir 6 años de alegrías, tristezas y anécdotas que recordare la vida entera. Gracias por su amistad.

## **DEDICATORIA**

Ante todo a Dios por ser mi amigo, por escucharme y por sus bendiciones a lo largo de mi vida.

A mi Madre Gilma, ejemplo de mujer fuerte y amorosa que supo el momento indicado, cuando necesitaba esa palabra o abrazo de aliento.

A mi Padre Wilo, ejemplo de dedicación y humildad. Por su esfuerzo y por creer en mí.

A mi hermano, tu confianza y alegría llenaron de felicidad mis días.

A mi Abuelito Bolívar, no está aquí pero dejó en mí sus consejos y fe. A mi Abuelita Mamaita por su abnegación y amor.

## CONTENIDO

DECLARACIÓN .....	II
CERTIFICACIÓN .....	III
AGRADECIMIENTOS .....	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS .....	XII
ÍNDICE DE TABLAS .....	XIV
SIMBOLOGÍA DE LAS SIGLAS .....	XV
RESUMEN .....	XVI
PRESENTACIÓN.....	XVIII
CAPÍTULO I .....	19
DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA Y LITOLÓGICA DEL CAMPO .....	19
1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO.....	19
1.1.1. Ubicación Del Campo Shushufindi .....	19
1.1.1 Antecedentes.....	19
1.2 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI .....	21
1.2.1 Formación Orteguzza .....	21
1.2.2 Formación Tiyuyacu .....	22
1.2.2.1 Conglomerado Superior .....	22
1.2.2.2 Conglomerado Inferior .....	23
1.2.3 Formación Tena.....	23
1.2.3.1 Basal Tena .....	23
1.2.4 Formación Napo .....	24
1.2.4.1 Caliza “M-1” .....	24
1.2.4.2 Caliza “M-2” .....	25
1.2.4.3 Caliza “A” .....	25
1.2.4.4 Arenisca “U” Superior.....	25

1.2.4.5	Arenisca "U" Inferior .....	25
1.2.4.6	Base Arenisca "U" Inferior .....	26
1.2.4.7	Caliza "B" .....	26
1.2.4.8	Arenisca "T" Superior .....	26
1.2.4.9	Arenisca "T" Inferior .....	27
1.2.4.10	Base Arenisca "T" Inferior .....	27
1.2.5	Formación Hollín.....	28
1.3	DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO .....	28
1.3.1	Estratigrafía .....	28
1.3.1.1	Formación Tena.....	29
1.3.1.1.1	Basal Tena.....	29
1.3.1.2	Formación Napo.....	29
1.3.1.2.1	Arenisca "U" .....	30
1.3.1.2.2	U superior .....	30
1.3.1.2.3	U inferior .....	31
1.3.1.2.4	Areniscas "T" .....	31
1.3.1.2.5	T superior.....	31
1.3.1.2.6	T inferior.....	32
CAPÍTULO II	.....	35
QUÍMICA DE ARCILLAS Y PROBLEMAS DE EMBOLAMIENTO DURANTE LA PERFORACIÓN Y VIAJES	.....	35
2.1	QUÍMICA DE ARCILLAS.....	35
2.1.1	Estructura De Los Filosilicatos.....	36
2.1.2	Propiedades Físico-Químicas.....	39
2.1.2.1	Superficie Específica.....	40
2.1.2.2	Capacidad De Intercambio Catiónico.....	40
2.1.2.3	Capacidad De Adsorción.....	42
2.1.2.4	Hidratación e Hinchamiento .....	42
2.1.2.4.1	Plasticidad .....	43
2.1.2.5	Tixotropía .....	43
2.2	TIPOS DE ARCILLAS.....	44
2.2.1	Arcillas Montmorilloníticas (Arcillas de Tres Capas).....	47

2.2.2	Ilitas (Arcillas de Tres Capas).....	48
2.2.3	Cloritas (Arcillas de Tres Capas) .....	49
2.2.3.1	Kaolinitas (Arcillas de Dos Capas).....	50
2.3	ARCILLAS EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN .....	51
2.3.1	Procesos de Enlace de las Partículas de Arcilla.....	52
2.3.2	Propiedades de las Arcillas .....	55
2.3.3	Hidratación de las Arcillas .....	55
2.3.4	Influencia Catiónica Sobre la Hidratación.....	59
2.3.5	Efecto del pH .....	61
2.4	PROBLEMAS CON ARCILLAS INESTABLES .....	61
2.4.1	Causas de Inestabilidad de Arcillas.....	61
2.4.2	Problemas de Arcillas.....	62
2.4.2.1	Desintegración de Cortes.....	62
2.4.2.2	Inestabilidad del Hoyo.....	63
2.4.2.3	Embolamiento .....	63
CAPÍTULO III .....		65
DESCRIPCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN Y SURFACTANTES .....		65
3.1	FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	65
3.1.1	Funciones del Fluido de Perforación .....	65
3.1.2	Propiedades de los Fluido de Perforación .....	69
3.1.3	Selección del Fluido de Perforación .....	73
3.1.4	Propiedades vs. Funciones del Fluido de Perforación.....	73
3.1.5	Composición de los Fluidos de Perforación.....	74
3.1.5.1	Fase Líquida .....	74
3.1.5.1.1	Agua Dulce .....	74
3.1.5.1.2	Agua de Mar .....	75
3.1.5.1.3	Aceite.....	75
3.1.5.1.4	Emulsiones Directas .....	75
3.1.5.2	Fase Sólida .....	76
3.1.5.2.1	Sólidos Inertes Deseables .....	76
3.1.5.2.2	Sólidos Inertes Indeseables.....	76
3.1.5.2.3	Sólidos Reactivos .....	76

3.1.6	Tipos de Fluidos de Perforación .....	77
3.1.6.1	Fluidos de Perforación A Base Agua .....	77
3.1.6.1.1	Principales Componentes de los Fluidos a Base de Agua.....	79
3.1.6.1.2	Sistema de los Polímeros Modernos de Base Agua.....	79
3.1.6.1.3	Clasificación de los Polímeros .....	80
3.2	CONFORMACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN UTILIZADO EN ESTE ESTUDIO.....	82
3.2.1	Productos a Utilizar.....	82
3.2.1.1	Goma Xantana .....	83
3.2.1.2	PHPA .....	84
3.2.1.3	Celulosa Polianiónica.....	86
3.2.1.4	Almidón Modificado.....	87
3.2.1.5	Poliamina .....	87
3.2.1.6	Biocida .....	88
3.2.1.7	Barita.....	88
3.3	DESCRIPCIÓN DE SURFACTANTES Y LUBRICANTE .....	89
3.3.1	Surfactante SP.....	91
3.3.2	Surfactante SD .....	92
3.3.3	Lubricante LY.....	92
3.4	PREPARACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	93
3.4.1	Formulaciones .....	94
3.4.2	Orden de Agregado. ....	95
3.4.3	Equipo de Protección Personal.....	95
3.4.4	Equipos de laboratorio.....	95
3.4.5	Procedimiento (1 litro de fluido de perforación) .....	95
CAPÍTULO IV.....		97
DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS Y PRUEBAS DE LABORATORIO .....		97
4.1	PRUEBAS BÁSICAS PARA UN FLUIDO PERFORACIÓN.....	97
4.1.1	Propiedades Reológicas.....	97
4.1.1.1	Descripción de la prueba de Reología .....	98
4.1.1.2	Procedimiento para la determinación de la Viscosidad Aparente, Viscosidad Plástica y Punto Cedente. ....	99

4.1.1.3	Procedimiento para la determinación del esfuerzo de Gel.....	100
4.1.1.4	Formulas y Unidades .....	100
4.1.2	Pérdida de Filtrado API.....	101
4.1.2.1	Descripción .....	101
4.1.2.2	Equipo.....	101
4.1.2.3	Procedimiento .....	103
4.1.3	Concentración Iónica del Hidrógeno (pH).....	104
4.1.3.1	Descripción .....	104
4.1.3.2	Papel PH (Palillos indicadores).....	105
4.1.3.2.1	Descripción .....	105
4.1.3.2.2	Procedimiento.....	106
4.1.3.3	Medidor de pH.....	106
4.1.3.3.1	Descripción .....	106
4.1.3.3.2	Equipo.....	107
4.1.3.3.3	Procedimiento.....	107
4.1.4	Prueba de Lubricidad.....	108
4.1.4.1	Descripción .....	108
4.1.4.2	Equipo.....	110
4.1.4.3	Procedimiento .....	110
4.2	PRUEBAS ESPECIALES .....	113
4.2.1	Prueba de Azul de Metileno para Sólidos Perforados .....	113
4.2.1.1	Descripción .....	113
4.2.1.2	Equipo.....	113
4.2.1.3	Reactivos .....	114
4.2.1.4	Procedimiento .....	114
4.2.1.5	Formula y Unidades .....	115
4.2.2	Horno de Rolado.....	116
4.2.2.1	Descripción .....	116
4.2.2.2	Procedimiento .....	116
4.2.3	Prueba de Adhesión .....	117
4.2.3.1	Descripción .....	117
4.2.3.2	Procedimiento .....	117

CAPÍTULO V.....	120
ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL SURFACTANTE CON LAS DIFERENTES FORMACIONES.....	120
5.1 RECOLECCIÓN DE MUESTRAS.....	120
5.2 PROCESO DE SELECCIÓN DE MUESTRAS.....	122
5.3 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO DE PERFORACIÓN .....	123
5.3.1 Análisis de Resultados. ....	129
5.4 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS ESPECIALES: CAPACIDAD DE AZUL DE METILENO PARA SÓLIDOS PERFORADOS.....	131
5.4.1 Análisis de Resultados .....	134
5.5 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS ESPECIALES: PRUEBA DE ADHESIÓN.....	135
5.5.1 Ejemplo de Cálculo.....	135
5.5.2 Formación Tena del campo Shushufindi .....	137
5.5.3 Formación Tiyuyacu del campo Shushufindi .....	138
5.5.4 Formación Tena deL campo oso .....	139
5.5.5 Análisis de Resultados .....	141
CAPÍTULO VI.....	143
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	143
6.1 CONCLUSIONES.....	143
6.2 RECOMENDACIONES .....	147
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	149
GLOSARIO.....	151
ANEXOS .....	154

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 Ubicación del Campo Shushufindi .....	20
FIGURA 2.1 Tetraedro Elemental .....	36
FIGURA 2.2 Estructuras tetraédricas de los filosilicatos .....	37
FIGURA 2.3 Distribución laminar de los filosilicatos.....	38
FIGURA 2.4 Fotomicrografía de bentonita .....	46
FIGURA 2.5 Partícula de montmorillonita idealizada .....	47
FIGURA 2.6 Pirofilita eléctricamente neutra.....	47
FIGURA 2.7 Sustitución de $Al^{3+}$ por $Mg^{2+}$ causando una partícula cargada negativamente.....	48
FIGURA 2.8 Comparación de estructuras de arcillas.....	50
FIGURA 2.9 Procesos de enlace de las partículas de arcilla .....	53
FIGURA 2.10 Comparación del hinchamiento para la montmorillonita cálcica y montmorillonita sódica.....	56
FIGURA 2.11 Etapas secuenciales en la interacción del agua en la arcilla. ....	58
FIGURA 2.12 Fuerzas actuando sobre una arcilla. ....	62
FIGURA 2.13 Plasticidad VS Contenido de Agua .....	64
FIGURA 3.1 Clasificación de la fase líquida de los fluidos de perforación .....	75
FIGURA 3.2 Clasificación de la fase sólida de los fluidos de perforación .....	76
FIGURA 3.3 Cabezas hidrofílicas e hidrofóbicas. ....	89
FIGURA 3.4 Estructura de una micela .....	90
FIGURA 4.1 Viscosímetro Rotativo .....	98
FIGURA 4.2 Curva Típica de Caudales para un fluido de perforación.....	99
FIGURA 4.3 Filtro Prensa API.....	101
FIGURA 4.4 Características Filtro Prensa con capsulas de $CO_2$ . ....	102
FIGURA 4.5 Filtro Prensa API (Proceso de armado) .....	103
FIGURA 4.6 Palillos indicadores de pH.....	105
FIGURA 4.7 Medidor de pH adecuado.....	106
FIGURA 4.8 Lubricímetro .....	109
FIGURA 4.9 Prueba MBT para sólidos perforados .....	115
FIGURA 4.10 Horno y celda de Rolado .....	116

FIGURA 4.11 Procedimiento Prueba de Acreción.....	119
FIGURA 5.1 Empaque de muestras en pozo. ....	122
FIGURA 5.2 Secado de Muestras .....	122
FIGURA 5.3 Lectura del viscosímetro vs. Velocidad del Surfactante SP. ....	127
FIGURA 5.4 Lectura del viscosímetro vs. Velocidad del Surfactante SD.....	127
FIGURA 5.5 Lectura del viscosímetro vs. Velocidad del Lubricante LY. ....	128
FIGURA 5.6 Viscosidad Plástica del aditivo SP, SD y LY. ....	128
FIGURA 5.7 Punto Cedente del aditivo SP, SD y LY. ....	129
FIGURA 5.8 Prueba MBT a la formación Tiyuyacu .....	131
FIGURA 5.9 Prueba MBT a la formación Tena .....	132
FIGURA 5.10 Rango de Reactividad de Sólidos perforados.....	133
FIGURA 5.11 Capacidad de Intercambio Catiónico vs Profundidad (SSF-245)..	133
FIGURA 5.12 Prueba de Adhesión – Fluido Base.....	136
FIGURA 5.13 Resultados de la prueba de Adhesión .....	140
FIGURA 6.1 Porcentaje de Adhesión de la Base del Fluido de Perforación .....	144
FIGURA 6.2 Porcentaje de Adhesión del Surfactante SP .....	145
FIGURA 6.3 Porcentaje de Adhesión del Surfactante SD.....	145
FIGURA 6.4 Porcentaje de Adhesión del Lubricante LY .....	146

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Parámetros principales Campo Shushufindi.....	32
Tabla 1.2 Características litológicas de las formaciones de interés del Campo Shushufindi.....	33
Tabla 2.1 Superficies específicas de algunas arcillas .....	40
Tabla 2.2 Ejemplos capacidad de intercambio catiónico .....	41
Tabla 2.3 Arcillas encontradas comúnmente.....	51
Tabla 2.4 Rango de CEC para materiales minerales arcillosos puros .....	57
Tabla 2.5 Comparativa de diámetros iónicos e hidratados.....	60
Tabla 3.1 Propiedades físicas de los fluidos de perforación .....	69
Tabla 3.2 Densificantes comúnmente usados en los Fluidos de Perforación. ....	77
Tabla 3.3 Criterios de Selección del Fluido de Perforación.....	78
Tabla 3.4 Componentes de los fluidos base de agua.....	79
Tabla 3.5 Descripción de Productos Principales .....	83
Tabla 3.6 Formulaciones al 1, 2 y 3% en % v/v del fluido a utilizar .....	94
Tabla 5.1 Prognosis Geológica Pozo Shushufindi 245D .....	121
Tabla 5.2 Muestras seleccionada del pozo SSF-245D.....	123
Tabla 5.3 Resultados del Fluido Base.....	123
Tabla 5.4 Resultados del Fluido con el aditivo SP .....	124
Tabla 5.5 Resultados de Fluido con el aditivo SD.....	125
Tabla 5.6 Resultados de Fluido con el aditivo LY.....	126
Tabla 5.7 Coeficiente de Lubricidad .....	130
Tabla 5.8 Resultados de la Prueba MBT a la formación Tiyuyacu .....	131
Tabla 5.9 Resultados de la Prueba MBT a la formación Tena .....	132
Tabla 5.10 Ejemplos de Intercambio Catiónico .....	134
Tabla 5.11 Resultados de Adhesión de la Formación Tena (Shushufindi).....	137
Tabla 5.12 Resultados de Adhesión de la Formación Tiyuyacu (Shushufindi).....	138
Tabla 5.13 Resultados de Adhesión de la Formación Tena (Campo-OSO).....	139

## SIMBOLOGÍA DE LAS SIGLAS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>	<b>Dimensiones</b>
mm	Milímetros	L
°API	Grados API	
HID	Hidrocarburo	
CEC	Capacidad de intercambio catiónico	
Meq	Mili equivalentes	
Å	Amstrong L	
Lpg	Libras por galón	M/V
Psi	Libras fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt <sup>2</sup>
µm	Micrón	L
°F	Grados Fahrenheit	T
°C	Grados Celsius	T
VP	Viscosidad Plástica	
YP	Punto Cedente	
pH	Potencial Hidrogeno	
MBT	Methyl Blue Test	
RPM	Revoluciones por minuto	
TR	Traza	

## RESUMEN

Este proyecto fue propuesto por la compañía Schlumberger del Ecuador S.A. con el propósito de analizar la concentración efectiva de surfactante para minimizar los problemas de embolamiento de la sarta de perforación y broca en el Campo Shushufindi.

Se debe resaltar que por motivos de confidencialidad de Schlumberger del Ecuador S.A. no se mencionará el nombre de los surfactantes ni de los lubricantes utilizados en el fluido de perforación, en su reemplazo se denominará como surfactante "SD" y surfactante "SP", lubricante "LY".

Las muestras obtenidas fueron de las formaciones Tena y Tiyuyacu del pozo Shushufindi 245D.

Se realizó la prueba de capacidad de intercambio catiónico para caracterizar los niveles reactivos y de inestabilidad de las arcillas de las formaciones antes mencionadas. Se valuó y seleccionó las muestras que presentan mayor capacidad de intercambio catiónico para realizar las pruebas.

La prueba de adhesión (accretion test) se la realizó para evaluar la cantidad de arcilla que se adhiere a la superficie metálica, es decir, la sarta de perforación y broca. Y con ello determinar el surfactante óptimo para minimizar los problemas antes mencionados.

Para la prueba anterior se aplicó el fluido de perforación que se utiliza actualmente para perforar la sección de 12 ¼" en los pozos del campo Shushufindi, al cual se le agregó los surfactantes y lubricantes en cantidades del 1%, 2% y 3% volumen/volumen (v/v) para comparar su desempeño y su porcentaje óptimo que nos ayude a minimizar el embolamiento de la broca y sarta de perforación.

Los resultados obtenidos en las pruebas fueron positivos, donde el fluido de perforación que contiene el 3% del surfactante "SD" presenta la menor cantidad de adhesión de la arcilla en comparación con el surfactante "SP" y el lubricante.

En el primer capítulo se presenta una descripción geológica, estructural y estratigráfica del campo Shushufindi, así como una descripción litológica detallada de las formaciones Orteguzaza, Tiyuyacu, Tena y Napo. Incluye también las zonas de inyección de agua y la cantidad de barriles que se inyectó.

En el segundo capítulo se realiza una descripción de la química de arcillas, estructura, origen y propiedades. Así como también el tipo de arcillas. Otro punto que se presenta es la composición de los lodos base agua y los problemas que se suscitan con la presencia de arcillas inestables que ocasionan problemas durante la perforación.

En el tercer capítulo se detalla las funciones, propiedades y composición de los fluidos de perforación base agua. Así como también se presenta una descripción y formulaciones de los componentes del fluido de perforación que se utilizó en nuestro estudio.

En el cuarto capítulo se presenta una descripción de los equipos y procedimientos de las pruebas básicas y especiales que se efectuó al fluido de perforación con el objetivo de caracterizar los componentes del mismo y como afecta a sus funciones.

En el quinto capítulo se presenta un análisis detallado de los resultados obtenidos de las pruebas realizadas, desde la selección de la muestras, la ejecución de las pruebas básicas y especiales hasta la interpretación de los resultados.

Finalmente en el sexto capítulo se muestra las conclusiones y recomendaciones obtenida del análisis de resultados.

## PRESENTACIÓN

El descubrimiento de yacimientos petrolíferos en el Oriente ecuatoriano provocó diferentes cambios políticos y económicos a nivel nacional, desde entonces gran parte de la economía y desarrollo del país se fundamenta en la explotación del petróleo.

Durante la perforación de nuevos pozos pueden ocurrir algunos problemas que involucran todas las áreas que asisten la perforación, por ello, se necesita tener conocimiento de dichos problemas. Una de esas áreas es el fluido de perforación el cual está sujeto a muchos estudios y análisis.

Este estudio se realizó frente a la necesidad de minimizar un problema frecuente en el campo Shushufindi, como es el embolamiento de la broca y de la sarta de perforación principalmente en los viajes de calibración, el cual ha causado pérdida de tiempo, dinero y ha disminuido la efectividad de perforación en dicho campo.

El objetivo de este estudio es evaluar los surfactantes "SD, SP" y el lubricante "LY", y encontrar la concentración efectiva de los mismos para ayudar a minimizar el problema de adhesión de las arcillas a la estructura metálica durante la perforación. Para ello se utilizó las arcillas de las formaciones Tena y Tiyuyacu del campo Shushufindi.

Finalmente se definirá el componente efectivo, su comportamiento y características frente a las formaciones arcillosas, los beneficios que aporta a minimizar el problema de embolamiento de la sarta de perforación y broca en la sección de 12 ¼". Lo que nos permitirá al término del estudio sugerir algunas recomendaciones operacionales.

La investigación está enfocada como aporte a los estudios realizados por la compañía Schlumberger del Ecuador S.A; todos los réditos que brinde la investigación irán a favor de la empresa y la economía del país.

## **CAPÍTULO I**

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

#### **1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO**

##### **1.1.1. UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI**

Está ubicado en la Región Amazónica, provincia de Sucumbíos, cantón Shushufindi; se encuentra a 250 km al Este de la ciudad de Quito y a 35 km al Sur de la frontera con Colombia, está limitado al Norte con el Campo Libertador, al Sur con el Campo Limoncocha, al Oeste con el Campo Sacha y al Este con el Bloque Tarapoa (Figura 1.1).

El campo se extiende geográficamente en las siguientes coordenadas: desde los 00° 06' 39" a los 00° 17' 58" latitud Este, hasta los 76° 36' 55" de longitud Oeste.

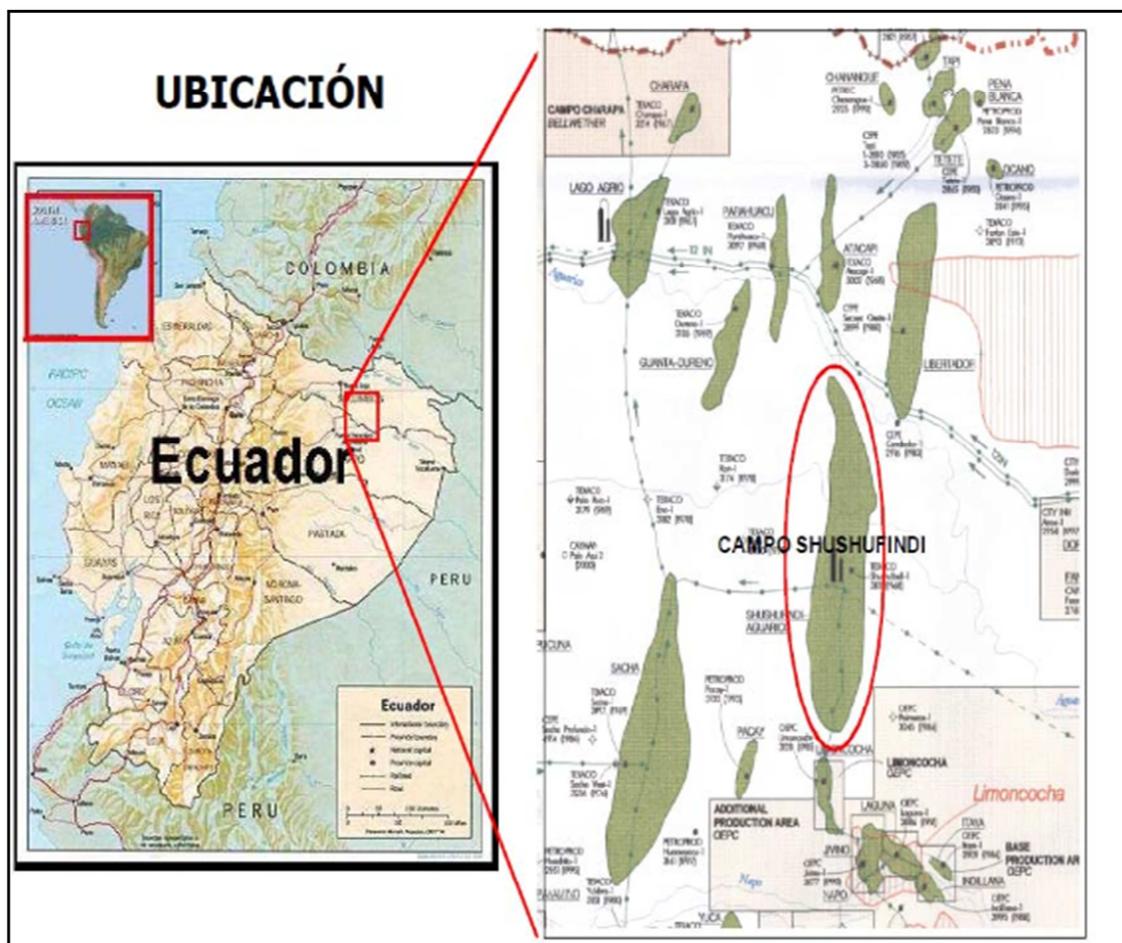
##### **1.1.1 ANTECEDENTES**

El campo Shushufindi-Aguarico se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos de la región oriental del país.

El campo Shushufindi-Aguarico fue descubierto por el consorcio TEXACO-GULF en 1968, con la perforación del pozo Shushufindi-01 con una profundidad total de 9772 pies y completado oficialmente en enero de 1969. Las pruebas iniciales fueron de: 2.496 barriles de petróleo por día, con 26.6 grados API en el reservorio "U", y 2.621 barriles de petróleo por día, con 32.5 grados API del reservorio "T".

La estructura Shushufindi es un anticlinal asimétrico alargado, con un área de 234 Km<sup>2</sup> a la base de la Caliza A, comprobado con la interpretación sísmica 3D. La estructura está controlada por un alto de basamento y al Este por una falla inversa de rumbo aproximado Norte-Sur. Este anticlinal tiene un bajo relieve estructural al flanco Oeste del campo y al este es abrupto. La producción del campo se inició en 1972, este campo está considerado como uno de los más antiguos de la cuenca del oriente ecuatoriano.

FIGURA 1.1 Ubicación del Campo Shushufindi



Fuente: Consorcio Shushufindi – Quito.

En noviembre de 1984, se implementó un proyecto de recuperación secundaria mediante la inyección de agua a los yacimientos U y T con 11 pozos inyectores

ubicados en la periferia Oeste del campo, a fin de mantener la presión e incrementar la recuperación final de petróleo.

La inyección total a los dos yacimientos fue de 267'471.224 bls de agua de los cuales 62'208.277 bls ingresaron a las arena U y 205'263.4444 bls a la arena T.

El proyecto de inyección de agua tuvo un efecto pequeño en el mantenimiento de presión, las tasas de producción de fluidos se incrementan sin que la presión disminuya visiblemente: demostrando con esto la acción efectiva y dinámica de los acuíferos y el insignificante efecto de la inyección de agua, por esta razón en 1999 se suspendió la inyección de agua y así ha permanecido desde entonces.

## **1.2 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI**

### **1.2.1 FORMACIÓN ORTEGUAZA**

Esta formación está constituida predominantemente por lutita, intercalada con capas de limolita y arenisca en el tope de la formación, y en la parte media y base predomina la limolita intercalada con lutita, arenisca y algunas capas de carbón.

Lutita: Gris verdosa, gris clara, verde oliva, moderadamente dura a suave, subblocosa, irregular a fisil, cerosa, no calcárea. En partes con inclusiones de micro pirita.

Arenisca: Gris clara, café clara, blanca, translúcida a transparente, friable, grano fino a muy fino, cuarzosa, redondeada a subredondeado, buena a regular selección, matriz argilacea, cemento no visible, pobre porosidad visible, con inclusiones de glauconita. Sin presencia de hidrocarburos.

Limolita: Crema, gris clara, gris verdosa, suave, suave a moderadamente dura, subblocosa a blocosa, terrosa, no calcárea, con inclusiones de glauconita y micro micas localmente grada a areniscas de grano muy fino.

Carbón: Negro, café oscuro, moderadamente duro, irregular a blocoso, leñoso.

## 1.2.2 FORMACIÓN TIYUYACU

Al tope de esta Formación desaparece la lutita característica de la Formación Orteguaza. Está compuesta principalmente por arcillolita intercalada con limolita y arenisca. Presenta dos intervalos conglomeráticos, uno cuarzoso y otro chertoso, que se describen separadamente.

Arcillolita: Gris verdosa, gris clara, crema, moderadamente dura, irregular, subblocosa, terrosa – cerosa. No calcárea. Con inclusiones de micro micas.

Arenisca: Blanca, gris clara, translúcida, friable, grano muy fino a fino, grano medio y grueso hacia la base, cuarzosa, sub redondeada a redondeada, buena a regular selección, matriz argilacea, cemento no visible, pobre porosidad, con inclusiones de glauconita. Sin presencia de hidrocarburos.

Limolita: Gris verdosa, gris clara, crema, moderadamente dura, subblocosa, terrosa, no calcárea, inclusiones micro micáceas, localmente grada a arenisca de grano muy fino.

Conglomerado: Blanco amarillento, blanco, transparente – translucido, suelto, cuarzoso, subangular, grano medio a grueso, pobre selección, matriz y cemento no visibles. Asociado a chert.

### 1.2.2.1 Conglomerado Superior

Conglomerado: Blanco amarillento, blanco, hialino, transparente - translucido, suelto, cuarzoso, grano medio a grueso, subangular, pobre selección, matriz no visible, porosidad no visible.

Arcillolita: Gris verdosa, marrón rojiza, moderadamente dura, irregular a subblocosa, terrosa, no calcárea.

Limolita: Gris clara, marrón rojizo, café amarillenta, moderadamente dura, subblocosa, terrosa, no calcárea, gradando arenisca de grano muy fino.

### 1.2.2.2 Conglomerado Inferior

Conglomerado: Chert, negro, gris oscuro, mostaza, gris, blanco lechoso, muy duro, angular, fractura concoidea.

Arcillolita: Marrón rojiza, crema moteada con marrón, moderadamente dura a suave, irregular, terrosa a cerosa, no calcárea.

Limolita: Marrón rojiza, marrón, gris verdosa, suave moderadamente dura, irregular, subblocosa, terrosa, no calcárea.

Arenisca: Blanca, blanca lechosa, gris claro, hialina, subtranslucida, friable, grano medio a fino y muy fino, cuarzosa, subredondeado a redondeada, regular selección, matriz y cemento no visibles, regular porosidad visible. Sin presencia de hidrocarburos.

### 1.2.3 FORMACIÓN TENA

Esta formación está compuesta principalmente por arcillolita con intercalaciones de limolita y arenisca.

Arcillolita: Marrón, marrón rojiza, crema moteada con marrón rojizo, moderadamente dura, irregular - subblocosa, cerosa a terrosa, no calcárea.

Limolita: Marrón, marrón rojiza, gris, dura, subblocosa, irregular, terrosa, no calcárea. En partes grada a arenisca de grano muy fino.

Arenisca: Blanca, blanca lechosa, translucida, friable, cuarzosa, grano muy fino a fino, subredondeado a redondeado, regular selección, matriz argilacea, cemento calcáreo, pobre porosidad, sin presencia de Hidrocarburo.

#### 1.2.3.1 Basal Tena

Este nivel está compuesto principalmente por arenisca intercalada con arcillolita y calizas.

Arenisca: Blanca, hialina, café clara, transparente a translucida, friable a suelta, cuarzosa, grano medio a fino, subangular a subredondeado, regular selección,

matriz argilacea, cemento calcáreo, porosidad pobre, con presencia de crudo residual. Pobre manifestación de hidrocarburos: TR-10% de la muestra, presencia de hidrocarburo en puntos de color negro, fluorescencia natural amarillo verdoso pálido, fluorescencia al corte lento en corrientes moderadamente fuerte a débil, verde amarillento, anillo residual a la luz natural no visible, anillo residual a la luz ultravioleta verde amarillento.

Arcillolita: Marrón rojiza, marrón, crema moteada con marrón, moderadamente dura, irregular a subblocosa, cerosa - terrosa, no calcárea.

Caliza: Mudstone – wackstone, crema, crema moteada con gris, moderadamente dura a suave, irregular, pobre porosidad, sin presencia de hidrocarburo.

#### **1.2.4 FORMACIÓN NAPO**

La Formación Napo en la parte superior está constituida de lutitas intercaladas con escasas capas de caliza

Lutita: Gris, gris oscura, moderadamente dura, planar, subblocosa, fisil, cerosa, no calcárea.

Caliza: Packstone – mudstone, crema, crema moteada con gris claro, marrón, moderadamente dura a suave, subblocosa, pobre porosidad, con inclusiones de glauconita, sin presencia de hidrocarburo.

##### **1.2.4.1 Caliza “M-1”**

Este miembro está constituido principalmente por caliza intercalada con niveles de lutita.

Caliza: Mudstone, crema, gris claro, suave a moderadamente dura, blocosa, porosidad no visible. Sin presencia de hidrocarburos.

Lutita: Gris, gris oscura, suave a moderadamente dura, subblocosa, sublaminar, fisil, cerosa, calcárea.

#### **1.2.4.2 Caliza “M-2”**

Este miembro está constituido principalmente por caliza intercalada con niveles de lutita.

Caliza: Mudstone, gris, gris clara, suave a moderadamente dura, blocosa, porosidad no visible. Sin presencia de hidrocarburos.

Lutita: Gris clara, gris oscura, suave a moderada dura, subblocosa, laminar, fisil, cerosa, no calcárea.

#### **1.2.4.3 Caliza “A”**

Este miembro está formado principalmente por caliza con intercalaciones de lutita.

Caliza: Mudstone a Wackstone, blanca, gris clara, suave a moderada dura, subblocosa a blocosa, porosidad no visible. Sin presencia de hidrocarburos.

Lutita: Gris oscura, gris, moderadamente dura, subblocosa, planar, fisil, cerosa a terrosa, calcárea.

#### **1.2.4.4 Arenisca “U” Superior**

Este miembro se caracteriza por areniscas con intercalaciones de lutita.

Arenisca: Blanca, gris claro, hialina, translucido a transparente, friable a dura, cuarzosa, grano medio a muy fino, subangular a subredondeado, regular selección, matriz argilacea, cemento calcáreo, porosidad no visible, con inclusiones de glauconita. Pobre manifestación de hidrocarburos: TR-10% de la muestra, presencia de hidrocarburo en puntos de color café.

Lutita: Gris oscura, gris clara, suave a moderadamente dura, blocosa, laminar, terrosa a cerosa, calcárea.

#### **1.2.4.5 Arenisca “U” Inferior**

Este miembro está formado por arenisca intercalada con lutita.

Arenisca: Blanca, gris clara, hialina, transparente, friable, cuarzosa, grano fino a medio, subredondeado a subangular, regular selección, matriz y cemento visibles, porosidad no visible. Pobre manifestación de hidrocarburos: TR-10% de la muestra, presencia de hidrocarburo en puntos de color café claro a oscuro.

Lutita: Gris oscura, gris, suave a moderada dura, soluble, sublaminar, con inclusiones de micro pirita, cerosa, calcárea.

#### **1.2.4.6 Base Arenisca “U” Inferior**

Este miembro está formado principalmente por lutita.

Lutita: Gris oscura, gris claro, suave a moderada dura, subblocosa, planar, cerosa no calcárea, con inclusiones de micro pirita.

#### **1.2.4.7 Caliza “B”**

Este miembro está formado por lutita intercalada con caliza.

Caliza: Wackstone – packstone, blanca, crema moteada con gris, subblocosa, porosidad no visible. Sin presencia de hidrocarburos.

Lutita: Gris oscura, gris, suave a moderadamente dura, subblocosa, planar, cerosa, ligeramente calcárea, con inclusiones de micro pirita.

#### **1.2.4.8 Arenisca “T” Superior**

Este miembro se caracteriza por areniscas intercaladas con lutitas y calizas.

Arenisca: Gris clara, hialina, transparente a translucido, friable, moderada consolidada, cuarzosa, glauconítica, grano fino, subredondeado a subangular, buena selección, matriz argilacea, cemento calcáreo, regular porosidad, con inclusiones de pirita. Pobre manifestación de hidrocarburos: TR-10% de la muestra, presencia de hidrocarburo en puntos de color café oscuro a negro.

Lutita: Gris, gris oscura, suave a moderadamente dura, subblocosa a planar, quebradiza, astillosa, cerosa, ligeramente calcárea, con inclusiones de micro piritas.

Caliza: Wackestone - Packestone, blanca, crema moteada con gris, subblocosa, porosidad no visible, sin presencia de hidrocarburos.

#### **1.2.4.9 Arenisca “T” Inferior**

Este miembro está constituido principalmente por areniscas intercaladas con niveles de lutita.

Arenisca: Blanca, hialina, transparente a translúcida, friable a suelta, cuarzosa, grano medio a grueso, subangular a subredondeado, regular selección, matriz caolinitica, cemento calcáreo, pobre porosidad visible. Pobre manifestación de hidrocarburos: TR-10% de la muestra, presencia de hidrocarburo en puntos a parches de color café oscuro.

Lutita: Marrón oscuro, gris, suave a moderada dura, subblocosa, laminar, terrosa, no calcárea.

#### **1.2.4.10 Base Arenisca “T” Inferior**

Este miembro está constituido principalmente por lutitas, hacia el tope se encuentran intercaladas con niveles de caliza, arenas y caolinita.

Lutita: Gris, gris oscura, suave a moderadamente dura, planar, fisil, cerosa, no calcárea.

Caliza: Packstone – wackestone, blanca, crema moteada con gris, suave a moderadamente dura, blocosa, porosidad no visible. Sin presencia de hidrocarburos.

Arenisca: Blanca, transparente a translúcida, friable a suelta, cuarzosa, grano medio a grueso, subangular a subredondeada, regular selección, matriz y cemento no visibles, pobre porosidad visible, con glauconita, sin presencia de hidrocarburo.

Caolinita: Blanca, crema, suave a moderadamente dura, irregular blocosa, terrosa.

### **1.2.5 FORMACIÓN HOLLÍN**

Este miembro está constituido principalmente por arenisca intercalada con lutita, en el tope se encuentran algunos niveles de caliza y hacia la base carbón.

Las lutitas de color gris oscuro a negras, moderadamente duras a suaves, en forma de bloques, laminar a sublaminar, subfísil, astillosas, ocasionalmente calcáreas.

Areniscas cuarzosas, de color gris, grises, blancas, sueltas, de granos finos a medios, matriz arcillosa, no se observa cemento, pobre porosidad visual.

Las calizas blancas, blancas moteado con gris, moderadamente firme a suaves, en forma de subbloque, textura lodosa, no se observa porosidad visual.

## **1.3 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO**

### **1.3.1 ESTRATIGRAFÍA**

La Estratigrafía, como parte de la Geología, estudia aquellos estratos constituidos de cuerpos rocosos, reconociendo en ellos formas, composiciones litológicas, propiedades geofísicas y geoquímicas, sucesiones originarias, relaciones de edad, distribución y contenido fosilífero.

La producción de hidrocarburos en la Cuenca Oriente del Ecuador, en general está asociada a depósitos del Cretácico Inferior a Medio: las Formaciones Hollín y Napo (areniscas T, U y M-1).

El reservorio se encuentra en la era Mesozoico de la edad Cretácico Medio a Cretácico Superior.

La arena Basal Tena está separada de U-superior por aproximadamente 600 pies de lutitas, roca no reservorio y la caliza A en su base. Inmediatamente por debajo

de U-superior está la unidad de arena U-inferior, la cual está separada de T-superior por una secuencia de lutitas y la caliza B en su base.

La caliza B marca el fin del ciclo de depositación de los sedimentos T, de igual manera, la caliza A marca el fin del ciclo de sedimentación de U. Calizas son el resultado de depositación durante períodos de máxima subida del nivel del mar.

En este campo se tiene como reservorios principales a U inferior y T inferior, y como secundarios U superior, T superior y Basal Tena, clasificación realizada desde el punto de vista de producción de petróleo.

La formación Hollín no es productiva en Shushufindi Aguarico, sin embargo en el pozo exploratorio Condorazo SE-01 perforado en enero del 2006 dio resultados positivos para la formación Hollín superior. (Profundidad total 10.340' TVD).

En la tabla 1.1 se muestran los parámetros principales de Campo Shushufindi.

A continuación se describirá los principales estratos de interés dentro del estudio del campo Shushufindi.

### **1.3.1.1 Formación Tena**

#### ***1.3.1.1.1 Basal Tena***

Basal Tena es un reservorio que aparece en ciertas áreas del campo con espesores que varían entre 1 a 22 pies, en el sector Sur-Oeste el espesor de dicho reservorio se adelgaza considerablemente pero Aguarico (Norte) parece mejor notablemente.

Este reservorio contiene una cantidad importante de petróleo en sitio, 71 millones de barriles de petróleo. Uno de los problemas más serios de este reservorio es que presenta una estructura grano decreciente.

### **1.3.1.2 Formación Napo**

Los yacimientos U y T son similares tanto en origen como en constitución y están formados por areniscas de grano fino; son regionalmente continuos pero tienen

barreras de permeabilidad tanto longitudinales como transversales, que dividen al campo en pequeños subcampos.

#### ***1.3.1.2.1 Arenisca “U”***

Un área inicial saturada de hidrocarburos para “U” fue de 36.376 acres, su porosidad promedio de 17% y la saturación de agua inicial de 15%.

La gravedad API en la arena U es de 24 – 30° API. Algunos pozos localizados al Sur muestran una gravedad de 16 – 20° API.

Las propiedades de la roca y de los fluidos, son más homogéneos en la arenisca T que en la U. Para T se ha estimado un valor promedio de permeabilidad (K) efectiva al petróleo de 500 md y 300 md para U.

El valor de la salinidad promedio de los yacimientos U y T varían de 40.000 a 60.000 y 15.000 a 25.000 ppm de cloruro respectivamente. Cabe indicar que el valor de la salinidad a lo largo y ancho de los yacimientos no es el mismo.

#### ***1.3.1.2.2 U superior***

Identifican que esta unidad fue depositada bajo un ambiente de plataforma marina somera y de barra de marea, la cual se conecta específicamente en el eje Norte-Sur.

El intervalo total de la arenisca U-superior se distribuye y mantiene un espesor constante sobre todo el campo, la U-superior comprende el intervalo desde la base de la caliza “A” como tope, hasta la base, que corresponde al tope del reservorio U-inferior.

En un reservorio formado como resultado de procesos de depositación en diferentes ambientes geológicos, los sedimentos contienen glauconita y pirina diseminada, los cuales son minerales conductivos y por ende disminuyen de manera significativa la resistividad en los registros eléctricos, por lo cual existe la posibilidad de que este reservorio contenga petróleo en zonas de baja resistividad.

Para este reservorio, se han calculado 367 millones de barriles de petróleo en sitio.

#### ***1.3.1.2.3 U inferior***

De las correlaciones estratigráficas, se ha determinado que esta arenisca está presente en el subsuelo de todo el campo.

Es de un ambiente de depositación de facies de canales de marea, con presencia de planicie arenosa de marea, plataforma marina y barra de canales de arena de marea. La tendencia que es, en general, en dirección NE-SO. Se aprecia una mayor concentración de las facies de canales en la parte sur de Shushufindi, mientras que las zonas de barras están concentradas en una franja NE-SO en la parte central del campo.

Sin embargo, de igual manera que la arenisca T-inferior, existen importantes diferencias en cuanto a calidad de reservorio, en términos de características petrofísicas, faciales y consecuentemente como unidades de flujo.

#### ***1.3.1.2.4 Areniscas "T"***

La arenisca "T" en todos los registros de pozos analizados en el campo Shushufindi Aguarico, descansan directamente sobre caliza y lutitas de la formación Napo Basal, Grupo Napo.

El área saturada de hidrocarburos fue de 38.415 acres, su porosidad promedio de 17%, la saturación de agua inicial de 15% y la gravedad Api generalmente varía entre 28-32° API.

En esta arenisca la permeabilidad es muy alta, las arenas son limpias potentes y continuas; y los fluidos tienen la viscosidad baja, la zona con mejores valores de permeabilidad y porosidad se ubica generalmente a la base de la arenisca.

#### ***1.3.1.2.5 T superior***

Se presenta de facies de canales de marea (el patrón más resaltante), Planicie arenosa de marea (le sigue en importancia), Plataforma marina y Barra de Arena

de Marea. La tendencia que predomina está en dirección NE-SO. Se aprecia una mayor concentración de las facies de canales en la parte centro sur del Campo Shushufindi.

En un reservorio con distribución generalmente constante y uniforme sobre el campo, este reservorio productivamente es secundario; no existe estadística de cuanto ha producido como un reservorio separado debido a que la producción reportada es para todo el reservorio T.

A partir de las características litológicas y los resultados petrofísicos, la arenisca T-superior presenta un potencial interesante. Por volumetría, se reportan 229 millones de barriles de petróleo en sitio para este reservorio.

#### **1.3.1.2.6 T inferior**

Se presenta de facies de canales de marea (el patrón más resaltante), Planicie arenosa de marea (le sigue en importancia), Plataforma marina y Barra de Arena de Marea. La tendencia que predomina está en dirección NE-SO. Se aprecia una mayor concentración de las facies de canales en la parte centro sur del Campo Shushufindi.

Tabla 1.1 Parámetros principales Campo Shushufindi

DESCRIPCIÓN	SHUSHUFINDI	AGUARICO
Área Km <sup>2</sup>	120	24
Tipo de Estructura	Anticlinal	Anticlinal
Ambiente de deposito	Marino	Marino
Tipo Acuífero	Lateral	Lateral
Tipo Roca	Arenisca	Arenisca

Fuente: Consorcio Shushufindi

Elaborado por: Viviana Yajaira Rosero Cepeda

En la Tabla 1.2 se muestra las características litológicas de las formaciones que son de interés en este estudio.

Tabla 1.2 Características litológicas de las formaciones de interés del Campo Shushufindi

<i>Era</i>	<i>Periodo</i>	<i>Formación</i>	<i>Ambiente</i>	<i>Descripción Litológica</i>			
CENOZOICO	PALEOCENO	ORTEGUAZA	CONTINENTAL	Lutita, intercalada con capas de limolita			
		TIYUYACU	FLUVIAL	Topo Tiyuyacu	Arcillolita intercalada con Arcillolita y arenisca.		
				Conglomerado Superior	Cuarzoso, grano medio a grueso con presencia de Arcillolita y limolita.		
				Conglomerado Inferior	Chert, muy duro, fractura concoidea. Con presencia de Arcillolita, limolita y arenisca.		
		TENA	CONTINENTAL	Topo Tena	Arcillolita moderadamente dura, no calcárea con presencia de limolita y arenisca.		
				Basal Tena	Arenisca intercalada con Arcillolita y calizas		
		MESOZOICO	CRETÁCICO	NAPO	MARINO	Napo	Lutitas intercaladas con escasas capas de calizas.
						Caliza M-1	Caliza intercalada con niveles de lutita.
						Caliza M-2	Caliza intercalada con niveles de lutita.
						Caliza A	Caliza con intercalaciones de lutita.
Arenisca U Superior	Arenisca con intercalaciones de lutitas. Gris, cuarzosa, grano medio a fino, porosidad no visible.						
Arenisca U Inferior	Arenisca con intercalaciones de lutitas. Blanca, gris, transparente, cuarzosa, grano fino a medio.						

Tabla 1.2 CONTINUACIÓN

<i>Era</i>	<i>Periodo</i>	<i>Formación</i>		<i>Ambiente</i>	<i>Descripción Litológica</i>
MESOZOICO	CRETÁCICO	NAPO	Base Arenisca U Inferior	MARINO	Formado principalmente por lutita.
			Caliza B		Lutita intercalada con caliza.
			Arenisca T Superior		Arenisca intercalada con lutitas y calizas.
			Arenisca T Inferior		Arenisca intercalada con niveles de lutita.
			Base Arenisca T Inferior		Lutitas, hacia el tope se encuentran intercaladas con niveles de caliza, arenas y caolinita.
		HOLLÍN SUPERIOR	Arenisca intercalada con lutita, en el tope se encuentran algunos niveles de caliza y hacia la base carbón.		

Fuente: GEOSERVICIOS A SCHLUMBERGER COMPANY

Elaborado por: VIVIANA ROSERO

## **CAPÍTULO II**

### **QUÍMICA DE ARCILLAS Y PROBLEMAS DE EMBOLAMIENTO DURANTE LA PERFORACIÓN Y VIAJES**

#### **2.1 QUÍMICA DE ARCILLAS**

El término arcilla se usa habitualmente con diferentes significados:

- Desde el punto de vista mineralógico, engloba a un grupo de minerales (minerales de la arcilla), filosilicatos en su mayor parte, cuyas propiedades físico-químicas dependen de su estructura y de su tamaño de grano, muy fino (inferior a 2 mm).
- Desde el punto de vista petrológico la arcilla es una roca sedimentaria, en la mayor parte de los casos de origen detrítico, con características bien definidas. Para un sedimentólogo, arcilla es un término granulométrico, que abarca los sedimentos con un tamaño de grano inferior a 2 mm.

Las arcillas son constituyentes esenciales de gran parte de los suelos y sedimentos debido a que son, en su mayor parte, productos finales de la meteorización de los silicatos que, formados a mayores presiones y temperaturas, en el medio exógeno se hidrolizan.

Los minerales arcillosos son minerales de silicato aluminico de granos finos que tienen micro estructuras bien definidas. En la clasificación mineralógica, los minerales arcillosos están clasificados como silicatos estratificados porque la estructura dominante se compone de capas formadas por capas de sílice y alúmina.

Cada capa consta de una estructura laminar y delgada, llamada capa unitaria. La mayoría de los minerales arcillosos tienen una morfología laminar. Según las unidades repetidas de la estructura, los minerales arcillosos también se pueden clasificar de acuerdo a la relación de capas de sílice a capas de alúmina, tal como 1:1, 2:1 y 2:2, además de si estos minerales arcillosos son estratificados o en forma de aguja.

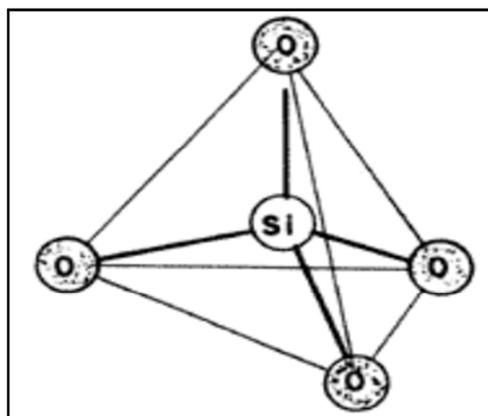
En la industria de fluidos de perforación, ciertos minerales arcillosos tales como la esméctica, uno de los principales componentes de la bentonita, son usados para proporcionar viscosidad, estructura de gel y control de filtrado.

Las arcillas de la formación se incorporan inevitablemente en el sistema de fluido de perforación durante las operaciones de perforación y pueden causar varios problemas. Por lo tanto, los minerales arcillosos pueden ser beneficiosos o dañinos para el sistema de fluido. El término bentonita se usa para describir la montmorillonita sódica explotada comercialmente que se usa como aditivo para el lodo de perforación.

### 2.1.1 ESTRUCTURA DE LOS FILOSILICATOS

Las propiedades de las arcillas son consecuencia de sus características estructurales. Por ello es importante conocer la estructura de los filosilicatos para poder comprender sus propiedades.

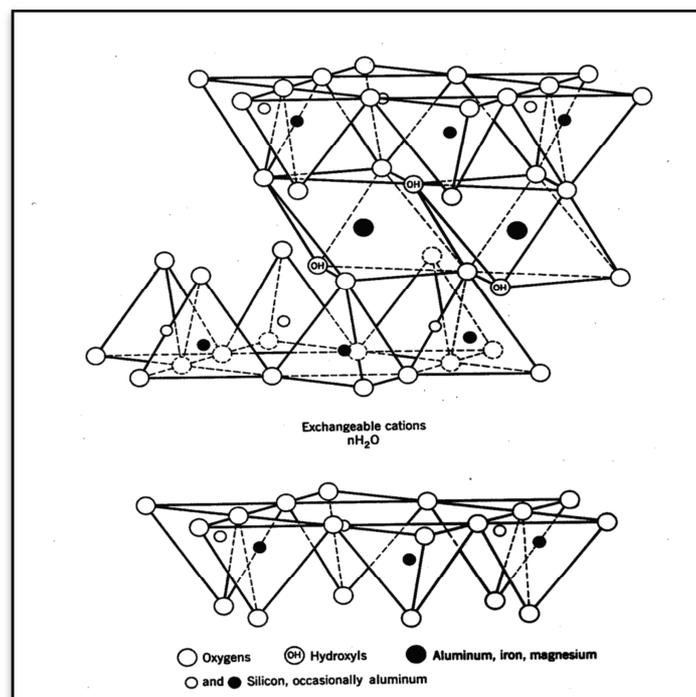
FIGURA 2.1 Tetraedro Elemental



Las arcillas, al igual que el resto de los filosilicatos, presentan una estructura basada en el apilamiento de planos de iones oxígeno e hidroxilos. Como indica la Figura 2.1, los grupos tetraédricos de los filosilicatos  $(SiO)_4^{4-}$  se unen compartiendo tres de sus cuatro oxígenos con otros vecinos formando capas, de extensión infinita y fórmula  $(Si_2O_5)^{2-}$ ; que constituyen la unidad fundamental de los filosilicatos. En ellas los tetraedros se distribuyen formando hexágonos. El silicio tetraédrico puede estar, en parte, sustituido por  $Al^{3+}$  o  $Fe^{3+}$  como indica la figura 2.2.

Estas capas tetraédricas se unen a otras octaédricas de tipo brucita. En ellas algunos  $Al^{3+}$  o  $Mg^{2+}$  pueden estar sustituidos por  $Fe^{2+}$  o  $Fe^{3+}$ , y más raramente por  $Li, Cr, Mn, Ni, Cu$  o  $Zn$ . El plano de unión entre ambas capas está formado por los oxígenos de los tetraedros que se encontraban sin compartir con otros tetraedros, y por grupos  $(OH)^-$  de la capa brucítica o gibsítica, 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.

FIGURA 2.2 Estructuras tetraédricas de los filosilicatos



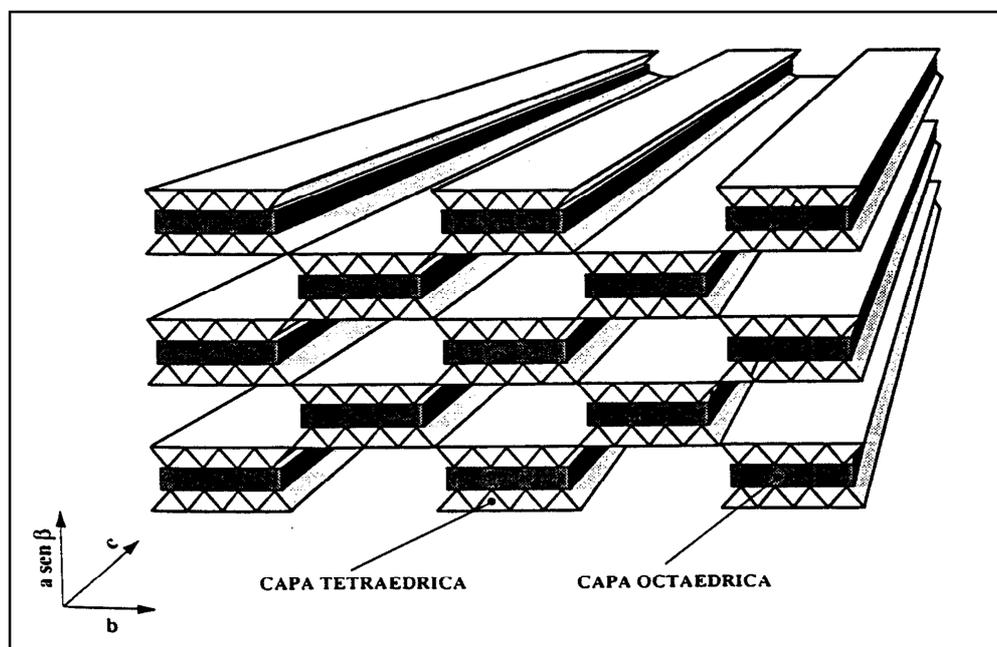
Fuente: [www.uclm.es/users/higueras/yymm/arcillas.htm](http://www.uclm.es/users/higueras/yymm/arcillas.htm)

Una unión similar puede ocurrir en la superficie opuesta de la capa octaédrica. Así, los filosilicatos pueden estar formados por dos capas: tetraédrica más octaédrica y se denominan bilaminares, 1:1; o bien por tres capas: una octaédrica y dos tetraédricas, denominándose trilaminares, 2:1. A la unidad formada por la unión de una capa octaédrica más una o dos tetraédricas se la denomina lámina.

En algunos filosilicatos (esmécticas, vermiculitas, micas) las láminas no son eléctricamente neutras debido a las sustituciones de unos cationes por otros de distinta carga (Figura 2.3).

El balance de carga se mantiene por la presencia, en el espacio interlaminar, o espacio existente entre dos láminas consecutivas de cationes, cationes hidratados o grupos hidroxilo coordinados octaédricamente, similares a las capas octaédricas, como sucede en las cloritas. A éstas últimas también se las denomina 2:1:1. La unidad formada por una lámina más la interlaminar es la unidad estructural. Los cationes interlaminares más frecuentes son alcalinos (*Na* y *K*) o alcalinotérreos (*Mg* y *Ca*).

FIGURA 2.3 Distribución laminar de los filosilicatos



También pertenecen a este grupo de minerales la sepiolita y la paligorskita, a pesar de presentar diferencias estructurales con el resto de los filosilicatos.

Estructuralmente están formadas por láminas discontinuas de tipo mica. A diferencia del resto de los filosilicatos, que son laminares, ya que la capa basal de oxígenos es continua, pero los oxígenos apicales sufren una inversión periódica cada 8 posiciones octaédricas (sepiolita) o cada 5 posiciones (paligorskita). Esta inversión da lugar a la interrupción de la capa octaédrica que es discontinua.

### **2.1.2 PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS**

Debido a sus pequeños tamaños de partículas, las arcillas y los minerales arcillosos son analizados con técnicas especiales tales como la difracción de rayos X, la absorción infrarroja y la microscopia electrónica.

La Capacidad de Intercambio Catiónico, la adsorción de agua y el área superficial son algunas de las propiedades de los minerales arcillosos que suelen ser determinadas para lograr una mejor caracterización de los minerales arcillosos y minimizar los problemas de perforación.

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 mm).
- 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 hincharse, con el desarrollo de propiedades reológicas en suspensiones acuosas.

### 2.1.2.1 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  $m^2/g$ .

Las arcillas poseen una elevada superficie específica, muy importante para ciertos usos industriales en los que la interacción sólido-fluido depende directamente de esta propiedad que se presenta en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Superficies específicas de algunas arcillas

TIPO DE ARCILLA	SUPERFICIES ESPECÍFICAS
Caolinita de elevada cristalinidad	hasta 15 $m^2/g$
Caolinita de baja cristalinidad	hasta 50 $m^2/g$
Halloisita	hasta 60 $m^2/g$
Ilita	hasta 50 $m^2/g$
Montmorillonita	80-300 $m^2/g$
Sepiolita	100-200 $m^2/g$

Fuente: [www.uclm.es](http://www.uclm.es)

### 2.1.2.2 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. En la Tabla 2.2 se muestran algunos ejemplos de capacidad de intercambio catiónico.

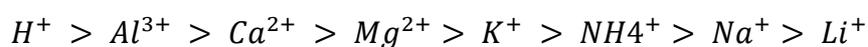
Tabla 2.2 Ejemplos capacidad de intercambio catiónico

	Capacidad de intercambio catiónico <i>meq/100g</i>
KAOLINITA	3 - 10
HALLOISITA	10 – 40
ILITA	10 – 50
CLORITA	10 – 50
VERMICULITA	100 – 200
MONTMORILLONITA	80 - 150
SEPIOLITA-PALIGORSKITA:	20 -35

Fuente: [www.uclm.es](http://www.uclm.es)

La Prueba de Azul de Metileno (MBT) es un indicador de la CEC aparente de una arcilla. Cuando se realiza esta prueba sobre un lodo, se mide la capacidad total de intercambio de azul de metileno de todos los minerales arcillosos presentes en el lodo.

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:



Es decir que 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. Aunque resulte más difícil reemplazar el calcio que el sodio, si la concentración iónica de  $Na^+$  es considerablemente más alta que la concentración de  $Ca^{2+}$ , 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.

La solubilidad de algunas de las sales cálcicas comunes, tales como  $CaSO_4$ , disminuye a grandes temperaturas, mientras que la solubilidad de la mayoría de los compuestos de sodios aumenta. A medida que la concentración de  $Na^+/Ca^{2+}$  aumenta, los cationes  $Ca^{2+}$  de la arcilla tienden a ser reemplazados por los cationes  $Na^+$  de la solución.

### **2.1.2.3 Capacidad De Adsorción**

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: cuando se trata fundamentalmente de procesos físicos como la retención por capilaridad y cuando existe una interacción de tipo químico entre el adsorbente, en este caso la arcilla, y el líquido o gas adsorbido. Para evitar confusiones, en adelante se menciona la palabra adsorción como el conjunto de los dos procesos mencionados anteriormente.

### **2.1.2.4 Hidratación e Hinchamiento**

La hidratación y deshidratación del espacio interlaminar son propiedades características de las esmeclitas, y cuya importancia es crucial en los diferentes usos industriales. Aunque hidratación y deshidratación ocurren con independencia del tipo de catión de cambio presente, el grado de hidratación sí está ligado a la naturaleza del catión interlaminar y a la carga de la lámina.

La adsorción 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 intercambio. Si, por el contrario, tienen *Ca* o *Mg* como cationes de cambio, su capacidad de hinchamiento será mucho más reducida.

#### **2.1.2.4.1 Plasticidad**

Las arcillas son eminentemente plásticas. Esta propiedad se debe a que el agua forma una envoltura 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.

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.

#### **2.1.2.5 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.

Las agitaciones o vibraciones, o incluso menores perturbaciones mecánicas hacen que una sustancia tixotrópica se vuelva más fluida, hasta el extremo de cambiar de estado, de sólida a líquida pudiendo recuperarse y solidificar de nuevo cuando cesa la agitación o vibración.

Ciertas arcillas presentan propiedades tixotrópicas. Cuando las arcillas tixotrópicas se agitan, se convierte en un verdadero líquido, es decir, pasan de "gel" a "líquido". Si a continuación se las deja en reposo, recuperan la cohesión y el comportamiento sólido.

Gracias a esta propiedad, independiente de la densidad, los lodos colaboran en el mantenimiento de las paredes de la perforación, incluso en formaciones de baja cohesión, al tiempo que ayudan a mantener los sólidos extraídos ~~en~~ la perforación en suspensión, al interrumpirse la circulación de los mismos (extracción de tubería, averías de la bomba o del circuito, etc.) evitando en buena parte que se depositen o decanten los recortes de perforación en el fondo del hoyo. ~~o que se produzca embolamientos.~~

## 2.2 TIPOS DE ARCILLAS

Existe un gran número de minerales arcillosos (Tabla 2.3), pero los que interesan en relación con los fluidos de perforación se pueden clasificar en tres tipos.

El primer tipo consta de arcillas en forma de aguja no hinchables como la atapulguita o la sepiolita. 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.

Debido a su forma y a sus características no hinchables, estas arcillas demuestran un control de filtración muy débil. Por este motivo, 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.

El segundo tipo son las arcillas laminares no hinchables (o ligeramente hinchables): illita, clorita y kaolinita, las que serán descritas más adelante.

El tercer tipo son las montmorillonitas laminares muy hinchables. El segundo y el tercer tipo de minerales arcillosos 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.

La figura 2.4 es una fotomicrografía real de una partícula de bentonita. Nótese que se parece a una baraja de cartas abierta en abanico. Se puede observar que varias de las partículas laminares se traslapan.

Como están presentes en las formaciones perforadas, estas arcillas se dispersan en cantidades variables dentro del sistema de fluido de perforación. 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 también se añade normalmente a un lodo para aumentar la viscosidad y reducir el filtrado.

Las propiedades de filtración y reológicas del lodo dependen de las cantidades de las diferentes arcillas contenidas en el lodo.

FIGURA 2.4 Fotomicrografía de bentonita

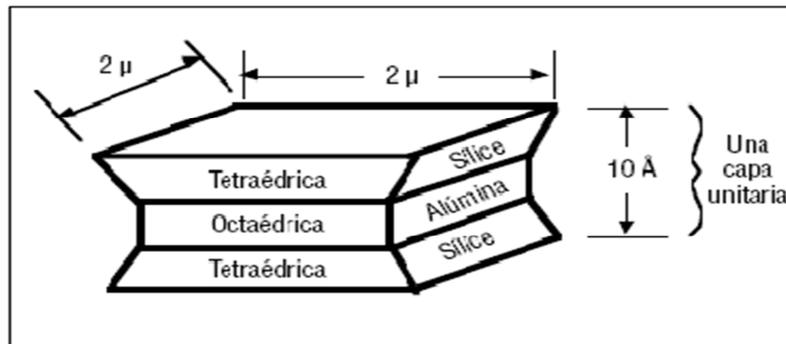


Fuente: MI-SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY

En agua, 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.

Las arcillas son generalmente del tipo de dos capas como la kaolinita o del tipo de tres capas como la montmorillonita, la clorita o la illita. Cada partícula de arcilla laminar se compone de un apilamiento de capas unitarias paralelas. Cada capa unitaria consta de una combinación de hojas de sílice dispuestas tetraédricamente (en pirámide) y hojas de alúmina o magnesio o a dispuestas octaédricamente (ocho caras). Las arcillas de tres capas se componen de capas unitarias constituidas por dos hojas tetraédricas de cada lado de una hoja octaédrica, en cierto modo como un emparedado como se muestra en la Figura 2.5.

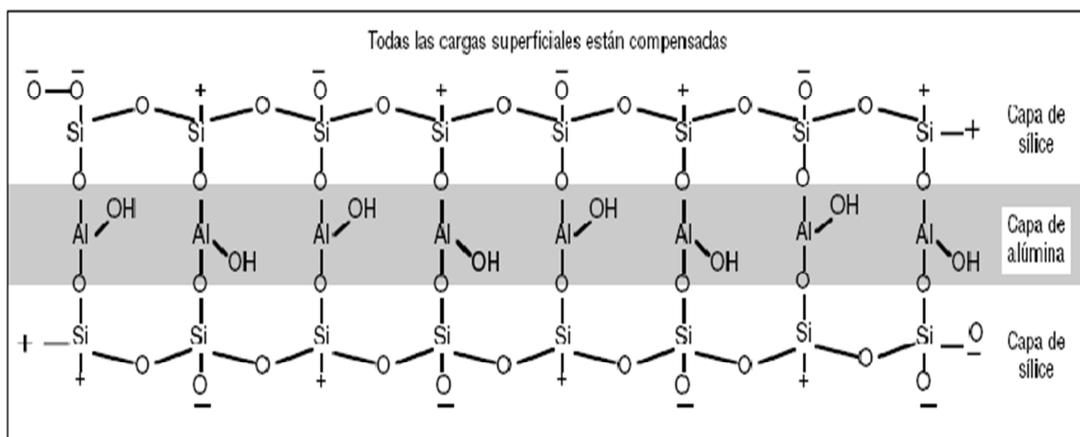
FIGURA 2.5 Partícula de montmorillonita idealizada



Fuente: MI-SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY

Las arcillas de dos capas se componen de capas unitarias constituidas por una hoja tetraédrica y una hoja octaédrica. Las arcillas pueden ser eléctricamente neutras o estar cargadas negativamente (Figura 2.6).

FIGURA 2.6 Pirofilita eléctricamente neutra



Fuente: MI-SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY

### 2.2.1 ARCILLAS MONTMORILLONÍTCAS (ARCILLAS DE TRES CAPAS)

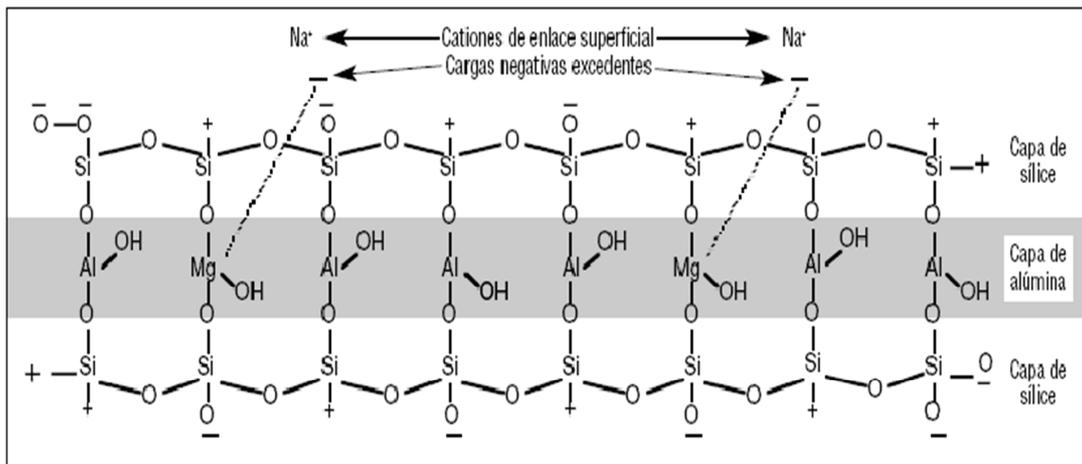
Si se sustituye un átomo de aluminio ( $Al^{3+}$ ) por un solo átomo de magnesio ( $Mg^{2+}$ ) en la estructura reticular (disposición de los átomos), ésta tendrá un electrón excedente o una carga negativa (Figura 2.7). La carga negativa neta es compensada por la adsorción de cationes (iones positivos) en las superficies de la capa unitaria, tanto en las superficies interiores como en las superficies exteriores del apilamiento.

Los cationes que se adsorben en las superficies de las capas unitarias 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 se mide y se registra como capacidad de intercambio catiónico (CEC).

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

Aunque la bentonita comercial esté generalmente definida como montmorillonita sódica, el calcio y el magnesio intercambiables pueden constituir de 35 a 67% de la capacidad total de intercambio. La propiedad más típica de las montmorillonitas es la capacidad de hinchamiento entre capas (hidratación) con el agua.

FIGURA 2.7 Sustitución de  $Al^{3+}$  por  $Mg^{2+}$  causando una partícula cargada negativamente



Fuente: MI-SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY

### 2.2.2 ILITAS (ARCILLAS DE TRES CAPAS)

Las ilitas tienen la misma estructura básica que las montmorillonitas, pero no muestran la capacidad de hinchamiento entre capas. En vez de la sustitución de  $Al^{3+}$  por  $Mg^{2+}$  como en la montmorillonita, la ilita tiene una sustitución de  $Si^{4+}$  por  $Al^{3+}$ , lo cual aún produce una carga negativa. Los cationes compensadores son principalmente el ion potasio ( $K^+$ ).

Entre los minerales arcillosos 2:1, la esmectita, illita, y capas mixtas de illita y esmectita 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. A medida que la profundidad aumenta, las formaciones de lutita se vuelven generalmente menos hinchables pero más dispersivas en agua.

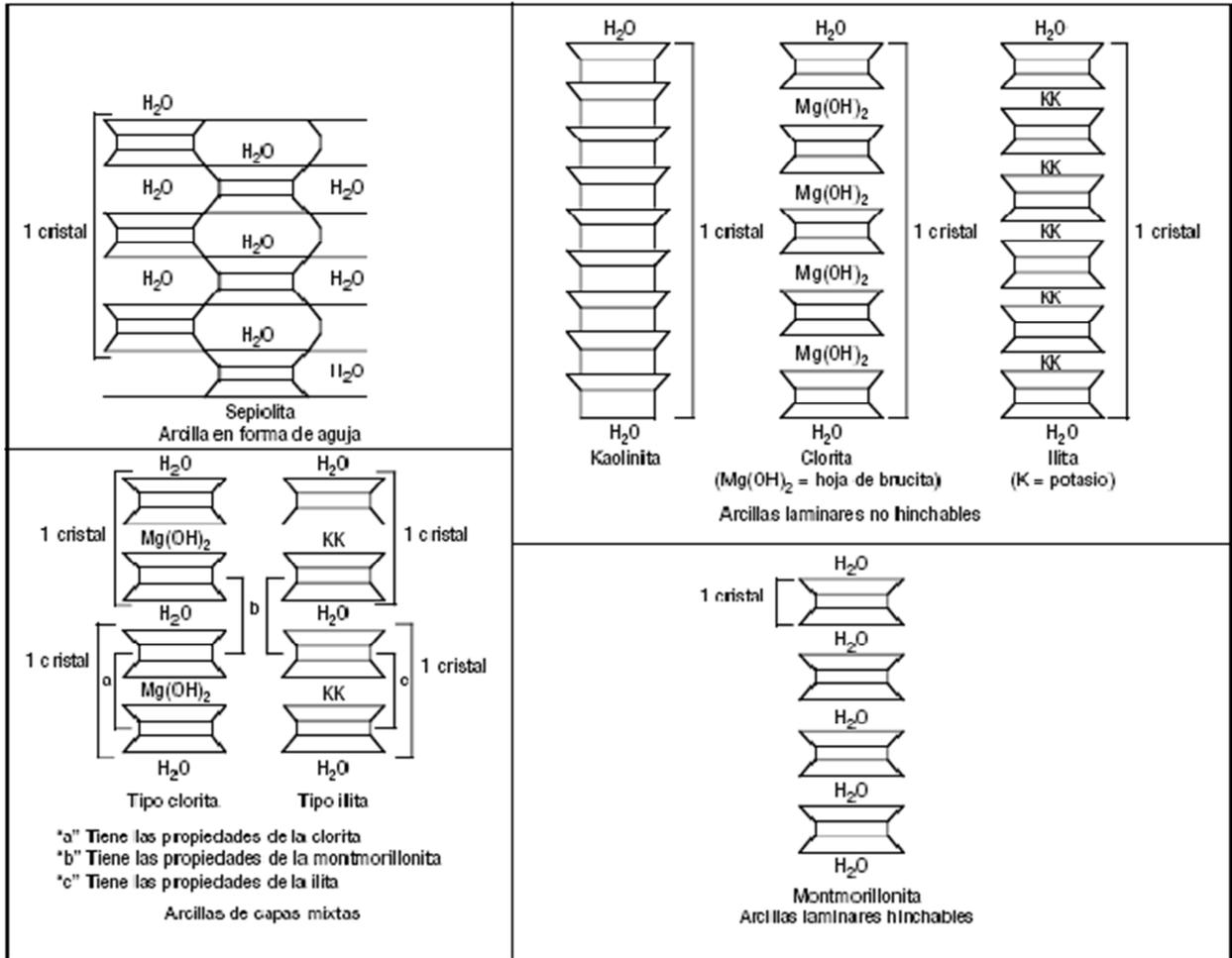
### 2.2.3 CLORITAS (ARCILLAS DE TRES CAPAS)

Las cloritas están estructuralmente relacionadas con las arcillas de tres capas. Las cloritas no se hinchan en su forma pura, pero puede hacerse que hinchen ligeramente al ser modificadas. En estas arcillas, los cationes compensadores de carga entre las capas unitarias de tipo montmorillonita son reemplazados por una capa de hidróxido de magnesio octaédrico, o brucita, esto se muestra en la Figura 2.8.

Esta capa tiene una carga positiva neta debido a la sustitución de ciertos  $Mg^{2+}$  por  $Al^{3+}$  en la capa de brucita.

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. La capacidad de intercambio catiónico de la clorita varía de 10 a 20 meq/100 g, principalmente debido a los enlaces rotos. La clorita también puede formar arcillas de capas mixtas con otros minerales arcillosos tales como la esmectita. La arcilla resultante de capas mixtas tendría las propiedades de ambos tipos de minerales arcillosos.

FIGURA 2.8 Comparación de estructuras de arcillas



Fuente: MI-SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY

**2.2.3.1 Kaolinitas (Arcillas de Dos Capas)**

La kaolinita es una arcilla no hinchable cuyas 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. La kaolinita 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. Por lo tanto, la kaolinita tiene una capacidad de intercambio catiónico relativamente baja (de 5 a 15 meq/100 g). La kaolinita se encuentra comúnmente como componente menor a moderado (5 a 20%) de las rocas sedimentarias tales como las lutitas y las areniscas.

Tabla 2.3 Arcillas encontradas comúnmente

Grupo	Estructura	Carga	Catión de Intercambio	Distancia Interatómica	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	$Na^+, Ca^{2+}, K^+, Mg^{2+}$	11-15	Variable
Vermiculita	Capa 2:1	1.0-4.0	$K^+, Mg^{2+}$	14-15	Variable
Illita	Capa 2:1	1.3-2.0	$K^+$	10	Nulo
Mica	Capa 2:1	2.0	$K^+$	10	Ninguno
Chlorita	Capa 2:2	Variable	Casi de brucita	14	Nulo
Sepiolita	Cadena 2:1	Nula	Ninguno	12	Nulo
Paligorskita	Cadena 2:1	Menor	Ninguno	10.5	Nulo

Fuente: MI- SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY

### 2.3 ARCILLAS EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Las arcillas juegan un rol importante especialmente en los fluidos de perforación base agua. Ellos pueden ser añadidos intencionalmente para controlar las propiedades del flujo viscoso y para proveer coloidales requeridas para disminuir la pérdida del fluido.

Las arcillas cumplen dos funciones: (1) proporcionar viscosidad al fluido de perforación, y (2) depositar un revoque que sellará las formaciones permeables para limitar las pérdidas por filtración y evitar el atascamiento de la tubería. En algunas áreas, la perforación puede ser iniciada con agua, dejando que los sólidos perforados se incorporen, produciendo suficientes propiedades para permitir la perforación del pozo.

En otras situaciones, se usan sistemas a base de polímeros cuando no se añade ninguna arcilla a la formulación. En los lodos base agua-arcilla, el agua constituye

la fase líquida continua en la cual ciertos materiales son mantenidos en suspensión y otros materiales se disuelven. Se usa un gran número de aditivos de lodo para obtener propiedades especiales, pero, fundamentalmente, todos los componentes pueden ser divididos en tres categorías.

1. La fase acuosa es la fase continua del **fluido**. Según la ubicación y/o el agua disponible, ésta puede ser agua dulce, agua de mar, agua dura, agua blanda, etc. No es raro que se use una variedad de soluciones de salmueras, saladas a saturadas como líquido de base para preparar un sistema a base de agua.
2. La fase de sólidos reactivos se compone de arcillas comerciales, arcillas hidratables incorporadas y lutitas de las formaciones perforadas que son mantenidas en suspensión de la fase fluida. Estos sólidos son tratados químicamente para controlar las propiedades del fluido de perforación. Varios aditivos serán usados para obtener las propiedades deseadas.
3. Los sólidos inertes son los sólidos en suspensión que son químicamente inactivos. Éstos pueden ser sólidos de perforación inertes tales como la caliza, dolomita o arena. La barita es añadida al fluido de perforación para aumentar la densidad del fluido y también constituye un sólido inerte.

### **2.3.1 PROCESOS DE ENLACE DE LAS PARTÍCULAS DE ARCILLA**

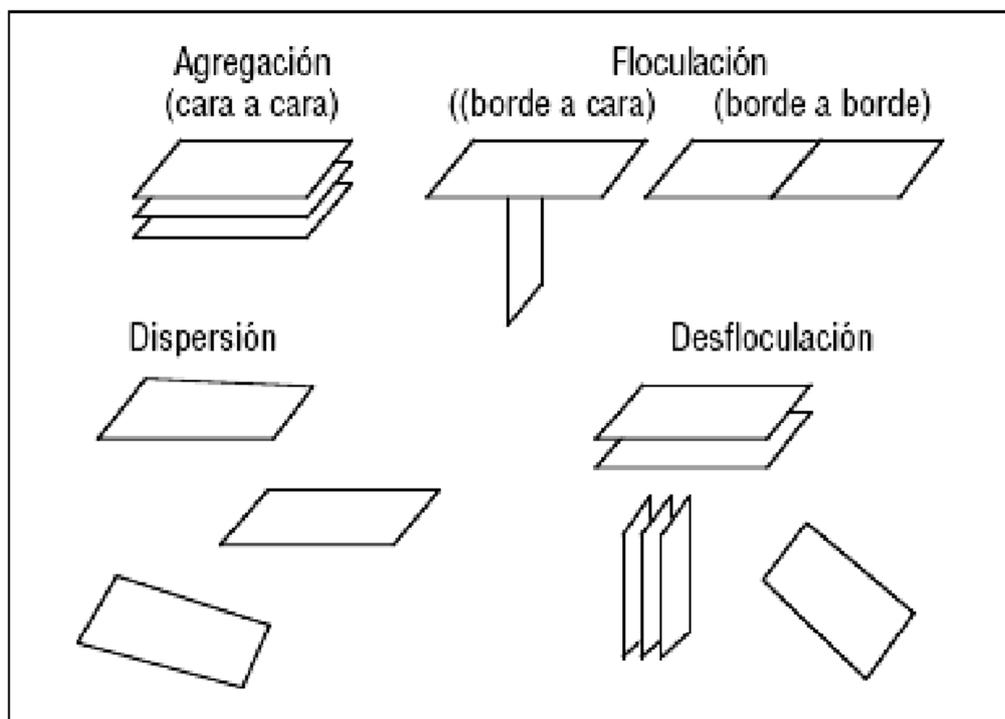
Además de conocer la cantidad y calidad de las arcillas de un **fluido de perforación**, se requiere conocer el estado de asociación de las partículas de arcilla. Los distintos procesos de enlace de las partículas de arcilla son importantes para la reología de las suspensiones de arcilla. Estos procesos de enlace deben ser comprendidos para entender y controlar los cambios reológicos en los fluidos de perforación (Figura 2.9).

Las partículas laminares finas y planas de arcilla tienen dos superficies diferentes. La cara grande o superficie planar está cargada negativamente y la superficie fina del borde está cargada positivamente donde se interrumpe la red y se expone la superficie del enlace roto. Estas cargas eléctricas y los cationes intercambiables

crean alrededor de las partículas de arcilla un campo de fuerzas eléctricas que determina la manera en que dichas partículas interactúan unas con 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 desfloculación estar en uno o varios estados de asociación al mismo tiempo, con un estado de asociación predominando.

FIGURA 2.9 Procesos de enlace de las partículas de arcilla



Fuente: M-I SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY

**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  $Ca^{2+}$ , en el fluido de perforación. Esto podría resultar de la adición de cal o yeso, o de la perforación de anhidrita o cemento. 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. La dispersión es más importante cuando la salinidad es más baja, los tiempos más altos, las temperaturas más altas y la dureza más baja. Incluso la bentonita no se dispersa totalmente en agua a la temperatura ambiente.

**La floculación** se refiere a 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. Como la desfloculación causa una reducción de la viscosidad, los productos químicos desfloculantes son frecuentemente llamados diluyentes de lodo. La desfloculación también permite la disposición plana de las partículas de arcilla en el revoque para reducir el filtrado.

### 2.3.2 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 absorber agua, la capacidad de la arcilla de intercambiar cationes y la superficie especificada 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.

### 2.3.3 HIDRATACIÓN DE LAS ARCILLAS

El cristal de bentonita se compone de tres capas: una capa de alúmina con una capa de sílice encima y otra debajo. La laminilla de arcilla está cargada negativamente y una nube de cationes está relacionada con ésta. Si un gran número de estos cationes son sodio, la arcilla será frecuentemente llamada montmorillonita sódica.

Si los cationes son principalmente calcio, la arcilla será llamada montmorillonita cálcica. Según el número de cationes presentes, el espacio entre capas de la montmorillonita seca estará comprendido entre 9,8 Å (sodio) y 12,1 Å (calcio) y llenado de agua fuertemente ligada. Cuando la arcilla seca entra en contacto con agua dulce, el espacio entre capas se expande y la arcilla adsorbe una gran “envoltura” de agua. Estos dos fenómenos permiten que las arcillas generen viscosidad.

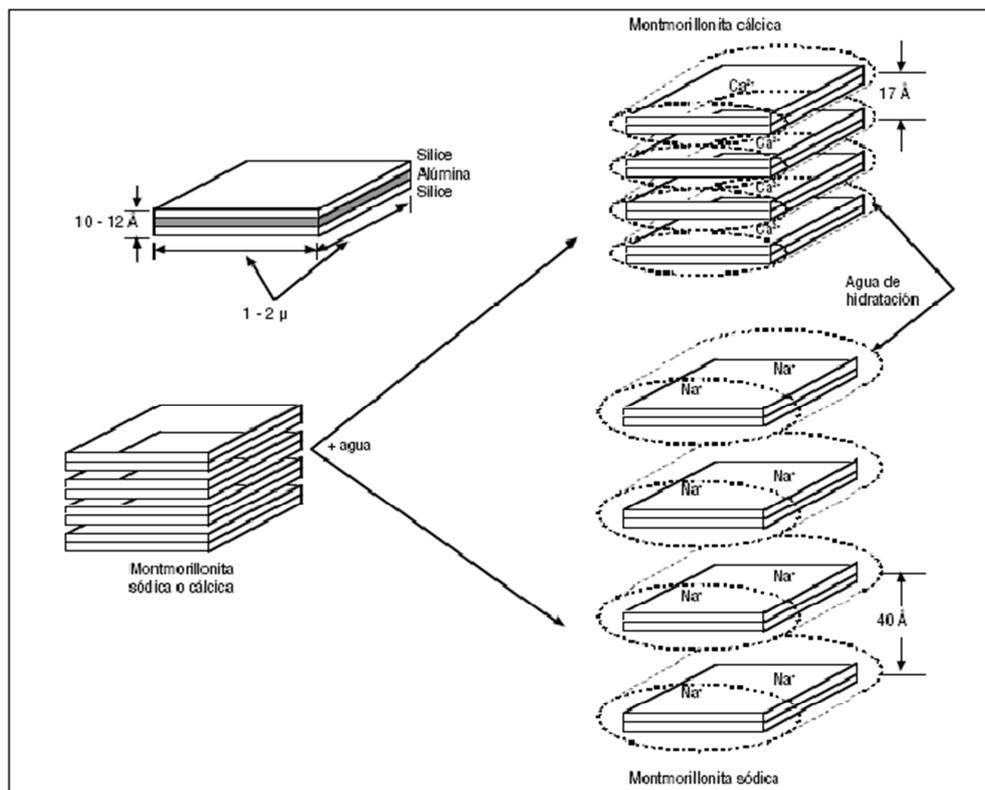
Como lo indica la Figura 2.10, las bentonitas a base de calcio sólo se expanden hasta 17 Å, mientras que la bentonita sódica se expande hasta 40 Å. Los cationes divalentes como  $Ca^{2+}$  y  $Mg^{2+}$  aumentan la fuerza de atracción entre las laminillas, reduciendo así la cantidad de agua que se puede adsorber. Los cationes monovalentes como  $Na^+$  producen una fuerza de atracción más débil, permitiendo que más agua penetren entre las laminillas.

Como la bentonita sódica se hincha cuatro veces más que la bentonita cálcica, la bentonita sódica generará una viscosidad cuatro veces más grande. Además de

adsorber el agua y los cationes en las superficies exteriores, la esmectita adsorbe agua y cationes en las superficies entre las capas de su estructura cristalina. La esmectita tiene una capacidad de adsorción de agua mucho mayor que otros minerales arcillosos.

La capacidad de adsorber agua, la cantidad de cationes intercambiables (CEC) y el área superficial son fenómenos muy relacionados entre sí que a veces son llamados propiedades coligativas de la arcilla.

FIGURA 2.10 Comparación del hinchamiento para la montmorillonita cálcica y montmorillonita sódica



Fuente: MI-SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY

Estas propiedades coligativas son básicamente medidas de la reactividad de la arcilla. Como la CEC es fácil de medir, se trata de un método práctico para evaluar la reactividad de la arcilla o lutita. La CEC de la arcilla se puede medir mediante una valoración de azul de metileno. Para medir la CEC, se usa una solución de azul de metileno 0,01 N, de manera que el número de milímetros de solución de azul de metileno requeridos para llegar al punto final sea igual a

meq/100 g. El rango de CEC para minerales arcillosos puros se indica en la Tabla 2.4.

La esmectita es claramente mucho más reactiva que otros materiales minerales arcillosos. Las lutitas que contienen esmectita son las más sensibles al agua y las más hidratables. Las lutitas que contienen otros minerales arcillosos tienen una menor capacidad de hidratación, aunque puedan ser sensibles al agua. La mayoría de las lutitas contienen varios tipos de arcillas en cantidades variables.

Tabla 2.4 Rango de CEC para materiales minerales arcillosos puros

ARCILLA	CEC (meq/100 g)
Esmectita	80 – 150
Ilita	10 - 40
Clorita	10 – 40
Kaolinita	3 - 10

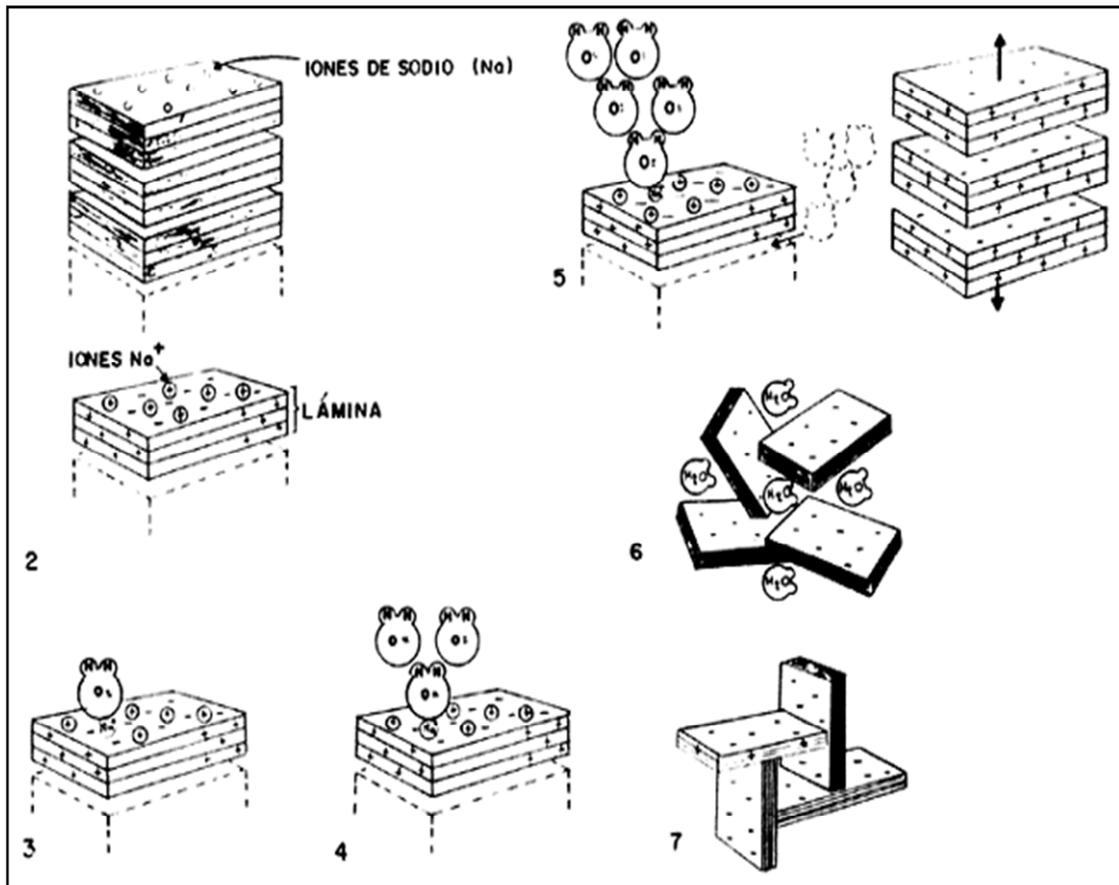
Fuente: MI-SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY  
Elaborado por: VIVIANA ROSERO

La reactividad de una lutita depende de los tipos y de las cantidades de minerales arcillosos presentes en la lutita. Muchas veces, la CEC constituye una mejor medida de la reactividad de la arcilla que el análisis mineralógico deducido del análisis de difracción de rayos X.

Al poner en contacto agua con arcilla, es decir, el momento de chocar el agua 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 2.11.

FIGURA 2.11 Etapas secuenciales en la interacción del agua en la arcilla.



Fuente: 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.

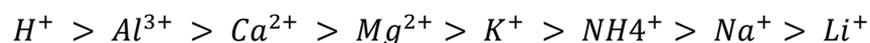
**Etapa 5:** la carga negativa en la superficie de las laminillas se incrementa conforme las moléculas de agua se enlazan unas con otras al aumentar su polarización. Llega un momento en que la carga superficial es tal, que las láminas se repelen entre sí separándose unas de otras por lo que el espacio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

**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.

### 2.3.4 INFLUENCIA CATIONICA SOBRE LA HIDRATACIÓN

Como se indicó anteriormente, 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. 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 espacios dentro de las capas de montmorillonita cristalina son de 2,8 Å. 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. El calcio es un buen ejemplo, teniendo un diámetro hidratado de 19,2 Å. El litio es otro ejemplo, teniendo tres moléculas de agua y un diámetro hidratado de 14,6 Å. 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 2.5 Comparativa de diámetros iónicos e hidratados

Catión	Diámetro Iónico (Å)	Diámetro Hidratado (Å)
$Li^+$	1.56	14.6
$Na^+$	1.90	11.2
$K^+$	2.66	7.60
$NH_4^+$	2.86	5.0
$Mg^{2+}$	1.30	21.6
$Ca^{2+}$	1.98	19.2
$Al^{3+}$	1.00	18.0

Fuente: MI-SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY  
Elaborado por: VIVIANA ROSERO

La tabla 2.5 presenta 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.

### **2.3.5 EFECTO DEL PH**

En este momento, también resulta pertinente considerar el efecto del pH sobre el rendimiento de la bentonita. La mayoría de todos los lodos de perforación son tratados de manera que sean alcalinos, es decir que deberían tener un pH mayor de 7. Como el pH no afecta la viscosidad, una de las principales consideraciones es la selección del rango de pH más deseable para optimizar las propiedades reológicas del fluido de perforación.

Cuando el pH es mayor de 9,5, la dispersión de la arcilla aumenta, incrementando la viscosidad del fluido de perforación. Anteriormente, se puso énfasis en la obtención de la mayor viscosidad a partir de la adición más pequeña de material. La importancia del pH es que la viscosidad creada por valores superiores a 10, a veces no guarda proporción con lo que se considera ser las propiedades deseables del lodo. Por razones obvias, tales como seguridad y corrosión, los lodos de perforación casi nunca son utilizados dentro del rango ácido con un pH inferior a 7.

## **2.4 PROBLEMAS CON ARCILLAS INESTABLES**

### **2.4.1 CAUSAS DE INESTABILIDAD DE ARCILLAS**

Es uno de los problemas más comunes asociados a la inestabilidad del hoyo. No existen soluciones simples para este problema, pero una combinación de una buena práctica de perforación y un buen programa de lodo ayudarán a minimizar su ocurrencia.

Las causas para inestabilidad de arcillas son:

- Elevación de la presión poral debido a la invasión de la presión del lodo.
- Incremento de la presión de hinchamiento (debido a un intercambio desfavorable de cationes) reduciéndose el esfuerzo efectivo.
- Alteración química y debilitamiento de la cementación de partículas.

## 2.4.2 PROBLEMAS DE ARCILLAS

Los problemas relacionados con inestabilidad del hoyo en secciones arcillosas son:

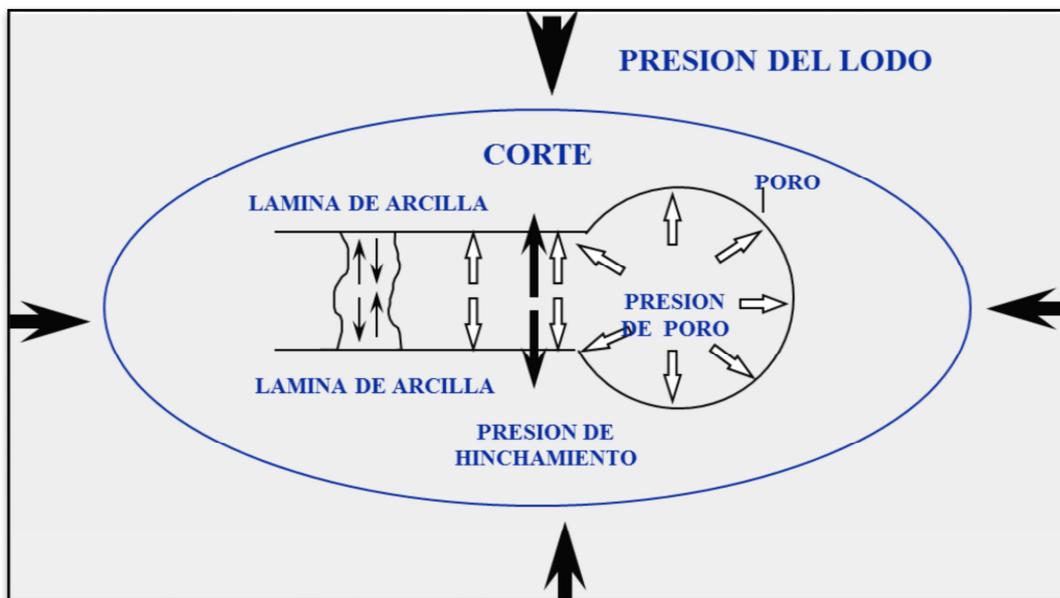
- Desintegración de cortes
- Inestabilidad del hoyo
- Embolamiento

El fluido de perforación debe diseñarse tomando en cuenta los tres puntos previos.

### 2.4.2.1 Desintegración de Cortes

La combinación de la presión del lodo y fuerza de cementación o cohesión deberá contener la presión de hinchamiento y presión de poros para evitar la desintegración como indica la Figura 2.12.

FIGURA 2.12 Fuerzas actuando sobre una arcilla.



Fuente: MI-SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY

El problema se agrava en la medida que el corte asciende reduciéndose la presión hidrostática del lodo.

Como evitar la desintegración de los cortes:

## 1. Inhibición y encapsulamiento

Inhibidor para reducir la presión de hinchamiento y encapsulador para mantener los corte integrados.

## 2. Bloqueo de influjo de filtrado o promover el contraflujo osmótico.

### **2.4.2.2 Inestabilidad del Hoyo**

A diferencia de los cortes para la estabilidad del hoyo se debe considerar:

1. Las condiciones de los esfuerzos y geometría del hoyo.
2. El tiempo de exposición al que está sometido el hoyo.

### **2.4.2.3 Embolamiento**

La presión de hinchamiento actúa como un espiral descomprimido. La arcilla liberada succiona agua para efectuar la separación de sus capas. Los cortes absorben agua de la superficie de la tubería o mecha adhiriéndose a estas.

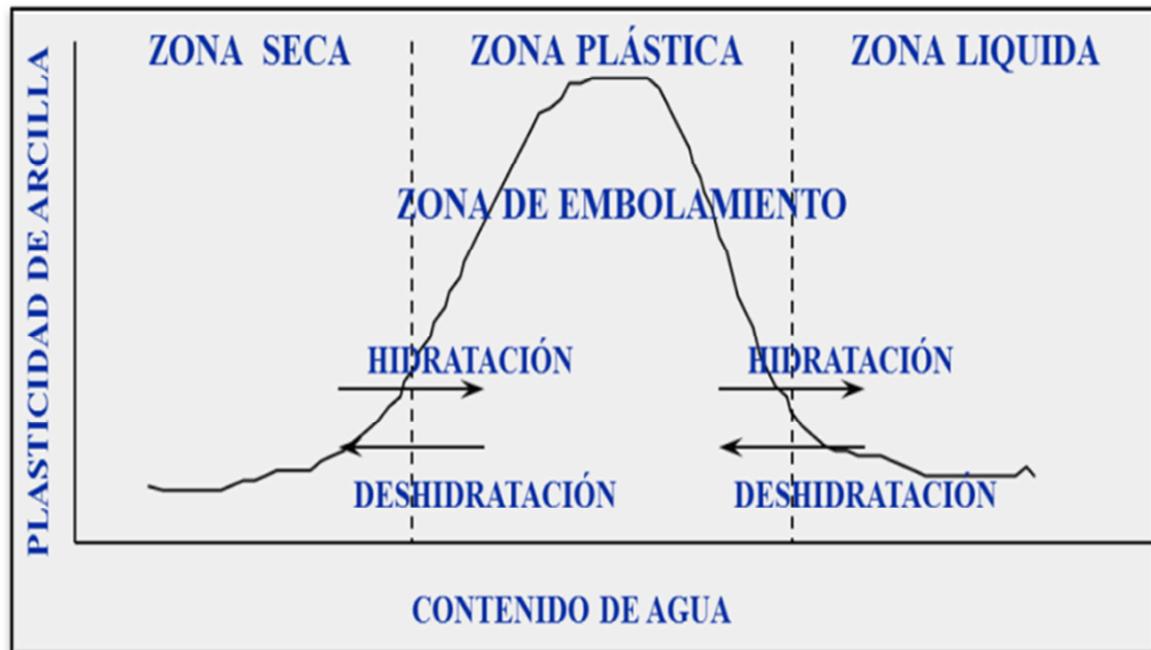
La adherencia se mantendrá dependiendo de la consistencia y plasticidad como función del contenido de agua y arcilla.

En la figura 2.13 se muestra el diseño del fluido de perforación para evitar el embolamiento:

Deshidratar los cortes para reducir la tendencia al pegamiento (zona seca). Esto puede lograrse que formen membranas y pueden osmóticamente deshidratar la arcilla.

Hidratar los cortes (zona líquida dispersa) y hacerlos fácilmente lavables de la superficie de la tubería. Esto puede traducirse en problemas de estabilidad y dispersión de sólidos.

FIGURA 2.13 Plasticidad VS Contenido de Agua



Fuente: [www.uclm.es](http://www.uclm.es)

Los cortes se dispersan o cubren en su periferia externa para evitar que se aglomeren en las superficies metálicas.

Cambiar la humectabilidad de las superficies metálicas a aceite para prevenir la adherencia de corte.

## **CAPÍTULO III**

### **DESCRIPCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN Y SURFACTANTES**

#### **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 minimizando problemas de estabilidad del hoyo y problemas operacionales. Es responsabilidad del especialista realizar ensayos físicos – químicos de acuerdo con las normas API para proceder a los ajustes necesarios que faciliten la consecución de los objetivos propuestos.

Los fluidos de perforación tiene como finalidad cumplir con diversas funciones como: remoción de cortes del pozo, suspensión de los cortes de perforación, control de presión del yacimiento, estabilización de las formaciones, lubricación y enfriamiento de la broca. No debe ser tóxico al medio ambiente, ni corrosivo, ni inflamable, pero sí debe ser estable a altas temperaturas y mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones de perforación.

##### **3.1.1 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN**

Las funciones del fluido de perforación describen las tareas que el fluido de perforación es capaz de desempeñar. Las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes:

- **Enfriar y lubricar la mecha y la tubería así como suspender la sarta de perforación.** Una gran cantidad de calor es generada durante la

perforación por la fricción proveniente de las fuerzas mecánicas e hidráulicas entre la barrena y las paredes de la formación y en las zonas donde la columna de perforación rotatoria roza contra la tubería de revestimiento y el pozo. Este calor es disipado por el fluido de perforación desde el fondo del hoyo hasta la superficie, además que lubrica el hoyo.

- **Limpiar el fondo del hoyo.** La remoción de los cortes de roca (ripios) que se encuentran debajo de la mecha de perforación es quizá la función más importante de los fluidos de perforación. Los recortes de perforación deben ser retirados del pozo a medida que son generados por la barrena. A este fin, se hace circular un fluido de perforación dentro de la columna de perforación y a través de la barrena, el cual arrastra y transporta los recortes hasta la superficie, subiendo por el espacio anular.
- **Obturar las formaciones permeables.** Cuando la presión de la columna de fluido de perforación es mayor que la presión de la formación, el filtrado invade la formación y un revoque se deposita en la pared del pozo. Los sistemas de fluido de perforación deberían estar diseñados para depositar sobre la formación un delgado revoque de baja permeabilidad con el fin de limitar la invasión de filtrado. Esto mejora la estabilidad del pozo y evita numerosos problemas de perforación y producción.
- **Minimizar el daño a la formación.** El daño a la formación generalmente es una reducción de la permeabilidad cerca del hoyo, acompañado también de una reducción importante de la porosidad. El problema puede ser severo en yacimientos de baja permeabilidad o con alto contenido de arcilla. Los fluido de perforación deben tener la propiedad de generar el revoque protector pero evitando, lo más posible, generar daños que puedan reducir las capacidades productivas del yacimiento.
- **Controlar la presión del yacimiento.** Garantizar una operación de perforación segura es una función muy básica e importante. Típicamente, a medida que la presión de la formación aumenta, se aumenta la densidad

del fluido de perforación agregando material densificante para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del hoyo. Esto impide que los fluidos de formación fluyan hacia el pozo y que los fluidos de formación presurizados causen un reventón. Si la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación es igual o superior a la presión de la formación, los fluidos de la formación no fluirán dentro del pozo.

- **Mantener la estructura del hoyo.** La inestabilidad del hoyo es causada básicamente debido a fenómenos geológicos, tales como zonas fracturadas, arenas poco consolidadas, arcillas hidratadas o secciones presurizadas. El fluido de perforación debe controlar estos problemas de manera que la sección perforada permanezca abierta y pueda llevarse a cabo una perforación más profunda. Muchas veces el revoque, que se crea en las paredes del hoyo debido a la adhesión del fluido de perforación, es quien se encarga de no permitir que las mismas se derrumben.
- **Suspensión de partículas cuando se detiene la circulación.** Los recortes y derrumbes caerán hacia el fondo del pozo a menos que el fluido de perforación tenga la capacidad de formar una estructura del tipo gel cuando no está circulando. El fluido de perforación debe, por supuesto, recuperar su fluidez cuando se reinicia la circulación.
- **Facilitar las operaciones de corridas de perfil en un pozo y el estudio de muestras para asegurar una evaluación adecuada de la formación.** La selección de un grupo de herramientas para obtener perfiles de pozos debe adecuarse al sistema del fluido de perforación empleado para poder obtener una información más aproximada de la formación. Las propiedades físicas y químicas de un fluido de perforación pueden afectar el programa de perfil del pozo.
- **Evitar o minimizar los problemas de contaminación.** El sistema también debe controlar varios tipos de contaminantes, incluyendo gases tóxicos, alto contenido de sólidos, hidrocarburos gaseosos y contaminación iónica.

Los diferentes tipos de lodos normalmente usados en la fase de perforación tienen una amplia gama de habilidades para controlar estos contaminantes.

- **Minimizar la corrosión de la sarta de perforación.** Los componentes de la columna de perforación y tubería de revestimiento que están constantemente en contacto con el fluido de perforación están propensos a varias formas de corrosión. Los gases disueltos tales como el oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno pueden causar graves problemas de corrosión, tanto en la superficie como en el fondo del pozo.
  
- **Minimizar el torque, las fuerzas de arrastre y la adhesión de la tubería.** El torque y el arrastre son problemas que se encuentran frecuentemente durante las perforaciones y esto puede ser canalizado mediante la selección de un fluido de perforación y aditivos adecuados. El momento es la fuerza que se necesita para hacer rotar la tubería. El arrastre es la fuerza requerida para mover la tubería verticalmente. Un momento (torque) excesivo puede torcer la tubería mientras que fuerzas de arrastre importantes pueden hacer que se adhiera o se rompa la tubería. Los fluidos de perforación pueden reducir estos problemas notablemente.
  
- **Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena.** La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración (ROP), mejorando la remoción de recortes en la barrena. Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la barrena y las herramientas de Medición al Perforar (MWD) y Registro al Perforar (LWD).
  
- **Facilitar la cementación y completación del hoyo.** Durante la introducción de la tubería de revestimiento, el fluido de perforación debe permanecer fluido y minimizar el efecto pistón, de manera que no se produzca ninguna pérdida de circulación inducida por las fracturas (a la formación). Resulta más fácil introducir la tubería de revestimiento dentro

de un pozo liso de calibre uniforme, sin recortes, derrumbes o puentes. El fluido de perforación debería tener un revoque fino y liso (flexible). Para que se pueda cementar correctamente la tubería de revestimiento, todo el lodo debe ser desplazado por los espaciadores, los fluidos de limpieza y el cemento.

### 3.1.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDO DE PERFORACIÓN

De acuerdo con el Instituto Americano del Petróleo (API), las propiedades del fluido a mantener durante la perforación del pozo son:

Tabla 3.1 Propiedades físicas de los fluidos de perforación

PROPIEDADES	DESCRIPCIÓN
<b>Viscosidad Plástica</b>	<p>Es la viscosidad que resulta de la fricción mecánica entre:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sólidos</li> <li>▪ Sólidos y líquidos</li> <li>▪ Líquido y líquidos</li> </ul> <p>Esta viscosidad depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido, y se controla con equipos mecánicos de Control de Sólidos. Este control es indispensable para mejorar el comportamiento reológico y sobre todo para obtener altas tasas de penetración (ROP).</p> <p>Una baja viscosidad plástica aunada a un alto punto cedente permite una limpieza efectiva del hoyo con alta tasa de penetración.</p>

Tabla 3.1 Continuación

PROPIEDADES	DESCRIPCIÓN
<b>Punto Cedente</b>	<p>Es una medida de la fuerza de atracción entre las partículas, bajo condiciones dinámicas o de flujo. Es la fuerza que ayuda a mantener el fluido una vez que entra en movimiento.</p> <p>El punto cedente está relacionado con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas, y generalmente sufre incremento por la acción de los contaminantes solubles como el carbonato, calcio, y por los sólidos reactivos de formación.</p> <p>Un fluido floculado exhibe altos valores de punto cedente. La floculación se controla de acuerdo al causante que lo origina. Se usan dispersantes químicos cuando es causada por excesos de sólidos arcillosos y agua cuando el fluido se deshidrata por altas temperaturas.</p>
<b>Resistencia o Fuerza a Gel</b>	<p>Esta resistencia o fuerza de gel es una medida de la atracción física y electroquímica bajo condiciones estáticas. Está relacionada con la capacidad de suspensión del fluido y se controla, en la misma forma, como se controla el punto cedente, puesto que la origina el mismo tipo de sólido (reactivo).</p> <p>Las mediciones comunes de esta propiedad se toman a los diez segundos y a los diez minutos, pero pueden ser medidas para cualquier espacio de tiempo deseado.</p>

Tabla 3.1 Continuación

PROPIEDADES	DESCRIPCIÓN
<b>Resistencia o Fuerza a Gel</b>	<p>Esta fuerza debe ser lo suficientemente baja para:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Permitir el asentamiento de los sólidos en los tanques de superficie, principalmente en la trampa de arena.</li> <li>➤ Permitir buen rendimiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.</li> <li>➤ Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería.</li> <li>➤ Permitir el desprendimiento del gas incorporado al fluido, para facilitar el funcionamiento del desgasificador.</li> </ul>
<b>Filtrado API y a HP-HT (Alta Presión – Alta Temperatura)</b>	<p>El filtrado indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables, cuando el fluido es sometido a una presión diferencial. Esta característica es afectada por los siguientes factores:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Presión</li> <li>➤ Dispersión</li> <li>➤ Temperatura</li> <li>➤ Tiempo</li> </ul> <p>Se mide en condiciones estáticas, a baja temperatura y presión para los fluidos base agua y a alta presión (HP) y alta temperatura (HT) para los fluidos base aceite. Su control depende del tipo de formación. En formaciones permeables no productoras se controla desarrollando un revoque de calidad, lo cual es posible, si se tiene alta concentración y dispersión de sólidos arcillosos que son los verdaderos aditivos de control de filtración.</p>

Tabla 3.1 Continuación

PROPIEDADES	DESCRIPCIÓN
<b>pH</b>	<p>El pH indica si el fluido de perforación es ácido o básico.</p> <p>La mayoría de los fluidos base acuosa son alcalinos y trabajan con un rango de pH entre 7.5 a 11.5. Cuando el pH varía de 7.5 a 9.5, el fluido es de bajo pH y cuando varía de 9.5 a 11.5, es de alto pH.</p>
<b>% Arena</b>	<p>La arena es un sólido no reactivo indeseable de baja gravedad específica.</p> <p>El porcentaje de arena durante la perforación de un pozo debe mantenerse en el mínimo posible para evitar daños a los equipos de perforación. La arena es completamente abrasiva y causa daño considerable a las camisas de las bombas de fluido de perforación.</p>
<b>% Sólidos y Líquidos</b>	<p>El porcentaje de sólidos y líquidos se determina con una prueba de retorta. Los resultados obtenidos permiten conocer a través de un análisis de sólidos, el porcentaje de sólidos de alta y baja gravedad específica.</p> <p>En los fluidos base agua, se pueden conocer los porcentajes de bentonita, arcilla de formación y sólidos no reactivos de formación, pero en los fluidos base aceite, no es posible conocer este tipo de información, porque resulta imposible hacerles una prueba de MBT.</p>

FUENTE: MI-SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY  
ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

### **3.1.3 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 considerados 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.

### **3.1.4 PROPIEDADES VS. FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN**

Diferentes propiedades del fluido de perforación pueden afectar a una función en particular del fluido. Aunque el ingeniero de fluidos de perforación sólo modifique una o dos propiedades para controlar una función en particular del fluido de perforación, es posible que otra propiedad en particular del fluido de perforación sea afectada.

Por ejemplo, la presión de la formación es controlada principalmente mediante la modificación del peso del fluido, pero el efecto de la viscosidad sobre las pérdidas de presión en el 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 el tratamiento y al mantenimiento de las propiedades necesaria para lograr las funciones requeridas.

Un fluido 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 propiedad mientras minimizan el impacto de estas modificaciones sobre las otras propiedades del fluido de perforación.

Los sistemas básicos del fluido de perforación son generalmente convertidos en sistemas más complejos a medida que la profundidad y la temperatura y/o presión del pozo aumentan. Se diseñan en función a las características de la formación a perforar que depende de la temperatura y presión de fondo, esto es para garantizar la estabilidad del hoyo durante la perforación.

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 3.3.

### **3.1.5 COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

En términos generales, los fluidos de perforación (base agua y base aceite) se componen de dos fases que son líquida y sólida. Los fluidos de perforación compuestos de aire y gas son fluidos especiales, llamados fluidos neumáticos de perforación.

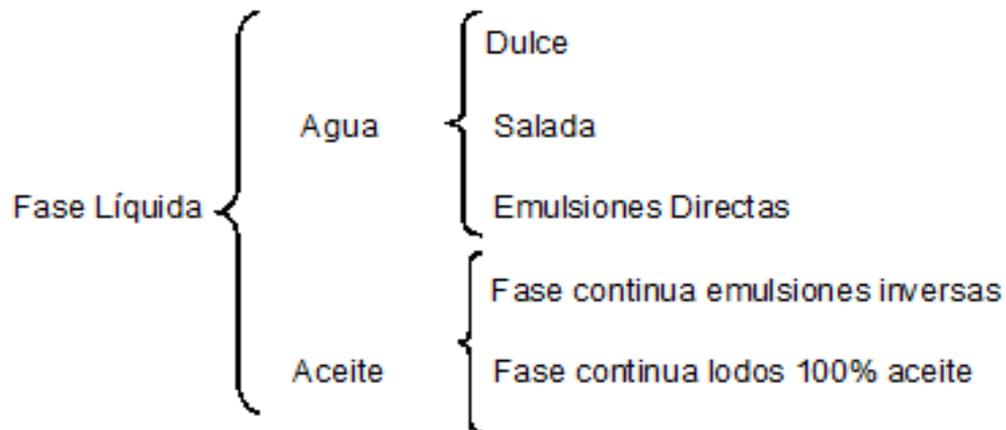
#### **3.1.5.1 Fase Líquida**

La fase líquida de los fluidos de perforación está constituida por agua o aceite y está esquematizada en la figura 3.1.

##### ***3.1.5.1.1 Agua Dulce***

El agua dulce es ideal para perforar en zonas donde existen bajas presiones de formación y no hay presencia de arcillas hidratables. El precio del agua dulce es sumamente económico, es muy abundante, requiere un mínimo de tratamiento químico y provee el mejor líquido para realizar los métodos de evaluación de formaciones.

FIGURA 3.1 Clasificación de la fase líquida de los fluidos de perforación



FUENTE: MI-SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY  
ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

#### 3.1.5.1.2 *Agua de Mar*

Generalmente, se usan lodos parcialmente saturados de sal cuando se perfora costa afuera debido a la abundancia de agua salada.

#### 3.1.5.1.3 *Aceite*

El aceite se usa como fase continua en los lodos, para entre otras cosas mejorar la estabilidad del hoyo y mantener las arcillas hidratables estables, minimizar el atascamiento de la tubería, perforar zonas productivas que puedan ser afectadas por el agua debido al efecto de filtración estática o dinámica (según sea el caso) que normalmente ocurre en los fluidos de perforación.

#### 3.1.5.1.4 *Emulsiones Directas*

Es aquella cuya fase externa o continua es agua y su fase interna o dispersa es aceite. En este tipo de emulsión el aceite se encuentra como gotas suspendidas en el agua.

### 3.1.5.2 Fase Sólida

#### 3.1.5.2.1 *Sólidos Inertes Deseables*

Sólidos no reactivos de alta gravedad específica, como el sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ) o el carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), entre otros que sirven para darle la densidad requerida al lodo de perforación. La tabla 3.2 presenta algunos de los sólidos usados normalmente como material densificante.

#### 3.1.5.2.2 *Sólidos Inertes Indeseables*

Sólidos perforados como arena, caliza, dolomita, limo. Estos tipos de sólidos generalmente son extremadamente abrasivos. Si son mantenidos en el lodo pueden causar severos daños a los pistones y cilindros de las bombas del sistema de circulación del equipo de perforación.

#### 3.1.5.2.3 *Sólidos Reactivos*

Son sólidos arcillosos que poseen cargas eléctricas, se pueden agregar al fluido de perforación o incorporarse a este durante la perforación de estas formaciones. Entre los principales se tienen los sólidos arcillosos comerciales y los sólidos arcillosos de formación como las lutitas.

FIGURA 3.2 Clasificación de la fase sólida de los fluidos de perforación



FUENTE: MI-SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY  
ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

En la tabla 3.2 mostramos los densificantes más comúnmente utilizado para la elaboración de los Fluidos de Perforación.

Tabla 3.2 Densificantes comúnmente usados en los Fluidos de Perforación.

Densificante	Gravedad específica
Hematita ( $Fe_2O_3$ )	5.0 – 5.2
Barita ( $BaSO_4$ )	4.0 – 4.2
Calcita ( $CaCO_3$ )	2.7 – 2.8

FUENTE: MI-SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY  
ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

### 3.1.6 TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

#### 3.1.6.1 Fluidos de Perforación A Base Agua

En las operaciones de perforación, se usan muchos tipos diferentes de sistemas de fluido de perforación base agua. 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. En la tabla 3.3 se presentan los criterios para la elaboración de los fluidos de perforación.

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 disperso
- Sistemas inhibidos a base de potasio.
- Sistemas dispersos de Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP).
- Sistemas de polímeros ATAP.
- Sistemas de polímeros encapsuladores.
- Sistemas de polímeros catiónicos.
- Sistemas base arcilla extendida.
- Sistemas mejorados con poli glicol.
- Sistemas inhibidos a base de silicato.
- Sistemas inhibidos a base de aminas.

Tabla 3.3 Criterios de Selección del Fluido de Perforación

Aplicación	Geología	Agua de preparación	Problemas potenciales	Plataforma/ equipo de perforación	Contaminación	Datos de perforación
➤ Intervalo superficial.	➤ Tipo de arena.	➤ Tipo de agua.	➤ Problemas relacionados con la lutita inestables.	➤ Locación remota.	➤ Sólidos.	➤ Profundidad de agua.
➤ Intervalo intermedio.	➤ Tipo de lutita.	➤ Concentración de cloruro.	➤ Embolamiento de la barrena	➤ Capacidad limitada en la superficie.	➤ Cemento.	➤ Tamaño del pozo.
➤ Intervalo productivo.	➤ Otros tipos de formación	➤ Concentración de dureza.	➤ /Conjunto de Fondo (BHA).	➤ Capacidades de mezcla.	➤ Sal.	➤ Ángulo del pozo.
➤ Método de completación			➤ Pérdida de Circulación.	➤ Equipo de control de sólidos.	➤ Anhidrita/Yeso.	➤ Velocidad de perforación.
➤ Tipo de producción.			➤ Arenas Agotadas.		➤ Gases ácidos ( $CO_2, H_2S$ ).	➤ Peso del lodo.
			➤ Arcillas reactivas			➤ Temperatura máxima.

FUENTE: MI-SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY  
 ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

### 3.1.6.1.1 Principales Componentes de los Fluidos a Base de Agua

A continuación se muestran los componentes principales de los fluidos de perforación base agua.

Tabla 3.4 Componentes de los fluidos base de agua

Materiales Densificantes	Barita, Hematita, Carbonato de Calcio.
Viscosificadores	Bentonita, Atapulguita, Sepiolita, Extendedor de bentonita/ floculante selectivo, Goma Xantana.
Dispersantes	Lignito, Tanino, Poliacrilato, Lignosulfatos.
Agentes de Control de Filtrado	Resina líquida, polisacáridos, Celulosa Polianiónica, Almidón.
Otros (Estabilizadores de Lutitas; Lubricantes; Inhibidores de corrosión; Control de pérdida de circulación.	Suplementos de Potasio; agentes tensioactivos; Biocidas; Cáscaras de Nuez.

FUENTE: MI-SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY  
ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

### 3.1.6.1.2 Sistema de los Polímeros Modernos de Base Agua

Los sistemas de polímeros sintéticos modernos tienen la capacidad de perforar más eficientemente la mayoría de 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 al pozo, hace 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 problemas de perforación actuales.

Todas las ventajas de perforar con un fluidos de sólidos mínimo a base polímero, altamente tixotrópico y con características de estabilización son parte de este sistema. Sus ventajas específicas son:

- a. Mejor hidráulica y máxima 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 arremetidas producidos por succión cuando se extrae la tubería.
- c. Mejores cementaciones y operaciones de evaluación de formación más efectivas, debido a la menos erosión de pozos.
- d. Reducción de daño de formación.
- e. Mejor control de densidad y viscosidades.
- f. Reducción de la adhesión de sólidos de perforación sobre la broca (embolamiento), estabilizadores, BHA y tuberías.
- g. Mejor control en pozos direccionales.
- h. Aceptables características ambientales.

### *3.1.6.1.3 Clasificación de los Polímeros*

Los polímeros de acuerdo a su origen se clasifican en:

- a. **Naturales:** (almidón, goma guar, goma algarroba y biopolímero). Son aquellos que se producen por las reacciones bioquímicas naturales en animale y/o 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 a 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 obtiene 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 se dividen en:**

- 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, amina de polietileno, glicoles y aminas).
  - **Catiónicos** (ácido poliacrílico, alginato de sodio).
  - Anfotéricos

Los polímeros se clasifican de acuerdo a su utilidad en los fluidos de perforación en:

- a. Viscosificantes.
- b. Floculantes.
- c. Reductores de pérdida de filtrado.
- d. Agentes estabilizadores.
- e. Desfloculantes / Adalgazantes.
- f. Lubricantes
- g. Otras funciones como: Inhibidores de corrosión, etc.

## **3.2 CONFORMACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN UTILIZADO EN ESTE ESTUDIO**

El siguiente sistema de fluido de perforación es utilizado por MI-SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY como fluido de la tercera sección para perforar las formaciones Tiyuyacu, Tena, conglomerados y Napo Shale.

Las concentraciones apropiadas para la conformación del fluido de perforación son muy importantes ya que ayudan al funcionamiento apropiado de los agentes presentes en el fluido de perforación como por ejemplo: modificadores de reología, lubricantes, entre otros.

El orden de las adiciones es importante para el desarrollo óptimo de las propiedades de los fluidos, es así que basado en la experiencia, obtenida en numerosas áreas geográficas y bajo diferentes condiciones de perforación, se ha desarrollado formulaciones y técnicas especiales para este sistema.

### **3.2.1 PRODUCTOS A UTILIZAR**

1. BASE DE FLUIDOS – típicamente de agua dulce.
2. VISCOSIFICADOR – goma xantana normalmente se utiliza para la viscosidad según sea necesario.
3. CONTROL DE PÉRDIDAS DE FLUIDOS – Celulosa Polianiónica, almidón modificado su función principal es reductor de filtrado.
4. DENSIFICANTE – sulfato de bario.
5. ENCAPSULADORES – Líquido Aniónico.
6. INHIBIDORES – Poliamina.
7. LUBRICANTES – LY.
8. ANTI-ACRECIÓN – SD, SP.
9. OTROS ADITIVOS: antiespumantes, demulsificadores, inhibidores de corrosión, bactericidas, inhibidores de  $H_2S$ .

En la tabla 3.5 se presenta la descripción de productos a utilizar en la preparación del fluido de perforación.

Tabla 3.5 Descripción de Productos Principales

PRODUCTO	APLICACIÓN
<i>Goma Xantana, biopolímero</i>	Viscosificador
<i>PHPA líquida</i>	Encapsulador – Inhibidor de Lutitas
<i>Celulosa Polianiónica</i>	Reductor de Filtración e inhibición de lutitas.
<i>Almidón Modificado</i>	Reductor de Filtración
<i>Fuente de Potasio</i>	Inhibidor de arcilla
<i>Poliamina</i>	Inhibidor de lutitas/arcillas
<i>Biocida</i>	Biocida
$BaSO_4$ <i>Sulfato de Bario</i>	Agente densificante

FUENTE: MI-SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY

ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

### 3.2.1.1 Goma Xantana

Es un biopolímero utilizado para incrementar la viscosidad en los sistemas base agua. La función principal del producto consiste en aumentar su viscosidad para el transporte y suspensión de recortes.

La goma xantana actúa para brindar un óptimo perfil reológico con una elevada viscosidad a muy baja tasa de corte y características de fácil disminución de la viscosidad con el esfuerzo de corte.

La cantidad de producto de goma xantana requerido dependerá de la viscosidad deseada.

### **Ventajas**

- Viscosificador altamente efectivo. Los pequeños tratamientos producen resultados significativos.
- Perfil reológico que disminuye su viscosidad con el esfuerzo de corte para una mejor hidráulica.
- Las pérdidas de presión por fricción mínima, para alcanzar potencia hidráulica adicional en la broca; y una baja viscosidad a muy alta velocidad de corte para favorecer tasas de penetración máximas.
- El flujo laminar en el espacio anular ayuda a mantener una mejor estabilidad del pozo con máxima limpieza y capacidad de suspensión.
- Fácil de mezclar.

### **Limitaciones**

- No tolera condiciones de pH elevado o iones con alto contenido de calcio, pero es más resistente al calcio que otros polímeros.
- Los sistemas de Goma Xantana deben tratarse previamente ya sea con bicarbonato de sodio y posiblemente ácido cítrico antes de perforar el cemento.
- Sujeto a la degradación bacteriológica, debe usarse un biocida para prevenir su fermentación.

#### **3.2.1.2 PHPA**

El polímero PHPA es un líquido aniónico de alto peso molecular diseñado para encapsular recortes y estabilizar lutitas. El polímero PHPA actúa también como viscosificador, reductor de fricción y floculante, aportando a su vez cierto control de filtrado. Puede utilizarse en sistemas de lodo que van de bajo contenido de sólidos a lodo densificado, utilizando aguas de preparación de dulces a saladas.

### **Ventajas**

- Aporta una excelente encapsulación de recortes y limita la dispersión de recortes.
- Brinda una mejor estabilización de las lutitas.

- Mejora la remoción de sólidos de perforación.
- Ayuda a prevenir el embolamiento de la barrena, los estabilizadores y el conjunto de fondo al recubrir y lubricar los sólidos.
- Producto líquido para un fácil mezclado y rápido aumento de la viscosidad
- Mejora la lubricidad de la mayoría de los sistemas de lodo, cuando se usa junto con un lubricante.
- Bajo punto de fluidez de - 20°F (- 28.9°C), lo que facilita su uso en climas fríos.
- Puede utilizarse para viscosificar fluidos de perforación con bajo contenido de sólidos y agua limpia.

### **Limitaciones**

Las siguientes limitaciones son aplicables a todos los copolímeros de acrilamida y acrilato:

- Durante el tratamiento inicial con producto PHPA en un sistema de lodo no disperso, podría ocurrir una floculación severa, causando una alta viscosidad hasta que todos los sólidos estén recubiertos.
- El producto PHPA es sensible al calcio y comienza a precipitarse cuando la concentración de calcio excede 300 mg/l.
- El producto PHPA es sensible al pH, con un rango óptimo de 8.5 a 10.5. A niveles de pH por encima de este rango la hidrólisis podría convertir la poliacrilamida en poliacrilato y liberar amoníaco (NH<sub>3</sub>).
- El polímero PHPA es térmicamente estable a aproximadamente 350°F (176.7°C), aunque el copolímero podría comenzar a hidrolizarse y convertirse en poliacrilato cuando se expone prolongadamente a temperaturas por encima de 275°F (135°C) y liberar amoníaco (NH<sub>3</sub>).
- La viscosidad del polímero PHPA está sujeta a degradación causada por el esfuerzo de corte y a la larga podría perder su habilidad de viscosificar, pero sin afectar la encapsulación y estabilización de lutitas.

### 3.2.1.3 Celulosa Polianiónica

La celulosa polianiónica es un polímero soluble en agua y de alta calidad, diseñado para controlar el filtrado y, debido a su aditivo Ultra Bajo, genera un incremento mínimo en la viscosidad de los fluidos de perforación base agua. Forma un revoque delgado, elástico y de baja permeabilidad que minimiza el potencial de pega de tubería por presión diferencial y la invasión de filtrado y sólidos del lodo hacia las formaciones permeables. La viscosidad generada dependerá de la concentración de sólidos, la salinidad y la química del agua de preparación.

La celulosa polianiónica es un polímero aniónico que se adhiere a las lutitas y fluidos de perforación expuestos, encapsulándolos. Este “envolvente” de polímeros protectores inhibe la dispersión de recortes de lutita y restringe las interacciones del fluido con las lutitas expuestas.

#### **Ventajas**

- Efectivo en bajas concentraciones para controlar el filtrado
- Produce un incremento mínimo en la viscosidad.
- Encapsula las partículas de lutita para inhibir su hinchamiento y dispersión.
- Resiste al ataque bacteriológico: no es necesario ningún biocida o preservativo.
- Funciona en una amplia gama de salinidad y dureza.
- Efectivo en una amplia gama de niveles de pH.
- Tiene aplicación en todos los lodos base agua, desde sistemas poliméricos no dispersos con bajo contenido de sólidos, hasta sistemas dispersos de alta densidad. Compatible con todos los aditivos comunes de tratamiento de lodo.
- Excelente aceptación en materia ambiental.

#### **Limitaciones**

Su estabilidad térmica de circulación es de aproximadamente 300°F (149°C).

#### **3.2.1.4 Almidón Modificado**

Este polímero de alta calidad es un almidón modificado que controla la pérdida de fluido en una amplia variedad de fluidos de perforación con un mínimo incremento de la viscosidad. El almidón modificado es un aditivo ultra bajo que genera menor viscosidad comparado con un producto de viscosidad regular.

La rentabilidad es evidente a temperaturas sobre 250°F (121°C), donde compite con productos que comienzan a degradarse térmicamente. En el fondo del pozo, el aditivo almidón forma una costra de lodo de baja permeabilidad, delgada y resistente que ayuda a minimizar los problemas de pega de tubería y los daños que causan la invasión del fluido de perforación y los sólidos del mismo en la formación.

#### **Ventajas**

- Efectivo en bajas concentración para controlar la pérdida del fluido con un mínimo incremento en la viscosidad.
- Resistente al ataque de bacterias.
- Alta estabilidad térmica, se degrada a menor velocidad que otros productos.
- Efectiva en una amplia gama de fluidos de preparación.
- Aplica en los fluidos de perforación base agua, en un rango desde bajo nivel de sólidos, sistema de polímeros no dispersos con alta densidad, sistemas dispersos y es compatible con todos los aditivos de tratamiento de fluidos.
- Excelente aceptabilidad ambiental.

#### **3.2.1.5 Poliamina**

Son moléculas de naturaleza policatiónica, inhibidoras de arcillas/ lutitas para los fluidos de perforación base agua.

Este inhibidor es un aditivo líquido que actúa como un supresor de la hidratación del fluido de perforación intercalando y reduciendo el espacio entre las plaquetas de arcilla de modo que las moléculas de agua no penetren y causen hinchazón.

Este aditivo proporciona la inhibición de la arcilla /lutita y reduce al mínimo las tasas de dilución.

### **Ventajas**

- Proporciona la inhibición de las arcillas.
- Se puede añadir al sistema activo sin efectos adversos sobre las propiedades de viscosidad y filtrado.

#### **3.2.1.6 Biocida**

Un di-aldehído ((CH (CH<sub>2</sub>)<sub>3</sub> CHO) conocido como Glutarol, es corrosivo a metales (por lo que se usa en concentraciones menores a 0.65 lb/bl). Es utilizado como aditivo en los fluidos de perforación para eliminar bacterias y proteger a los aditivos propensos a degradación.

#### **3.2.1.7 Barita**

La barita es un sulfato de bario natural usado para incrementar la densidad de los fluidos de perforación.

La barita se emplea para incrementar la densidad del fluido de perforación base agua y base aceite. Es químicamente inerte y no reaccionará con varios aditivos para el fluido de perforación o con contaminantes encontrados.

La cantidad de Barita requerida para obtener una densidad deseada se la calcula de esta manera:

$$\text{Peso de Barita requerido} = \frac{4200(W_2 - W_1)}{4200 - W_2} \quad (\text{Ecuación 3.1})$$

Donde:

W1=Peso inicial del lodo (kg/m<sup>3</sup>)

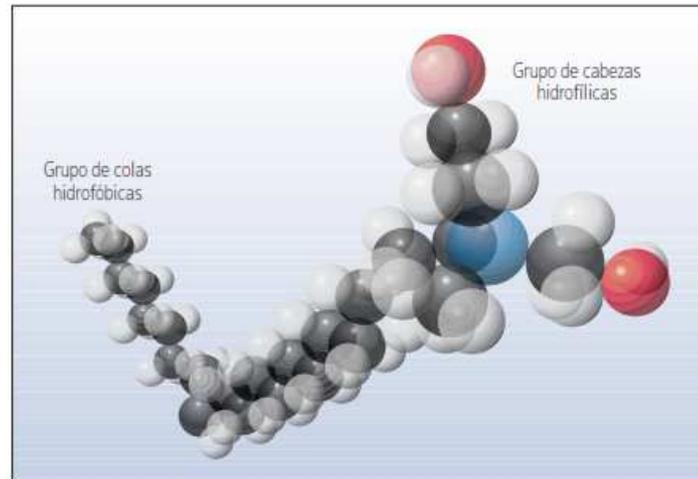
W2=Peso deseado del lodo (kg/m<sup>3</sup>)

### 3.3 DESCRIPCIÓN DE SURFACTANTES Y LUBRICANTE

Los surfactantes son agentes químicos "activos en superficie"; cuando los surfactantes se disuelven en agua se concentran en interfaces, y ahí ejercen diversas funciones: humedecen, emulsifican, dispersan y solubilizan; son antiestáticos y lubricantes.

Los surfactantes son sustancias cuyas estructuras moleculares contienen tanto grupos **hidrofílicos** (que atraen el agua) como grupos **hidrofóbicos** (que repelen el agua). La mayoría de los surfactantes consisten de un grupo con cabezas hidrofílicas y un grupo con colas hidrofóbicas (Figura 3.3).

FIGURA 3.3 Cabezas hidrofílicas e hidrofóbicas.



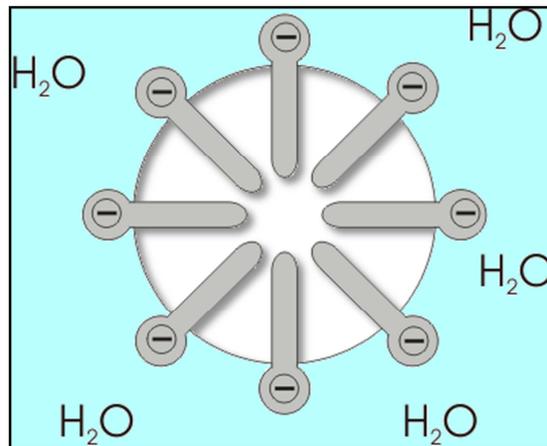
FUENTE: Schlumberger del Ecuador S.A.

Cuando se agregan a un fluido acuoso, las moléculas de surfactante se combinan para formar estructuras que se conocen con el nombre de micelas (Figura 3.4).

**Micela** es el conjunto de moléculas que constituye una de las fases de los coloides. En términos menos exactos y más coloquiales, las micelas son una forma aparente de "disolver" partículas en un medio en el cual no son solubles.

Las colas hidrofóbicas de las micelas se asocian para formar un núcleo rodeado de cabezas hidrofílicas que aíslan las colas del contacto con el agua.

FIGURA 3.4 Estructura de una micela



FUENTE: Wikipedia

Típicamente, las micelas tienen forma esférica. Normalmente, el grupo hidrofóbico es una cadena de carbonos lineal o ramificada, mientras que la porción hidrofílica es un grupo con cierto carácter polar.

Cuando los surfactantes presentes en bajas concentraciones en un sistema, se adsorben en las superficies o interfases, modificando substancialmente la energía superficial o interfacial de tales sistemas. Así pues, cuando un surfactante se disuelve en agua, se produce una adsorción de las moléculas de dicho surfactante en la superficie del agua, disminuyendo la tensión superficial de esta, lo cual es una medida de la disminución de la energía libre superficial del sistema.

Existen casos, donde dos fases inmiscibles, tales como el aceite y el agua, están en contacto con un sólido. En este caso la presencia de un surfactante en el sistema, puede modificar las energías interfaciales: líquido-líquido o líquido-sólido. Este fenómeno se manifiesta como un cambio en los ángulos de contacto o en la mojabilidad de un líquido u otro por el sólido.

Como vemos, el término interfase, se refiere a la frontera entre dos fases inmiscibles, mientras que el término superficie, se utiliza para denotar la interfase líquido-gas.

### 3.3.1 SURFACTANTE SP

Este compuesto tiene como base aceite vegetal y otros disolventes. Diseñado para mejorar la tasa de penetración ROP en fluidos de perforación base agua, especialmente donde se utilizan brocas PDC. El aditivo líquido SP emplea un fluido base - no petróleo en combinación con agentes tensioactivos de superficie para maximizar la capacidad de corte de la broca.

La composición química del aditivo resiste la tendencia de que la arcilla se adhiera a la broca y BHA. También ayuda a mantener limpia la superficie de la broca, los cortadores tienen mejor contacto con la formación que se perfora. Un beneficio secundario es que reduce el torque y arrastre, gracias al incremento en la lubricidad del fluido de perforación. SP cubre las superficies metálicas, retarda la hidratación de gumbo y reduce la adhesión de la broca y BHA.

Puede ser mezclado en el tanque de succión preferentemente de ser posible en la bomba de succión.

La tasa de inyección de agentes anti acreción SP varían dependiendo de la tasa de perforación, tamaño del hoyo, caudal de la bomba y el nivel de dilución.

#### **Ventajas**

- Incrementa ROP mientras perfora arcillas y lutitas.
- Reduce el torque y arrastre.
- Mejora la costra de lodo.
- Mejora el rendimiento de las brocas PDC.
- Contiene agentes humectantes activos en la superficie del metal que reducen el embolamiento de la broca y BHA.
- Mejora la lubricidad entre metal y metal.
- Gran rendimiento solo si se lo añade constantemente en concentraciones suficientes al sistema de fluidos mientras se perfora.

#### **Limitaciones**

Puede exhibir una tendencia a formar espuma después de perforar cemento.

### 3.3.2 SURFACTANTE SD

Aditivo diseñado para mejorar la tasa de penetración en fluidos de perforación base agua, especialmente cuando se perfora con broca PDC. Está compuesto por hidrocarburo y otros compuestos derivados de las aminas. Diseñado para potencializar el rendimiento del ROP de los fluidos de perforación base agua. Se lo aplica especialmente cuando se perfora lutitas de medias a duras en operaciones en tierra o costa afuera.

Idealmente, los tratamientos iniciales deben hacerse antes de la perforación de la zapata del casing o después de un viaje. Después del tratamiento inicial, el aditivo debe ser añadido continuamente o inyectado en el fluido circulando en la bomba de succión mientras la broca está perforando.

#### **Ventajas**

- Efectivo al incrementar ROP mientras se perfora arcillas.
- Mejora la vida de la broca, reduciendo el número de viajes.
- Reduce el torque y el arrastre.
- Contiene agentes humectantes que reducen la posibilidad de embolamiento de la broca y BHA.
- No inducen a la formación de espumas en el sistema de fluidos.

#### **Limitaciones**

Óptimo rendimiento solo si se lo añade continuamente en concentraciones suficientes mientras se perfora.

### 3.3.3 LUBRICANTE LY

Es un lubricante diseñado para minimizar el coeficiente de fricción en lodos base agua. La disminución del coeficiente de fricción reduce el torque, arrastre y una potencial pega diferencial en el pozo. Tiene una característica única de humectabilidad para minimizar la adhesión de arcilla en el BHA. El lubricante no contiene hidrocarburo, tiene como base aceite vegetal y es compatible con el medio ambiente.

LY está diseñado para ser usado en situación donde el torque, arrastre y pega diferencial son probables, como al perforar pozos que tienen alta desviación o altas diferencias de presión del pozo. Es un lubricante efectivo en bajo contenido de sólidos, no dispersos o químicamente dispersos en lodos base agua.

Después del tratamiento inicial, deben realizarse tratamientos periódicos para mantener la concentración deseada. Altas concentraciones pueden ser necesarias en el caso de usar píldoras y para aplicaciones especiales. El nivel de tratamiento depende de la tasa de penetración, el equipo de control de sólidos y las tasas de dilución.

El producto se dispersa en agua y se mezcla fácilmente en todos los sistemas base agua. Puede ser añadido al sistema de fluidos de perforación a través de la tolva o directamente al sistema en superficie en cualquier lugar que disponga de una buena agitación.

### **Ventajas**

- Efectivo para los propósitos de los sistemas de fluidos de perforación base agua.
- Reduce el coeficiente de fricción, el cual reduce el torque y arrastre.
- Reduce la posibilidad de una pega diferencial.
- Reduce la tendencia de adhesión de arcilla a la broca y BHA.

## **3.4 PREPARACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN**

Para nuestro estudio tenemos 9 formulaciones con los diferentes surfactantes y lubricantes descritos anteriormente en un porcentaje del 1 al 3% v/v (volumen / volumen), a las cuales les hemos asignado una letra de la "A" a "I", y la formulación base se le asignó la letra "J".

En la tabla 3.6 se muestran las formulaciones:

### 3.4.1 FORMULACIONES

Tabla 3.6 Formulaciones al 1, 2 y 3% en % v/v del fluido a utilizar

Componente	Blanco	SP (% v/v)			SD (% v/v)			LY (% v/v)		
	J (lb/bbl)	A (lb/bbl)	B (lb/bbl)	C (lb/bbl)	D (lb/bbl)	E (lb/bbl)	F (lb/bbl)	G (lb/bbl)	H (lb/bbl)	I (lb/bbl)
	0 %	1%	2%	3%	1%	2%	3%	1%	2%	3%
Goma Xantana	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
PHPA	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25
Celulosa Polianiónica	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Almidón Modificado	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Fuente de Potasio	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
Poliamina	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
Biocida	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Barita	88.84	88.32	88.71	89.1	88.78	89.63	90.48	88.00	88.06	88.13
Agua	321.36	317.93	314.33	310.74	317.82	314.11	310.41	318.01	314.49	310.98
SP		3.2	6.41	9.61						
SD					2.85	5.71	8.56			
LY								3.45	6.90	10.34

ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

### **3.4.2 ORDEN DE AGREGADO.**

1. Biocida
2. PHPA (Premezclado-liquido)
3. Goma Xantana (Solido)
4. Celulosa Polianiónica (Solido)
5. Almidón Modificado (Solido)
6. Fuente de Potasio
7. Poliamina
8. Surfactante (Liquido)
9. Barita (Solido)

### **3.4.3 EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL**

1. Botas de Seguridad
2. Bata de Seguridad
3. Lentes de Seguridad
4. Guantes
5. Tapones auditivos

### **3.4.4 EQUIPOS DE LABORATORIO.**

- Jarra Metálica de 2 lts.
- Balanza analítica.
- Pipeta de 20 ml.
- Pipeta de 5 ml.
- Vaso de precipitación.
- Mixer
- Probeta de vidrio de 500 ml.

### **3.4.5 PROCEDIMIENTO (1 LITRO DE FLUIDO DE PERFORACIÓN)**

A continuación detallaré el procedimiento para preparar un litro de fluido de perforación. Cabe recalcar que cada concentración se la realiza por separado, es decir, un litro de la formulación A, un litro de la formulación B y así sucesivamente.

- En primer lugar, en una probeta aforar con la concentración de agua indicada en cada concentración (Tabla 3.6), las colocamos en una jarra metálica, agregamos el **PHPA** muy lentamente y lo mezclamos por un tiempo de 30 minutos. Supervisando que no se formen ojos de pescado
- Luego viene el biocida, dado que el agua que se utiliza en campo viene con bacterias.
- En tercer lugar agregamos los viscosificantes, su proceso de mezclado va acorde con el tiempo que toma cada uno para que se disuelvan por completo en su fase continua es decir, agua.
- En cuarto lugar, mezclamos por 15 minutos la **goma Xantana**.
- En quinto lugar, la **celulosa Polianiónica** que se mezcló por 15 minutos.
- Después van los reductores de filtrado e inhibidores, y su manera de adición es similar forma que los viscosificantes.
- En séptimo lugar, añadimos el almidón modificado que se mezcló por 15 minutos.
- En octavo lugar, la fuente de potasio, supervisando que los componentes no se queden agrupados en las paredes ni en el fondo del vaso.
- En noveno lugar, componente Poliamina.
- En décimo lugar, el surfactante o lubricante dependiendo de la concentración del 1 al 3% v/v a preparar.
- Finalmente, el biocida y el componente densificante.
- Posterior a la adición todos los componentes del fluido de perforación se deja en la mezcladora por unos 30 min más para que la mezcla se homogenice.

## **CAPÍTULO IV**

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

#### **4.1 PRUEBAS BÁSICAS PARA UN FLUIDO PERFORACIÓN**

Las pruebas de los fluidos de perforación pueden ser utilizadas como una guía cualitativa y cuantitativa para controlar su comportamiento. El fluido de perforación es un fluido de características químicas y físicas apropiadas. No debe ser tóxico, corrosivo ni inflamable, pero si inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales y además, estable a altas alturas temperaturas. Debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones y tener resistencia al ataque de bacterias.

El procedimiento seguido en este estudio se basa en métodos estándar para la realización de pruebas de campo y en laboratorio de los fluidos de perforación cuyos procedimientos fueron consultados de la norma API "Recommended Practice: Standard Procedure for Field Testing Water-Based (Oil-Based) Drilling Fluids" API RP 13B-1, 13B-2.

El fluido evaluado en el laboratorio, se le realizaron pruebas según estas normas estándar API, para tener consistencias en los resultados.

##### **4.1.1 PROPIEDADES REOLÓGICAS**

La reología es la ciencia de la deformación de los materiales (si son sólidos) o de su flujo (si son líquidos) bajo un esfuerzo aplicado. Específicamente se la describiría como el estudio de las características que definen el flujo y las propiedades gelificantes del mismo.

#### 4.1.1.1 Descripción de la prueba de Reología

El comúnmente utilizado viscosímetro de indicador directo o V-G (viscosidad-gel), está especialmente diseñado para determinar las propiedades reológicas del fluido, es decir, la viscosidad plástica, el punto cedente y la fuerza de gel.

Los viscosímetros de indicación directa son instrumentos de tipo rotativo accionados por un motor eléctrico (FIGURA 4.1). El fluido de perforación está contenido dentro del espacio anular entre dos cilindros concéntricos. El cilindro exterior es accionado a una velocidad rotacional (rpm) constante. La rotación del cilindro exterior en el fluido impone un torque sobre el cilindro interior. Un resorte de torsión limita el movimiento del cilindro interior y su desplazamiento es indicado por un cuadrante acoplado al cilindro interior.

Las constantes del instrumento han sido ajustadas de manera que se pueda obtener la viscosidad plástica y el punto cedente usando las indicaciones o lecturas derivadas de las velocidades del cilindro de rotor a 600 y 300 rpm.

FIGURA 4.1 Viscosímetro Rotativo

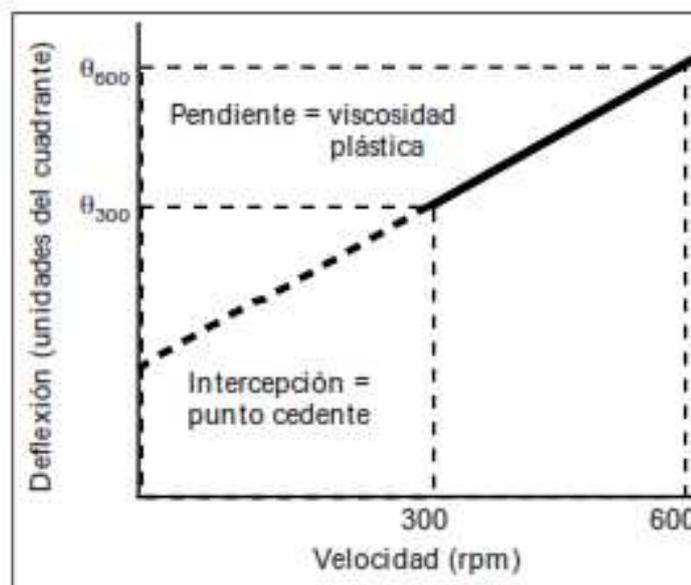


FUENTE: M-I SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY

#### 4.1.1.2 Procedimiento para la determinación de la 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 cilindro 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. (Ver Figura 4.2 y ecuación 4.2).
- 6) Punto Cedente en lb/100 pies = indicación a 300 rpm menos viscosidad plástica en centipoise. (Ecuación 4.3)
- 7) Viscosidad aparente en centipoise = indicación a 600 rpm dividida por 2.

FIGURA 4.2 Curva Típica de Caudales para un fluido de perforación.



FUENTE: M-I SWACO A SCHLUMBER COMPANY  
ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

#### 4.1.1.3 Procedimiento para la determinación del 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 (3 rpm) y registrar las unidades de deflexión máxima en lb/100 pies como esfuerzo de gel inicial. Si el indicador del cuadrante 2 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 minutos y luego poner el conmutador en la posición de baja velocidad (3 rpm) y registrar las unidades de deflexión máxima como esfuerzo de gel a 10 minutos.

#### 4.1.1.4 Formulas y Unidades

La determinación de viscosidades se obtiene de las lecturas con el cilindro rotando dentro del vaso con la muestra del fluido a 600 rpm y a 300 rpm.

Los datos se utilizan para calcular:

- $Viscosidad\ Aparente\ (AV) = \frac{Indicacion\ @\ 600\ rpm}{2} (cp)$  (Ecuación 4.1)

- $Viscosidad\ Plástica\ (PV) = Indicacion\ @\ 600\ rpm - Indicacion\ @\ 300\ rpm (cp)$   
(Ecuación 4.2)

- $Punto\ de\ Cedencia\ (YP) = Indicacion\ @\ 300\ rpm - PV \left(\frac{lbs}{100\ pie^2}\right)$   
(Ecuación 4.3)

- $Resistencia\ al\ Gel\ @\ 10\ seg\ y\ a\ 10\ min. \left(\frac{lbs}{100\ pie^2}\right)$  (Ecuación 4.4)

## 4.1.2 PÉRDIDA DE FILTRADO API

### 4.1.2.1 Descripción

La filtración ocurre tanto bajo condiciones dinámicas como estáticas, durante las operaciones de perforación. La filtración bajo condiciones dinámicas ocurre mientras el fluido de perforación está circulando. La filtración estática ocurre en otros momentos durante las conexiones, los viajes o cuando el fluido no está circulando. Pero en nuestro caso las pruebas que se hace al fluido de perforación en laboratorio son bajo condiciones estáticas. La propiedad de filtración o formación de paredes de un fluido de perforación es determinada con un filtro prensa. La prueba consiste en determinar la velocidad a la cual un fluido se mueve a través del papel filtro. La prueba de filtrado API es realizada a la temperatura ambiente y a una presión de 100 psi y los resultados se registran como número de mililitros filtrados o perdidos a través de papel N° 50 Whatman en 30 minutos.

FIGURA 4.3 Filtro Prensa API



FUENTE: OFITE TESTING EQUIPMENT, INC.

### 4.1.2.2 Equipo

Para la prueba API de pérdida de fluido se emplea un filtro prensa API estándar como se muestra en la Figura 4.3, presurizada hasta un diferencial de 100 psi. La

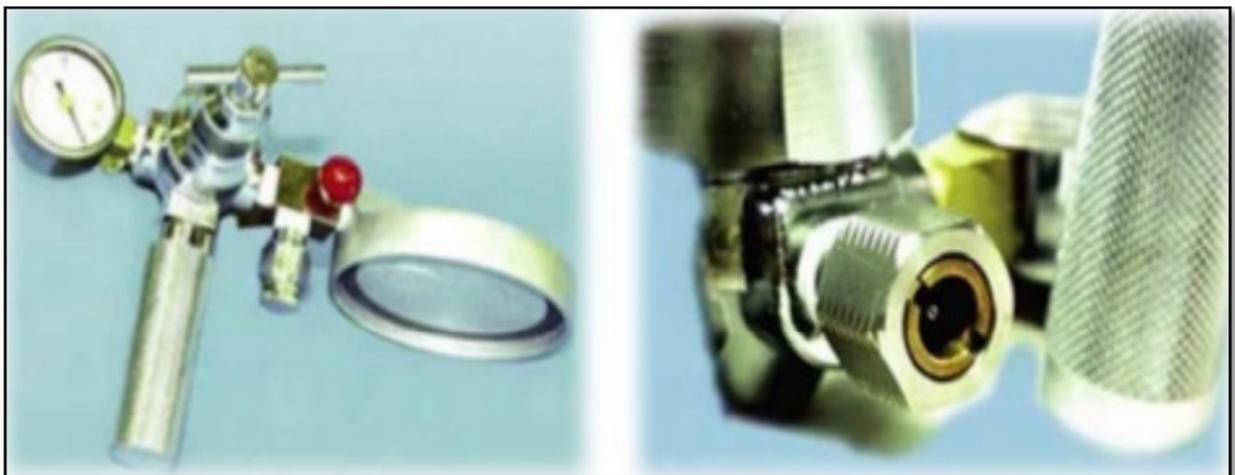
presión se puede aplicar con un medio fluido no peligroso, bien sea gas o líquido, Debido al riesgo de explosión no se debe usar oxígeno comprimido como una fuente de presión, pues en presencia de petróleo el oxígeno se puede combinar en una mezcla explosiva que puede incendiar el filtro como se observa en la figura 4.4.

Para obtener resultados correlativos, se empleará el mismo espesor de un papel filtro apropiado, de 9 cm. Whatman N° 50

La celda de presión está diseñada para que un disco de papel filtro de 3½ pulgada (9 cm) pueda ser colocada en el fondo de la cámara para remover las partículas del fluido. 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.

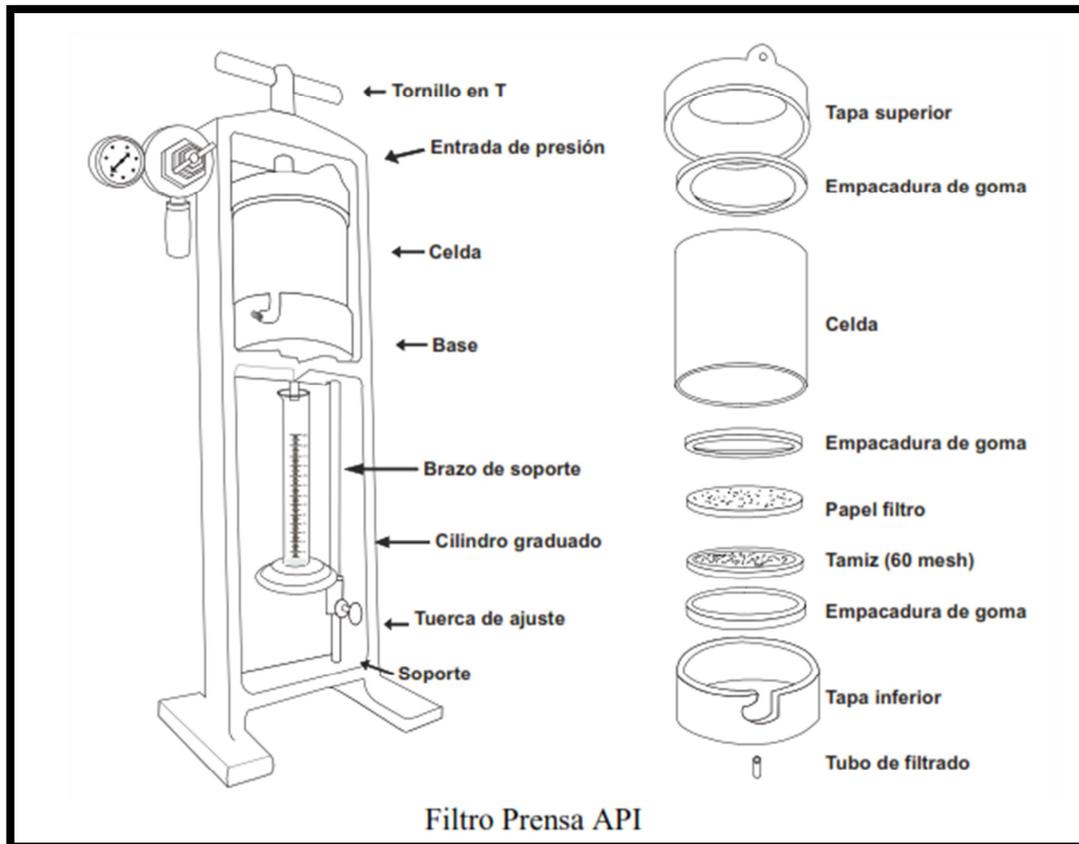
La presión puede aplicarse por medio de un fluido no peligroso, ya sea gas o líquido.

FIGURA 4.4 Características Filtro Prensa con capsulas de CO<sub>2</sub>.



FUENTE: UMSA

FIGURA 4.5 Filtro Prensa API (Proceso de armado)



FUENTE: OFITE TESTING EQUIPMENT, INC.

#### 4.1.2.3 Procedimiento

- 1) Asegúrese que cada parte de la celda este limpia y seca, particularmente la malla, y que los anillos o sellos no estén distorsionados o arqueados.
- 2) Ensamble la celda de la siguiente manera: tapa base, anillo de goma, malla, hoja de papel de filtro, anillo de goma y cuerpo de la celda como muestra la figura 4.5.
- 3) Llene una muestra previamente agitada del fluido a ensayar, hasta aproximadamente 13 mm de la parte superior de la celda, como para minimizar la contaminación de CO<sub>2</sub> en el filtrado.
- 4) Colocar la unidad ensamblada en la estructura de filtro prensa y asegurarla con el tornillo T.
- 5) Coloque una probeta graduada limpia debajo del tubo de salida del filtrado.

- 6) Remueva el porta cartucho e inserte un nuevo cartucho de CO<sub>2</sub>, desenrosque el tornillo T del regulador de presión y punce el cartucho, ajustando el porta cartucho sin forzar.

Nota: a) Si la presión es liberada a través del regulador con el tornillo T, estando el tornillo T en la posición desenroscada, el regulador está fallando y debería repararse antes de proceder con el ensayo.

b) Una pequeña cantidad de grasa aplicada al pico del cartucho de presión, incrementa la vida de la junta sellante.

Precaución: No mueva el cartucho del porta cartucho, hasta que la presión haya sido completamente liberada. Si se hace esto, podría dañarse la junta sellante.

- 7) Ajuste el regulador hasta una presión de  $100 \pm 1$  psi ( $690 \pm 6.9$  kPa). Manteniendo constante dicha presión. El periodo de ensayo empieza al comienzo de la presurización inicial.
- 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 filtrado en mililitros.

### **4.1.3 CONCENTRACIÓN IÓNICA DEL HIDRÓGENO (PH)**

#### **4.1.3.1 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 en el control de los procesos de corrosión causada por ácidos y el sulfuro.

Se usan dos métodos para medir el pH del lodo de perforación base agua dulce:

- 1) Un método colorimétrico modificado, usando tiras de prueba con refuerzo de plástico (palillos); y
- 2) El método potenciométrico, usando el medidor electrónico de pH con electrodo de vidrio.

El método de tira de plástico se usa frecuentemente para medir el pH en el campo, pero no constituye el método preferido. Este método sólo es fiable para los fluidos con agua que tienen una composición muy simple. Los sólidos del lodo, las sales y los productos químicos disueltos, y los fluidos de color oscuro causan errores en los valores indicados por las tiras de plástico indicadoras de pH.

#### 4.1.3.2 Papel PH (Palillos indicadores)

##### 4.1.3.2.1 Descripción

Los palillos indicadores de pH “colorpHast” (Figura 4.6) 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, lo cual permite estimar el pH con una precisión de  $\pm 0,5$  sobre todo el rango de pH.

FIGURA 4.6 Palillos indicadores de pH



FUENTE: M-I SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY

#### 4.1.3.2 Procedimiento

- 1) Colocar un palillo indicador de pH en el lodo y dejarlo hasta que el color se estabilice, lo cual requiere generalmente menos de un minuto. Enjuagar el palillo con agua desionizada, sin secar con un trapo.
- 2) Comparar los colores del palillo con el patrón de color proporcionado y estimar el pH del lodo.
- 3) Ajustar el pH del lodo a la unidad de pH 0,5 más próxima.

#### 4.1.3.3 Medidor de pH

##### 4.1.3.3.1 Descripción

Para medir el pH del fluido de perforación, se recomienda el método que emplea el medidor electrónico de pH con electrodo de vidrio modelo N° 201 (Figura 4.7). Este medidor es preciso y proporciona valores de pH confiables, visto que está esencialmente libre de interferencias. Las medidas se pueden tomar rápida y fácilmente, ajustando automáticamente la pendiente y la compensación termostática.

FIGURA 4.7 Medidor de pH adecuado



FUENTE: OFITE TESTING EQUIPMENT INC.

#### **4.1.3.3.2 Equipo**

- 1) Medidor de pH
- 2) Electrodo de vidrio medidor de pH.
- 3) Soluciones amortiguadoras (pH 4, 7 y 10).
- 4) Accesorios:
  - Cepillo blando.
  - Detergente líquido suave.
  - NaOH, 0,1 M, para reacondicionar el electrodo.
  - HCl, 0,1 M, para reacondicionar el electrodo.
  - Agua destilada o desionizada.
  - Papel fino suave para secar los electrodos.
  - Termómetro de varilla de cristal, 32 a 212°F.

#### **4.1.3.3.3 Procedimiento**

- 1) Obtener la muestra de fluido a probar y dejar que alcance la temperatura ambiente.
- 2) Dejar que las soluciones amortiguadoras alcancen la misma temperatura que el fluido a probar. Para obtener una medida precisa del pH del fluido de la prueba, la solución amortiguadora y el electrodo de referencia deben estar a la misma temperatura. Para calibrar a otra temperatura, se debe usar el pH efectivo de la solución amortiguadora a esa temperatura. Tablas de valores del pH de la solución amortiguadora a diferentes temperaturas pueden ser obtenidas del fabricante y deberían ser usadas en el procedimiento de calibración.
- 3) Limpiar los electrodos – lavarlos con agua destilada y secar.
- 4) Colocar la sonda dentro de la solución amortiguadora de pH 7,0.
- 5) Activar el medidor, esperar 60 segundos para que la indicación se estabilice.
- 6) Medir la temperatura de la solución amortiguadora de pH 7,0.
- 7) Fijar la indicación del medidor a “7,0” usando el botón de “calibración”.
- 8) Enjuagar y secar la sonda.

- 9) Repetir las Etapas 6 a 9 usando una solución amortiguadora de pH 4,0 o 10,0. Usar la solución de pH 4,0 para la muestra de bajo pH, o la solución de pH 10,0 para la muestra alcalina. Ajustar el medidor a “4,0” o “10,0” respectivamente, usando el botón de “calibración”.
- 10) Controlar de nuevo el medidor con la solución amortiguadora de pH 7,0. Si la indicación ha cambiado, fijarla de nuevo a “7,0” con el botón de “calibración”. Repetir las Etapas 6 a 10.

*Si el medidor no se calibra correctamente, reacondicionar o reemplazar los electrodos de la manera indicada en los procedimientos de limpieza.*

- 11) Si el medidor calibra correctamente, enjuagar y secar los electrodos. Colocar la muestra a probar. Esperar unos 60 segundos para que la indicación se estabilice.
- 12) Registrar el pH medido.
- 13) Limpiar minuciosamente los electrodos, preparándolos para el próximo uso. Colocar dentro de una botella de almacenamiento, con el electrodo a través del tapón. Usar una solución amortiguadora de pH 7,0 para almacenar el electrodo.
- 14) Desactivar el medidor y cerrar la tapa para proteger el instrumento.

#### **4.1.4 PRUEBA DE LUBRICIDAD**

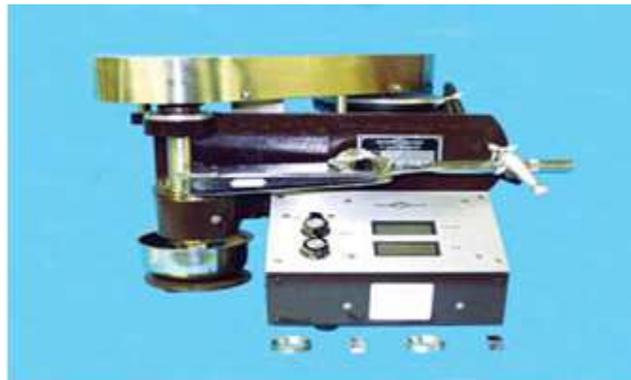
##### **4.1.4.1 Descripción**

Una de las funciones de los fluidos de perforación de pozos petroleros es lubricar la sarta de perforación y las paredes del agujero. Si es inadecuado el poder de lubricidad del fluido de perforación se pueden presentar fallas prematuras de la tubería de perforación y problemas de pegaduras.

El medidor de lubricidad (Figura 4.7) mide el coeficiente de fricción entre el anillo de prueba y el bloque. El ensayo de lubricidad simula rotación de la tubería de perforación contra superficies pozo.

La resistencia friccional a la rotación de la sarta de perforación, se denomina torque, y especialmente se manifiesta cuando se perfora en pozos desviados. Para este tipo de problemas se diseñó un ensayo de lubricidad para simular la velocidad de rotación de una tubería de perforación, y la presión a la cual la tubería roza contra las paredes del pozo.

FIGURA 4.8 Lubricímetro



FUENTE: OFITE TESTING EQUIPMENT INC.

Mide la resistencia del fluido entre dos superficies móviles de acero endurecidas a una fuerza de 100 lb. 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 lee directamente en un dial colocado sobre el brazo de torque la carga aplicada en pulg-lb. El ensayo de EP se realiza aplicando una fuerza medida con el brazo de torque a una copa rotativa sensitiva al toque. Esta operación produce una indicación de la resistencia fílmica del fluido ensayado.

$$\text{Coeficiente de Fricción} = F/W \quad (\text{Ecuación 4.5})$$

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 amperios 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.

Los resultados del ensayo de lubricidad son expresados como un valor único llamado coeficiente de lubricidad.

#### **4.1.4.2 Equipo**

- 1) Lubricímetro
- 2) Limpiador en polvo
- 3) Cronómetro
- 4) Agua destilada
- 5) Muestra del fluido de ensayo.

#### **4.1.4.3 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 porta bloque 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 porta bloque, 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 pulg-lb de torque al bloque de ensayo.

*NOTA: 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 + 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 descripta 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 porta bloque 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 porta copa y eleve hasta que todas las superficies metálicas, por ejemplo, el porta bloque 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 toque de 150 pulg-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.

$$\text{Coeficiente de Lubricidad} = \frac{T_{\text{fluido}}}{100} * F$$

(Ecuación 4.6)

$$F = \frac{34}{T_{\text{agua}}}$$

(Ecuación 4.7)

Donde,

F = Factor de Corrección

T fluido = Lectura de torque para el fluido de prueba.

T agua = Lectura del torque para el agua destilada.

- 15) Apague el interruptor del instrumento. Baje el porta copa 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 porta bloque, el buje ajustable, el anillo de ensayo y la tuerca de retención de la copa, luego remueva esta del eje.

## **4.2 PRUEBAS ESPECIALES**

### **4.2.1 PRUEBA DE AZUL DE METILENO PARA SÓLIDOS PERFORADOS**

#### **4.2.1.1 Descripción**

La capacidad de azul de metileno de sólidos perforados puede ser determinado con un procedimiento similar al usado para los fluidos de perforación. EL capacidad de azul de metileno es un estimado de capacidad de intercambio catiónico de los sólidos perforados. EL verdadero valor de la capacidad de intercambio catiónico de los sólidos perforados será probablemente un valor algo superior a la capacidad de azul de metileno.

El MBT mide la capacidad de intercambio catiónicos de un sistema de arcilla. La prueba mide la capacidad de una arcilla para absorber cationes de la solución, donde los cationes de intercambio existentes en la superficie de la arcilla son remplazados por cationes de azul de metileno. A mayor cantidad de iones que la arcilla intercambie con cationes de azul de metileno, más reactiva será la arcilla, y más grande será su potencial hinchamiento.

#### **4.2.1.2 Equipo**

- 1) Micropipeta de 0,5 ml.
- 2) Matraz Erlenmeyer de 150 ml con tapón de caucho.
- 3) Pipeta de 10 ml.
- 4) Cilindro graduado de 50 ml.
- 5) Varilla de agitación.
- 6) Placa calentadora.
- 7) Papel filtro: 11 cm de diámetro, N° 1 Whatman
- 8) Balanza
- 9) Agua Destilada
- 10) Horno de secado

#### 4.2.1.3 Reactivos

- 1) Solución de azul de metileno: 1 ml = 0,01 mili equivalentes que contenga 3,74 g de azul de metileno de calidad USP ( $C_{16}H_{18}N_3SCl \cdot 3HO$ ) por litro.
- 2) Peróxido de hidrógeno, solución al 3%.
- 3) Solución de ácido sulfúrico 5 N.
- 4) Pirofosfato Tetra sódico.

#### 4.2.1.4 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 la muestra de sólidos a un polvo fino usando el mortero y pasar a través del tamiz de malla 200.
- 3) Pesar con precisión una cantidad aproximada de 1 gramo de sólidos de perforación menores a 75 micrómetros y colocarla dentro de un matraz Erlenmeyer que contiene 25 ml de pirofosfato tetra sódico al 2%.
- 4) Mezclar bien y hervir lentamente por 10 minutos. No permitir que hierva a sequedad.
- 5) Anadir 15 ml de peróxido de hidrógeno y 1 ml de ácido sulfúrico 5N.
- 6) Hervir lentamente por unos 10 minutos adicionales. Enfriar a temperatura ambiente y diluir con alrededor de 50 ml de agua.
- 7) Añadir la solución de azul de metileno, agregando cada vez una cantidad de 1 ml de la pipeta al matraz. Después de cada adición, introducir el tapón de caucho y agitar el contenido del matraz durante unos 30 segundos. Mientras que los sólidos están suspendidos, extraer una gota de matraz con una varilla de vidrio y colocarla sobre el papel filtro. Se alcanza el punto final de la valoración cuando el colorante aparece en la forma de un círculo azul verdoso alrededor de los sólidos teñidos. (Ver figura 4.27).
- 8) Al detectar el color azul verdoso que se está propagando a partir del punto, agitar el matraz durante 2 minutos adicionales y añadir otra gota al papel filtro. Si se observa otro círculo azul verdoso, el punto final de la valoración ha sido alcanzado. Si el círculo no aparece, repetir la operación anterior

hasta que una gota extraída después de agitar por 2 minutos muestre el color azul verdoso.

- 9) 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 10 minutos ha sido alcanzado. Si el anillo no aparece, continuar con el pazo 7 hasta tomar una gota después de agitar 30 segundos muestre el tinte azul.
- 10) Registrar el volumen (ml) de solución de azul de metileno usado.

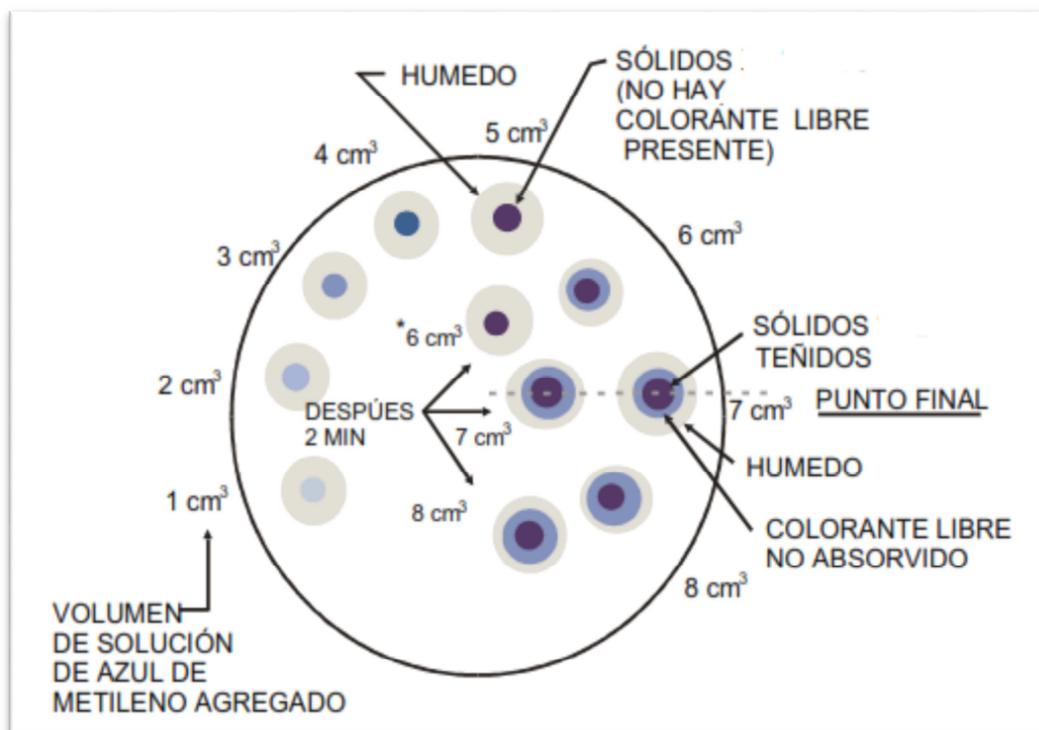
#### 4.2.1.5 Formula y Unidades

Capacidad del azul de metileno.

$$MBT \text{ de sólidos perforados} \left( \frac{meq}{100 g} \right) = \frac{\text{Solución de Azul de metileno (mL)}}{\text{Peso de la muestra de sólidos perforados (g)}}$$

(Ecuación 4.8)

FIGURA 4.9 Prueba MBT para sólidos perforados



FUENTE: PDVSA. Manual de Fluidos de Perforación.  
ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

## 4.2.2 HORNO DE ROLADO

### 4.2.2.1 Descripción

Es muy importante determinar el efecto de la temperatura sobre los fluidos de perforación que circulan a través de los pozos perforados. El Horno Rolador (Ver figura 4.10) es una ayuda muy efectiva en la determinación de los efectos térmicos que experimentan los fluidos de perforación circulando en las operaciones de perforación. El envejecimiento del fluido de perforación dentro del contenedor presurizado demuestra efectivamente los efectos térmicos sobre la viscosidad y el comportamiento de varios aditivos expuestos a elevadas temperaturas.

FIGURA 4.10 Horno y celda de Rolado



Fuente: M-I SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY

Las muestras de fluidos son colocadas dentro de un contenedor sellado, el cual es normalmente una celda de envejecimiento (FIGURA 4.10) de acero inoxidable, que puede ser presurizada de tal forma que se eleva el punto de ebullición del líquido contenido en dicha celda.

Se lo utiliza para realizar muestras homogéneas de líquidos y sólidos y como horno de secado también.

### 4.2.2.2 Procedimiento

- 1) Prepare el Fluido de perforación a envejecer.

- 2) Colocarlos en una celda de envejecimiento. En el llenado de las celdas ensayo o de envejecimiento, no llenar las mismas más allá de  $\frac{3}{4}$  de su capacidad volumétrica, a fin de tener suficiente espacio para la expansión térmica del fluido y para prevenir excesos de presión interna.  
Cerciorarse que las celdas de envejecimiento tengan instaladas sus correspondientes O-Ring sobre el perímetro exterior, parte superior y fondo, para proteger los rodillos y reducir el ruido.
- 3) Introducir las celdas en el horno de Rolado.
- 4) Fijar la temperatura de Rolado, a 180°F. (temperatura a fondo de pozo).
- 5) Gire el interruptor marcado con "HEAT" a la posición "ON".
- 6) Para comenzar a rolar, mueva el interruptor marcado "ROLL" a la posición "ON".
- 7) Después de 16 horas apagar el horno y dejar que se enfríe. Sacar las celdas de rolado utilizando guantes especiales y dejarlas enfriar.  
*Nota: Tenga cuidado mientras maneja las celdas de envejecimiento calientes. No abra las celdas mientras estén calientes, o aquellas celdas que fueron presurizadas, hasta y después que la presión haya sido liberada.*
- 8) Abrir las celdas y realizar las pruebas para el fluido de perforación descritas en el capítulo 4.1.

### **4.2.3 PRUEBA DE ADHESIÓN**

#### **4.2.3.1 Descripción**

La prueba consiste en determinar la adhesión del fluido de perforación frente a las muestras de arcillas reactivas. Las arcillas reactivas se impregnan en un tubo (cilindro), simula las condiciones de perforación y determinamos en porcentaje de arcillas que se adhieren a la tubería.

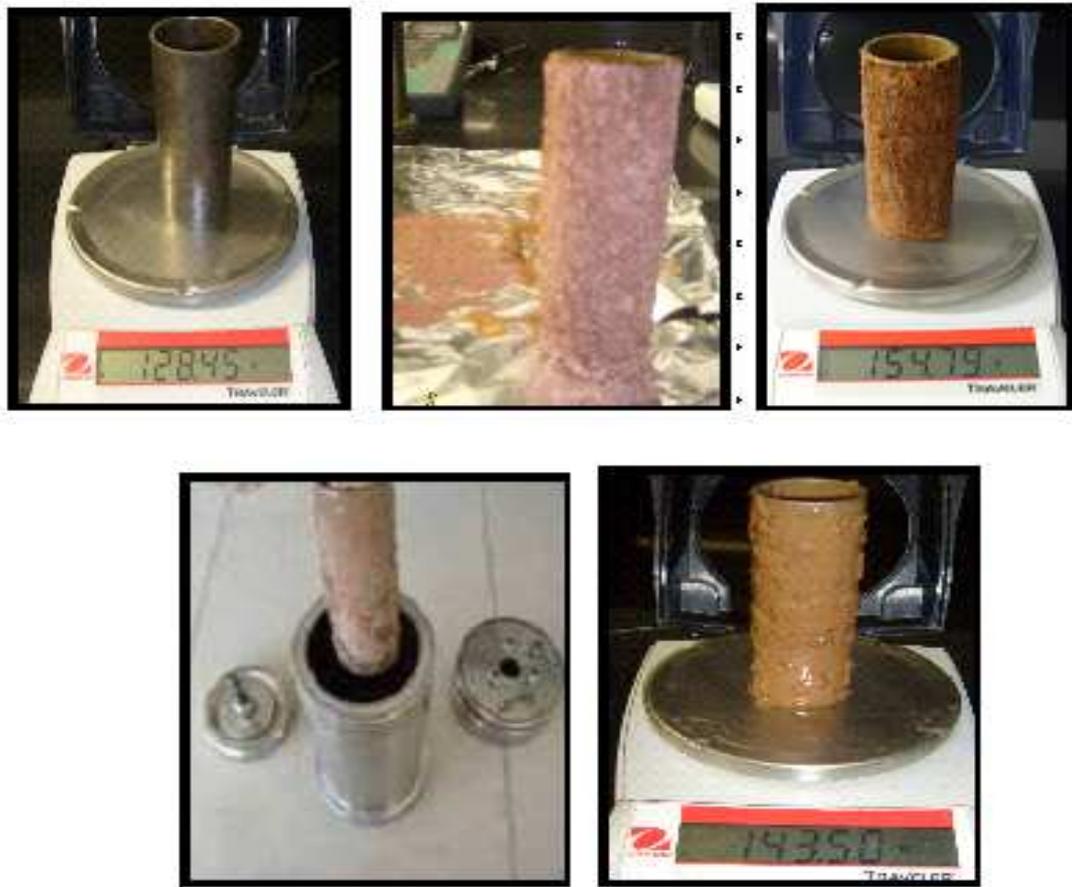
#### **4.2.3.2 Procedimiento**

- 1) Limpie y seque los tubos de metal con detergente y agua tibia. Cada tubo debe medir entre 3 a 5 pulgadas de longitud y tener un diámetro

interno de 1.25 pulgadas con un espesor aproximado de 0.0625 pulgadas.

- 2) Registre el peso inicial del tubo de metal limpio y seco en la balanza analítica como se muestra en la figura 4.29.
- 3) Cada tubo de metal es colocado en una celda del horno de rolado, sumergido dentro de 1 barril equivalente (350 ml) de lodo de perforación a evaluar.
- 4) 20 gramos de cortes de perforación arcilla de la formación que se está evaluando son adicionados por la parte externa del tubo sobre la superficie del fluido. (Distribuirlo de manera uniforme alrededor de la superficie externa del tubo).
- 5) Coloque en el horno de rolado por 45 minutos a una temperatura de 150 °F.
- 6) Después de 45 minutos de rolado se remueve el tubo del fluido.
- 7) Ruede el tubo sobre una toalla de papel limpia para retirar el exceso de fluido.
- 8) Registre la acreción de los cortes sobre el tubo con una fotografía tomada con una cámara digital si es posible.
- 9) Reporte la cantidad de cortes adheridos al metal como la diferencia en peso, en porcentaje comparado con el peso inicial de cortes (20 gramos).

FIGURA 4.11 Procedimiento Prueba de Acreción



FUENTE: M-I SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY

ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

## CAPÍTULO V

### ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL SURFACTANTE CON LAS DIFERENTES FORMACIONES

#### 5.1 RECOLECCIÓN DE MUESTRAS

Las muestras fueron recolectadas de acuerdo al siguiente procedimiento y conforme a la prognosis geológica del pozo Shushufindi 245D.

La prognosis nos ayuda a determinar los topes y bases aproximados de cada formación, es por ello que basados en la prognosis del pozo Shushufindi 245D procedimos a tomar muestras de la formación Tena y Tiyuyacu cada 30 pies. (Tabla 5.1.).

El procedimiento para tomar muestras esta detallada a continuación:

- La muestra será tomada tal como sale de las zarandas (fluido de perforación y cortes), tamizarlo sobre la malla N° 200 y tener cuidado que el corte no pase a través de la malla, porque la idea es quitar el exceso de lodo de la muestra.

*NOTA: Tener cuidado de no lavar la muestra, al hacer esto se pueden perder las arcillas que contiene la muestra y no podríamos realizar la prueba de intercambio catiónico.*

- Una vez retirado el exceso de lodo se procede a tomar 500 g aproximadamente de la muestra húmeda, y se la coloca en bolsas adecuadas e impermeables, completamente selladas y etiquetadas como se muestra en la Figura 5.1. Posteriormente se colocan las muestras en una caja para ser transportadas al laboratorio.

Tabla 5.1 Prognosis Geológica Pozo Shushufindi 245D

TOPES FORMACIONALES							
FORMACIÓN	PROGNOSIS			CORTES			DIFERENCIA
	MD (ft)	TVD (ft)	TVDSS (ft)	MD (ft)	TVD (ft)	TVDSS (ft)	
ORTEGUAZA	5,516	5,190	-4,317	5,488	5,173	-4,300	17 ARRIBA
TIYUYACU	6,065	5,738	-4,865	6,040	5,723	-4,850	15 ARRIBA
CG SUPERIOR	6,498	6,171	-5,298	6,470	6,153	-5,280	18 ARRIBA
BASE CG SUPERIOR	6,560	6,233	-5,360	6,542	6,225	-5,352	8 ARRIBA
TOPE CG INFERIOR	7,438	7,111	-6,238	7,441	7,124	-6,251	13 ABAJO
TENA	7,943	7,615	-6,742	7,937	7,620	-6747	5 ABAJO
BASAL TENA	8,664	8,336	-7,463	8,659	8,342	-7469	6 ABAJO
LUTITA NAPO SUPERIOR	8,678	8,351	-7,478	8,669	8,352	-7479	1 ABAJO
CALIZA "M1"	8,966	8,639	-7,766	8,961	8,644	-7771	5 ABAJO
CALIZA "M2"	9,250	8,923	-8,050	9,239	8,922	-8049	1 ARRIBA
CALIZA "A"	9,294	8,967	-8,094	9,285	8,968	-8095	1 ABAJO
U SUPERIOR	9,322	8,994	-8,121	9,314	8,997	-8124	3 ABAJO
U INFERIOR	9,407	9,079	-8,206	9,390	9,073	-8200	6 ARRIBA
BASE ARENISCA "U" INFERIOR	9,477	9,150	-8,277	9,474	9,157	-8284	7 ABAJO
CALIZA "B"	9,530	9,202	-8,329	9,522	9,205	-8332	3 ABAJO
T SUPERIOR	9,551	9,223	-8,350	9,541	9,224	-8351	1 ABAJO
T INFERIOR	9,634	9,307	-8,434	9,631	9,313	-8440	6 ABAJO
BASE ARENISCA "T" INFERIOR	9,699	9,371	-8,498	9,694	9,376	-8503	5 ABAJO
HOLLÍN	9,760	9,433	-8,560	9,755	9,438	-8565	5 ABAJO

FUENTE: SCHLUMBERGER DEL ECUADOR S.A.

FIGURA 5.1 Empaque de muestras en pozo.



FUENTE: M-I SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY  
ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

Cuando las muestras de formación han llegado al laboratorio, se las seca en el horno durante dos horas a 80°F y finalmente se las coloca en bolsas impermeables como se muestra en la figura 5.2.

FIGURA 5.2 Secado de Muestras



FUENTE: M-I SWACO A SCHLUMBERGER COMPANY  
ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

## 5.2 PROCESO DE SELECCIÓN DE MUESTRAS

Basados en los reportes geológicos diarios y en el registro Masterlog seleccionamos las muestras que corresponden a las formaciones Tena y Tiyuyacu.

Se realizará la prueba de Methyl Blue Test (MBT) para tomar las muestras con mayor porcentaje de reactividad presente en las arcillas. A continuación mostramos en la tabla 5.2 las muestras seleccionadas según su profundidad y descripción.

Tabla 5.2 Muestras seleccionada del pozo SSF-245D

Número de Muestras	FORMACIÓN	PROFUNDIDAD (pie)	DESCRIPCIÓN
3	Tiyuyacu	6390 - 6460	50% Arcilla, 30% Arenisca, 20% Limolita.
5	Tena	7937 - 8659	80% Arcillolita, 20% Limolita.

FUENTE: PETROKEM  
ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

### 5.3 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO DE PERFORACIÓN

En las siguientes tablas 5.3, 5.4, 5.5 y 5.6 se observan ordenados los resultados de las pruebas realizadas al fluido de perforación con sus diferentes componentes antes de rolar, es decir, a condiciones de superficie y después del rolado o envejecido a 180°F.

Tabla 5.3 Resultados del Fluido Base

Prueba	Fluido Base	
	Antes del Rolado	Después del Rolado @ 180 °F
Densidad (lpg)	10	10
R600	85	81
R300	58	56
R200	46	45
R100	31	32
R6	6	7
R3	3	4
Geles 10"/10'/30'	3/3/6	5/5/5
Ph	10.6	10.3
Filtrado (ml)	5.9	5.1
VP (cP)	27	25
YP (lb/100 pies <sup>2</sup> )	31	31

ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

Tabla 5.4 Resultados del Fluido con el aditivo SP

Fluido con SP						
	1%		2%		3%	
Prueba	Antes de Rolar	Después de Rolar	Antes de Rolar	Después de Rolar	Antes de Rolar	Después de Rolar
Densidad (lpg)	10	10	10	10	10	10
R600	98	54	94	56	90	56
R300	60	39	64	41	61	39
R200	48	32	51	34	48	31
R100	35	23	35	24	33	22
R6	9	7	9	7	9	6
R3	7	5	7	6	6	5
Geles 10"/10'/30'	8/8/8	6/6/7	7/7/8	6/6/6	7/7/8	5/6/6
pH	10.1	10.3	10	10.4	10.1	10.4
Filtrado API (ml)	4.3	3	4.7	3.4	3.9	3.8
VP (cP)	38	15	30	15	29	17
YP (lb/100 pies <sup>2</sup> )	22	24	34	26	32	22

ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

Tabla 5.5 Resultados de Fluido con el aditivo SD

<b>Fluido con SD</b>						
	1%		2%		3%	
<b>Prueba</b>	<b>Condiciones de Superficie</b>	<b>Rolado</b>	<b>Condiciones de Superficie</b>	<b>Rolado</b>	<b>Condiciones de Superficie</b>	<b>Rolado</b>
<b>Densidad (lpg)</b>	10	10	10	10	10	10
<b>R600</b>	81	74	92	63	93	76
<b>R300</b>	54	51	53	45	57	51
<b>R200</b>	43	40	44	36	46	42
<b>R100</b>	29	28	30	26	32	29
<b>R6</b>	7	9	7	8	8	8
<b>R3</b>	5	7	5	6	6	6
<b>Geles 10"/10'/30'</b>	6/6/6	7/7/7	6/6/6	6/7/7	7/7/7	6/7/7
<b>pH</b>	10	10	10.1	10	9.9	10
<b>Filtrado API</b>	4.4	4.3	3.9	3.5	3.8	3.2
<b>VP (cP)</b>	27	23	39	18	36	25
<b>YP (lb/100 pies<sup>2</sup>)</b>	27	28	14	27	21	26

ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

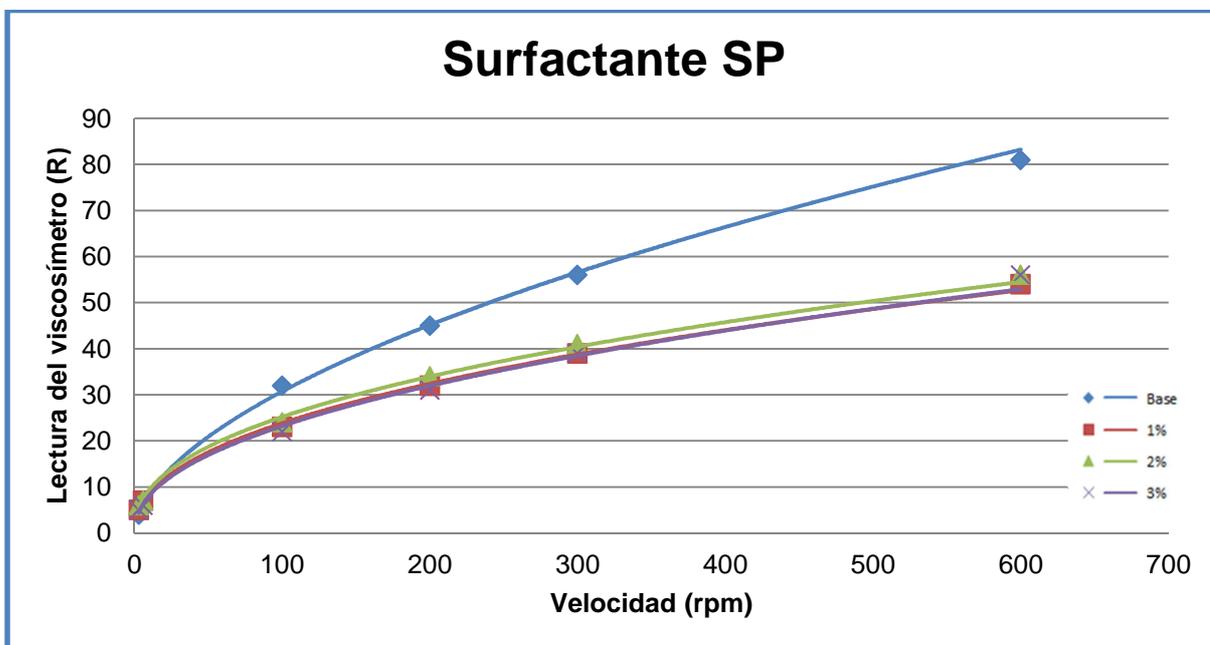
Tabla 5.6 Resultados de Fluido con el aditivo LY

Prueba	Fluido con LY					
	1%		2%		3%	
	Condiciones de Superficie	Rolado	Condiciones de Superficie	Rolado	Condiciones de Superficie	Rolado
<b>Densidad (lpg)</b>	10	10	10	10	10	10
<b>R600</b>	79	56	86	66	101	81
<b>R300</b>	54	39	56	46	60	55
<b>R200</b>	43	32	45	37	48	43
<b>R100</b>	29	23	32	26	34	30
<b>R6</b>	7	6	7	6	7	7
<b>R3</b>	5	4	5	4	5	5
<b>Geles 10"/10'/30'</b>	5/5/6	5/5/5	6/6/6	6/6/7	5/5/6	5/5/6
<b>pH</b>	9.9	9.8	9.8	9.8	9.8	9.9
<b>Filtrado API</b>	4.1	4	4.4	3.9	5	3
<b>VP (cP)</b>	25	17	30	20	41	26
<b>YP (lb/100 pies<sup>2</sup>)</b>	29	22	26	26	19	29

ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

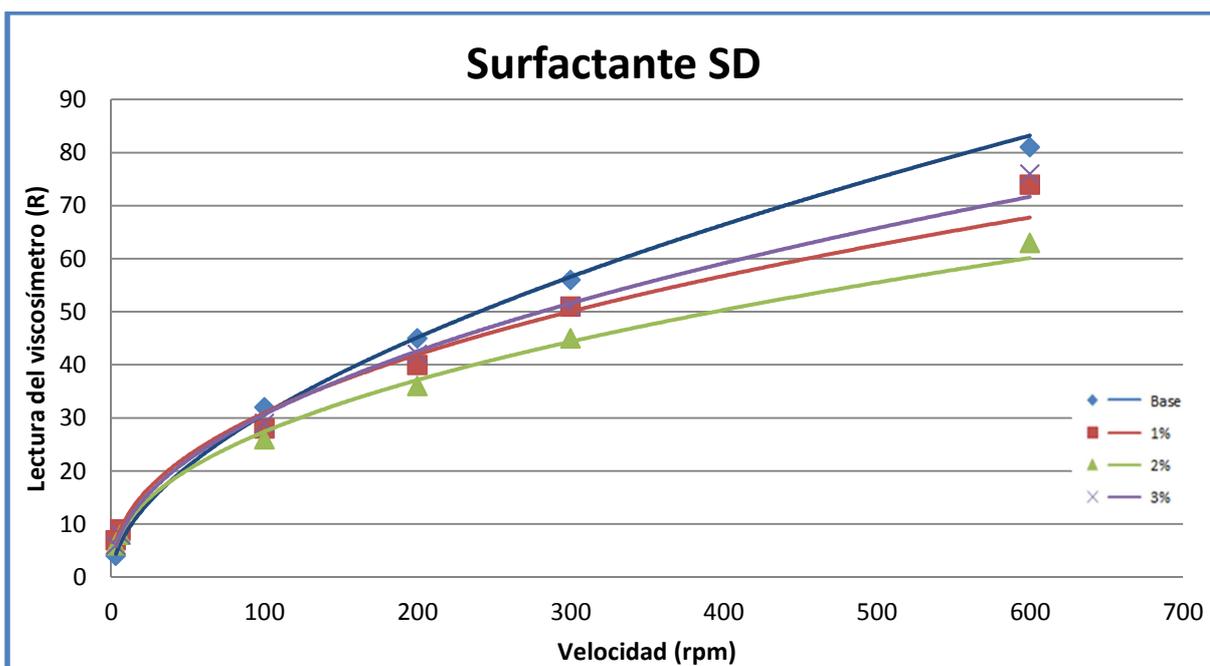
A continuación se muestran las gráficas de R (lectura del viscosímetro) versus Velocidad (rpm) de cada surfactante (Figuras 5.3, 5.4 y 5.5), y en las misma se graficó la base del fluido y el contenido de cada aditivo al 1%, 2% y 3% v/v.

FIGURA 5.3 Lectura del viscosímetro vs. Velocidad del Surfactante SP.



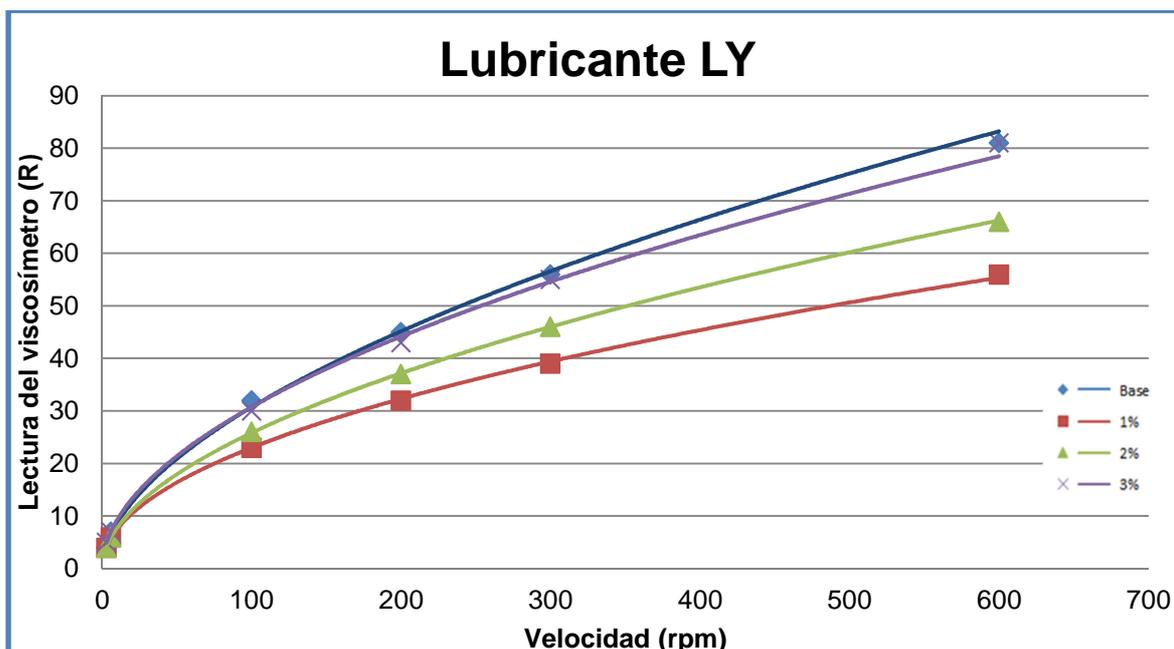
Elaborado por: Viviana Rosero

FIGURA 5.4 Lectura del viscosímetro vs. Velocidad del Surfactante SD.



Elaborado por: Viviana Rosero

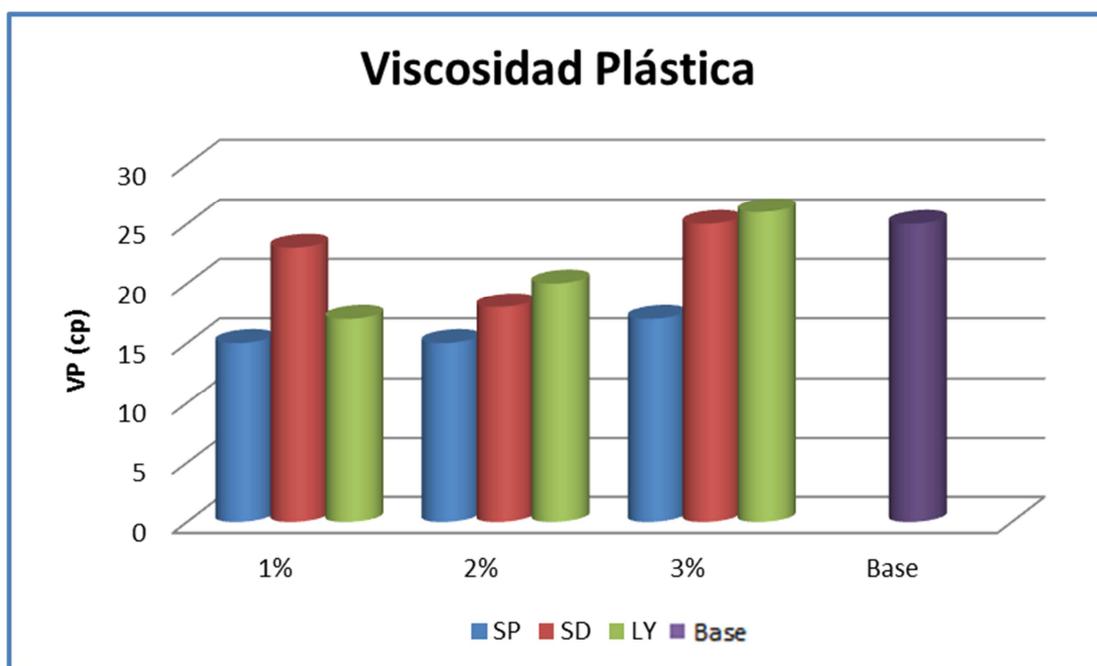
FIGURA 5.5 Lectura del viscosímetro vs. Velocidad del Lubricante LY.



Elaborado por: Viviana Rosero

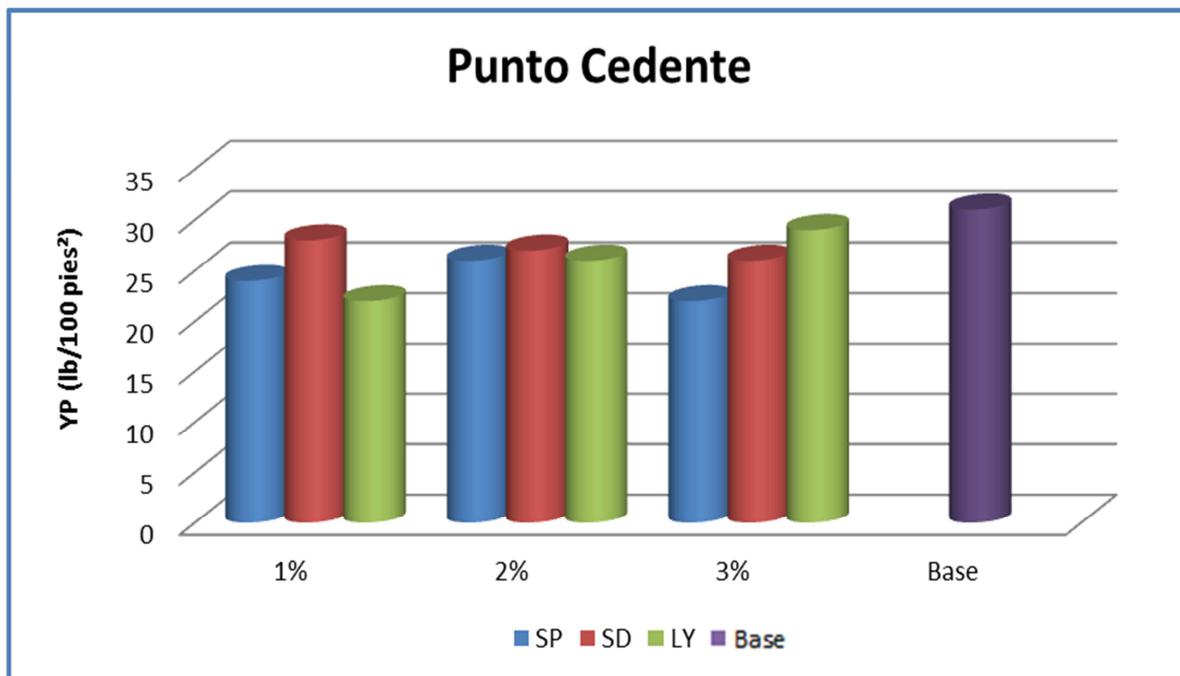
E igualmente valores de la viscosidad plástica (Figura 5.6) y punto cedente (Figura 5.7) de los aditivos a estudiar se los grafico a continuación con la intención de interpretar con mejor eficacia los resultados.

FIGURA 5.6 Viscosidad Plástica del aditivo SP, SD y LY.



Elaborado por: Viviana Rosero

FIGURA 5.7 Punto Cedente del aditivo SP, SD y LY.



### 5.3.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Las pruebas realizadas al fluido de perforación son para determinar sus propiedades físico - químicas, en este caso para un fluido utilizado en la sección que corresponde a un diámetro de 12 ¼" del Campo Shushufindi.

Los resultados de las tablas 5.3; 5.4; 5.5; 5.6 hacen referencia a las propiedades del fluido de perforación a condiciones ambiente y para simular las condiciones del fluido de fondo de pozo, se realiza las mismas pruebas con el fluido rolado por 16 horas a una temperatura de 180°F.

La densidad del fluido de perforación es la misma antes y después del rolado, es decir, no varía. El fluido de perforación está diseñado para que tenga una densidad de 10 lpg en la sección de 12 ¼". En campo esta densidad varía conforme se va perforando.

Los valores de viscosidad plástica VP (Figura 5.6) varían entre 15 y 26 cP que están dentro del rango adecuado para la tercera sección, ya que proporciona una

adecuada limpieza al pozo sacando los ripios del pozo. Adicionalmente se refiere a la cantidad de ripios que pueden ser manejados por el sistema de control de sólidos.

El valor del punto cedente YP (Figura 5.7) es de 20 – 29 lb/100 pies<sup>2</sup>. Estos valores están dentro del rango estimados para la sección de 12 ¼”.

Los valores de esfuerzo de gel a 10 segundos, 10 minutos y 30 minutos a una de 3 rpm, para los diferentes fluidos de perforación están entre 5/5/5 y 8/8/8, como se ve en las tablas 5.3, 5.4, 5.5 y 5.6 respectivamente, no muestran una variación muy notoria entre los fluidos rolados y sin rolar. Es decir, la preparación del fluido es aceptable.

En lo que se refiere a los valores de filtrado API es el volumen que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables, en este fluido están entre 3 ml y 6 ml es decir valores bastante aceptables que ayudaran a hacer un buen revoque y mantener estable la sección.

Analizando la lubricidad de cada formulación los resultados fueron:

Tabla 5.7 Coeficiente de Lubricidad

Producto	Coeficiente de Lubricidad
<b>SP</b>	0.043
<b>SD</b>	0.035
<b>LY</b>	0.056

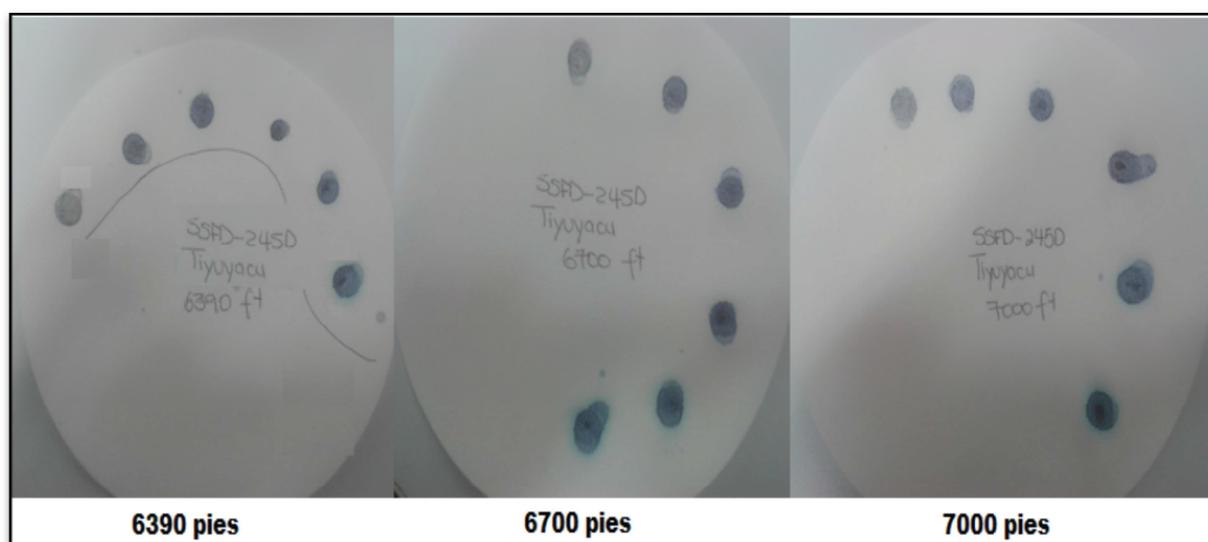
ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

Las Tabla 5.7 muestran valores de los productos SD, SP y LY. El valor de LY tiene mayor coeficiente de lubricidad seguido por el surfactante SD, es decir, reducen el coeficiente de fricción y con ello el torque y arrastre en el pozo.

## 5.4 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS ESPECIALES: CAPACIDAD DE AZUL DE METILENO PARA SÓLIDOS PERFORADOS

Mediante el procedimiento API 13I, se realizó la Prueba de Azul de Metileno para sólidos perforados, con el fin de evaluar la capacidad de intercambio catiónico (CEC) presentes en las muestras de las formaciones Tena y Tiyuyacu. (Ver Figura 5.8 y Figura 5.9).

FIGURA 5.8 Prueba MBT a la formación Tiyuyacu



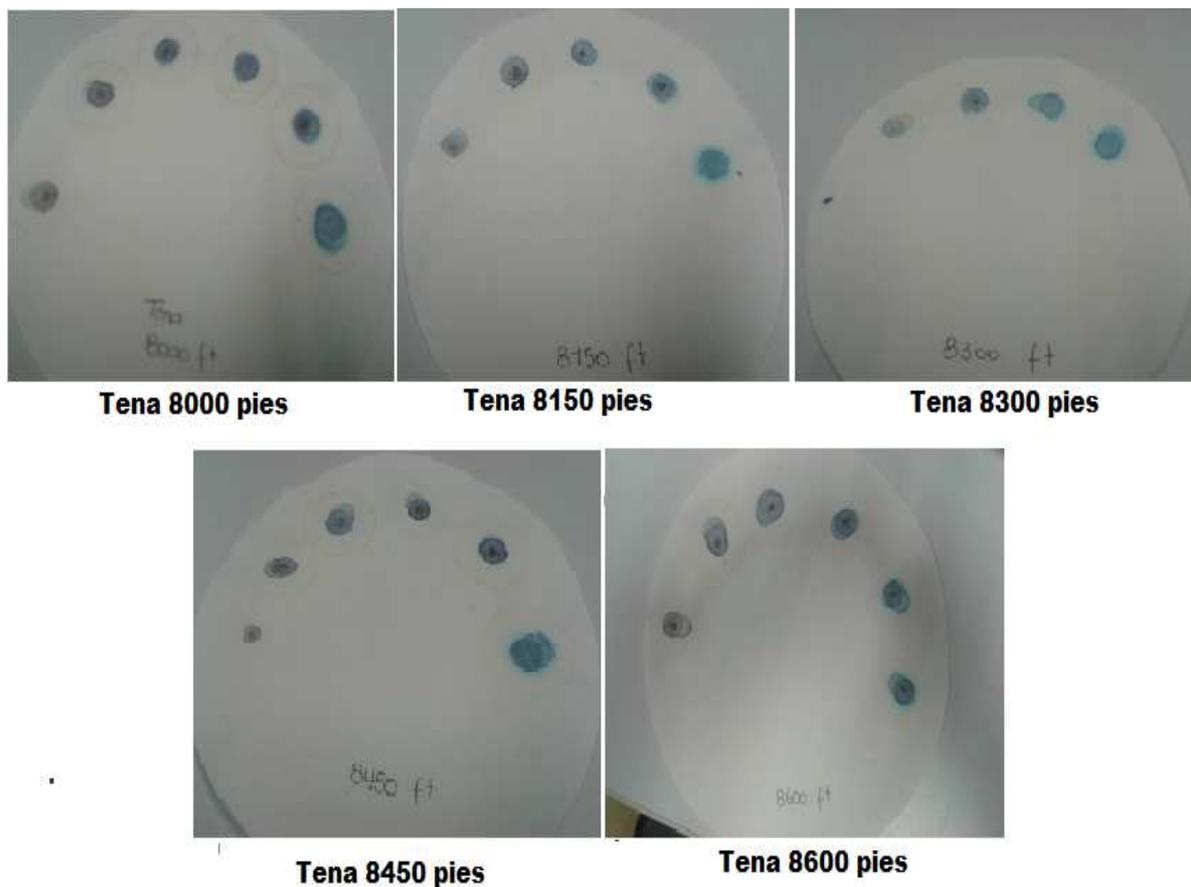
ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

Tabla 5.8 Resultados de la Prueba MBT a la formación Tiyuyacu

Formación	Tiyuyacu	Tiyuyacu	Tiyuyacu
Profundidad (pie)	6390	6700	7000
cm <sup>3</sup> de Azul de Metileno	6	5	6
CEC (meq/100 g)	6	5	6

ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

FIGURA 5.9 Prueba MBT a la formación Tena



ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

Tabla 5.9 Resultados de la Prueba MBT a la formación Tena

Formación	Tena	Tena	Tena	Tena	Tena
Profundidad (pie)	8000	8150	8300	8450	8600
cm <sup>3</sup> de Azul de Metileno	6	4	3	6	5
CEC (meq/100g)	6	4	3	6	5

ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

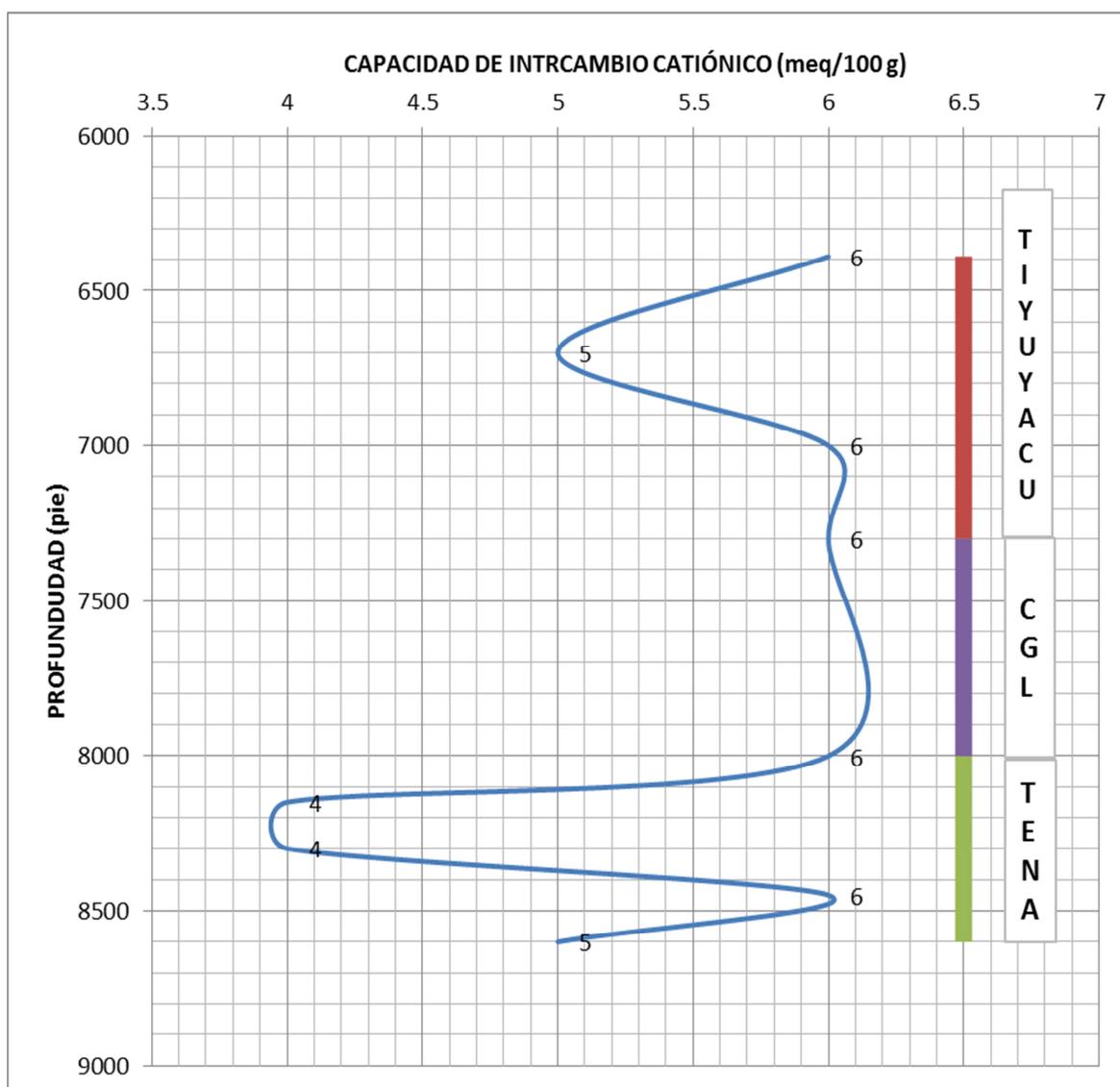
En base a los resultados obtenidos se ha graficado la curva de reactividad, adicionalmente en las misma figura se ha identificado las formaciones a las que corresponde cada profundidad de acuerdo al registro masterlog del pozo Shushufindi 245D (Figura 5.11).

FIGURA 5.10 Rango de Reactividad de Sólidos perforados

REACTIVIDAD LUTITAS		CEC
	BAJAMENTE REACTIVA	0 – 10
	MEDIANAMENTE REACTIVA	10 – 20
	REACTIVA	20 – 30
	MUY REACTIVA	> 30

Fuente: Ing. Luis Díaz

FIGURA 5.11 Capacidad de Intercambio Catiónico vs Profundidad (SSF-245).



ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

### 5.4.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los valores de las tablas 5.7 y 5.8 correspondientes al resultado de la prueba de MBT de la formación Tiyuyacu y Tena respectivamente que están en un rango alto dado el campo al que pertenecen, Shushufindi. Los valores están en un rango de 4 a 6 meq/100 g. Comparando con la figura 5.10 podemos calificarlas como bajamente reactivas. Pero hay que recordar que el poder de reacción no depende únicamente del nivel de reactividad que posean, sino también del tipo de iones intercambiable disponibles de la arcilla.

Recordando que la CEC de la montmorillonita (Tabla 5.10) tiene un valor aproximado de **80 a 150 meq/100 g** de la arcilla seca, de las ilitas y cloritas es de **10 a 50 meq/100 g** y finalmente las Kaolinitas tiene un CEC de 3 a 10 meq/100 g aproximadamente. Estos valores podemos relacionarlos con los valores obtenidos en las pruebas.

Tabla 5.10 Ejemplos de Intercambio Catiónico

	Capacidad de intercambio catiónico <i>meq/100g</i>
<b>KAOLINITA</b>	3 - 10
<b>HALLOISITA</b>	10 – 40
<b>ILITA</b>	10 – 50
<b>CLORITA</b>	10 – 50
<b>VERMICULITA</b>	100 – 200
<b>MONTMORILLONITA</b>	80 - 150
<b>SEPIOLITA-PALIGORSKITA:</b>	20 -35

Fuente: [www.uclm.es](http://www.uclm.es)

## 5.5 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS ESPECIALES: PRUEBA DE ADHESIÓN

Para realizar la prueba de adhesión se seleccionó las arcillas más reactivas de cada formación. Para la formación Tena se escogió la arcilla con un CEC = 6 meq/100 g que corresponde a la profundidad de 8450 pies, y para la formación Tiyuyacu se escogió una arcilla con un CEC = 6 meq/100 g, con una profundidad de 6390 pies.

Como una medida de corroboración de los resultados tomamos una arcilla de un Campo del Oriente Ecuatoriano con un CEC=10 meq/100 g y comparamos sus resultados con las arcillas del campo Shushufindi.

A continuación detallaremos el ejemplo de cálculo y la fotografía que es parte del procedimiento y también nos ayuda a validar la información. En los anexos encontraremos las fotografías referentes a los datos utilizados para este estudio.

### 5.5.1 EJEMPLO DE CÁLCULO

Para nuestro ejemplo vamos a tomar los valores referentes a la Base del Fluido de perforación, utilizamos la arcilla de la formación Tena con un CEC de 6 meq/100, y realizamos la prueba de adhesión tal como el procedimiento lo dicta (Figura 5.6).

A continuación mostramos los pasos para realizar el ejemplo de cálculo:

**FLUIDO DE PERFORACIÓN: BASE (J)**

**FORMACIÓN: TENA @ 8000 pies**

**CAMPO: SHUSHUFINDI**

**CEC = 10 meq/100 g**

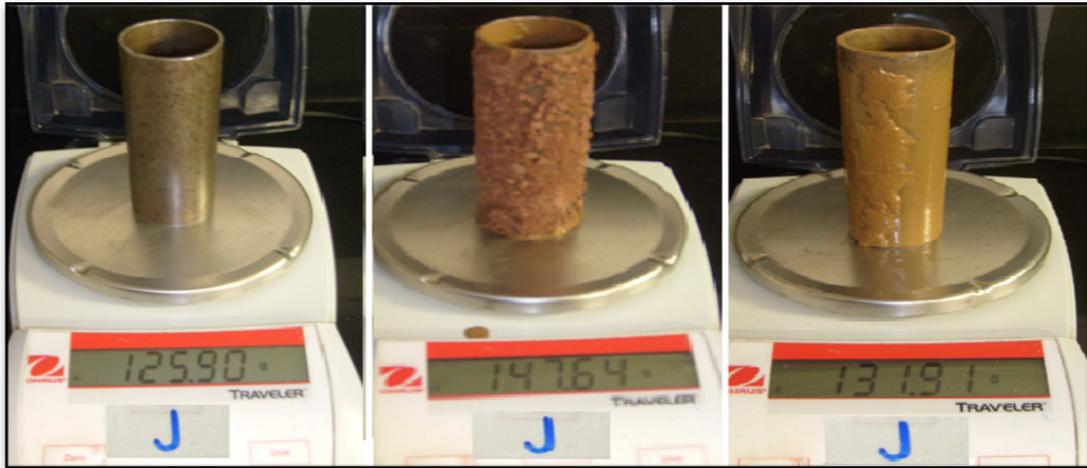
**Peso arcilla adherida inicial = Arcilla Adherida Inicialmente – Tubo Especial Vacío**

(Ecuación 5.1)

Reemplazamos los valores de la figura 5.6 en la ecuación 5.1.

*Peso arcilla adherida inicial = 147.64 g – 125.90 g = 21.74 g*

FIGURA 5.12 Prueba de Adhesión – Fluido Base



ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

**Peso arcilla adherida final = Arcilla Adherida Finalmente – Tubo Especial Vacío**

(Ecuación 5.2)

$$\text{Peso arcilla adherida final} = 131.91 \text{ g} - 125.90 \text{ g} = 6.01 \text{ g}$$

$$\text{Porcentaje de Adhesión} = \frac{\text{Peso arcilla adherida fina (g)}}{\text{Peso arcilla adherida inicial (g)}} * 100$$

(Ecuación 5.3)

$$\text{Porcentaje de Adhesión} = \frac{6.01 \text{ g}}{21.74 \text{ g}} * 100 = 27.6\%$$

En la tabla 5.11, 5.12 y 5.13 mostramos los resultados de las diferentes concentraciones del fluido de perforación con las diferentes formaciones.

## 5.5.2 FORMACIÓN TENA DEL CAMPO SHUSHUFINDI

Campo: Shushufindi

Formación: Tena

Profundidad: 8000 pies

CEC = 6 meq/100 g

Tabla 5.11 Resultados de Adhesión de la Formación Tena (Shushufindi)

		SP			SD			LY		
	BLANCO	1%	2%	3%	1%	2%	3%	1%	2%	3%
	J	A	B	C	D	E	F	G	H	I
<b>Tubo Especial vacío (g)</b>	125.9	125.88	128.60	128.58	125.85	125.82	128.55	125.67	137.19	124.34
<b>Arcilla Adherida antes de Rolar (g)</b>	147.64	148.05	151.50	151.24	151.02	147.74	151.86	148.2	158.38	145.83
<b>Arcilla Adherida después de Rolar (g)</b>	131.91	130.03	132.24	131.67	128.64	127.90	130.27	129.06	139.99	127.08
<b>Arcilla Adherida Inicialmente (g)</b>	21.74	22.17	22.9	22.66	25.17	21.92	23.31	22.53	21.19	21.49
<b>Arcilla Adherida Final (g)</b>	6.01	4.15	3.64	3.09	2.79	2.08	1.72	3.39	2.8	2.74
<b>% de Adhesión</b>	27.6%	18.7%	15.9%	13.6%	11.1%	9.5%	7.4%	15.0%	13.2%	12.8%

ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

### 5.5.3 FORMACIÓN TIYUYACU DEL CAMPO SHUSHUFINDI

Campo: Shushufindi

Formación: Tiyuyacu

Profundidad: 6390 pies

CEC = 6 meq/100 g

Tabla 5.12 Resultados de Adhesión de la Formación Tiyuyacu (Shushufindi)

	BLANCO	SP			SD			LY		
		1%	2%	3%	1%	2%	3%	1%	2%	3%
	J	A	B	C	D	E	F	G	H	I
<b>Tubo Especial vacío (g)</b>	128.45	125.75	128.52	128.55	125.64	128.41	127.43	128.5	128.54	128.53
<b>Arcilla Adherida antes de Rolar (g)</b>	140.95	138.68	154.79	151.73	155.11	155.27	154.59	149.88	153.72	155.99
<b>Arcilla Adherida después de Rolar (g)</b>	131.79	128.11	132.98	131.73	129.22	130.95	129.43	131.8	132.11	132.24
<b>Arcilla Adherida Inicialmente (g)</b>	12.50	12.93	26.27	23.18	29.47	26.86	27.16	21.38	25.18	27.46
<b>Arcilla Adherida Final (g)</b>	3.34	2.36	4.46	3.18	3.58	2.54	2.00	3.30	3.57	3.71
<b>% de Adhesión</b>	26.7%	18.3%	17.0%	13.7%	12.1%	9.46%	7.4%	15.4%	14.2%	13.5%

ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

#### 5.5.4 FORMACIÓN TENA DEL CAMPO OSO

Formación: Tena

Profundidad: 7782 pies

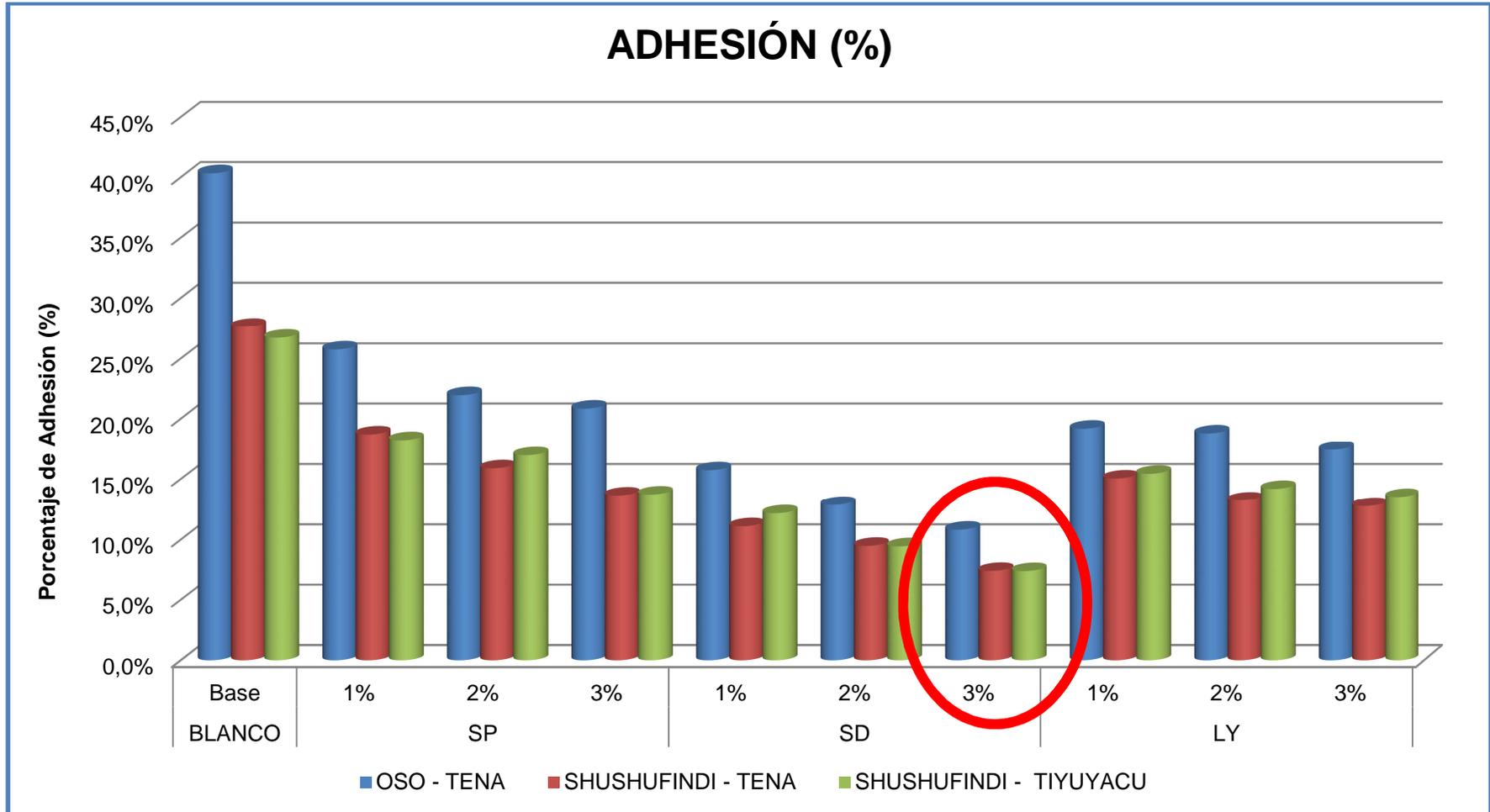
CEC = 10 meq/100 g

Tabla 5.13 Resultados de Adhesión de la Formación Tena (Campo-OSO)

		SP			SD			LY		
	BLANCO	1%	2%	3%	1%	2%	3%	1%	2%	3%
	J	A	B	C	D	E	F	G	H	I
<b>Tubo Especial vacío (g)</b>	127.37	126.11	125.63	128.38	125.62	128.36	127.36	126.13	128.39	125.65
<b>Arcilla Adherida antes de Rolar (g)</b>	139.57	139.12	138.45	143.17	139.86	143.23	143.09	147.65	143.76	142.05
<b>Arcilla Adherida después de Rolar (g)</b>	132.29	129.46	128.44	131.46	127.86	130.27	129.06	130.26	131.28	128.51
<b>Arcilla Adherida Inicialmente (g)</b>	12.20	13.01	12.82	14.79	14.24	14.87	15.73	21.52	15.37	16.40
<b>Arcilla Adherida Final (g)</b>	4.92	3.35	2.81	3.08	2.24	1.91	1.70	4.13	2.89	2.86
<b>% de Adhesión</b>	40.3%	25.7%	21.9%	20.8%	15.7%	12.8%	10.8%	19.2%	18.8%	17.4%

ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

FIGURA 5.13 Resultados de la prueba de Adhesión



ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

### 5.5.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para corroborar los resultados obtenidos de la prueba de adhesión se evaluó también una formación del campo OSO (10 meq/100 g) con un CEC mayor a las formaciones Tena y Tiyuyacu del campo Shushufindi (6 meq/100 g).

Comparando los resultados (representados gráficamente en la figura 5.13) observamos que el mayor porcentaje de adhesión corresponde a la arcilla que tiene un CEC de 10 meq/100 g. La base del fluido (sin la presencia de surfactantes o lubricantes) nos indica que se adhiere un 40% de arcilla al tubo especial el cual simula la sarta de perforación. Mientras que en las arcillas del campo Shushufindi con un CEC de 6 meq/100 g tenemos una adhesión del 27% y 26%, nos indica que mientras más reactiva la formación mayor es la probabilidad de embolamiento durante la perforación, y los surfactantes y lubricantes actúan eficientemente disminuyendo la adhesión.

Al añadir el 1% de cada aditivo logramos obtener un porcentaje menor de adhesión, siendo el más significativo el correspondiente al surfactante SD que actúa de la misma manera en las 3 formaciones, con un porcentaje de adhesión que varía desde el 20% hasta el 12%.

En las dos formaciones del campo Shushufindi y en la de campo Oso observamos que los menores porcentajes de adhesión son los que presentan en el sistema el 3% v/v de surfactante SD que tiene un valor del 10% al 7% de adhesión, que es mucho menor el porcentaje de adhesión del surfactante SP y el lubricante LY al 3% v/v.

Observamos que los valores de adhesión del aditivo LY varían entre el 18% y 13% de adhesión al tener el 3% v/v del mismo producto en el sistema. De igual manera el aditivo SP tienen porcentajes relativamente altos de adhesión comparados con los valores obtenidos del surfactante SD.

Esto quiere decir, que el aditivo que arroja mejores resultados es el surfactante SD ya que minimiza la adhesión de las arcillas en un 20% aproximadamente, porcentaje obtenido al compararlo con la base del fluido. Al minimizar en un 20%

la adhesión, pretendemos disminuir los problemas durante la perforación, es decir, minimizar el embolamiento de la sarta y broca, y con ello alcanzar mayores tasas de penetración y menor tiempo de perforación.

## CAPÍTULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

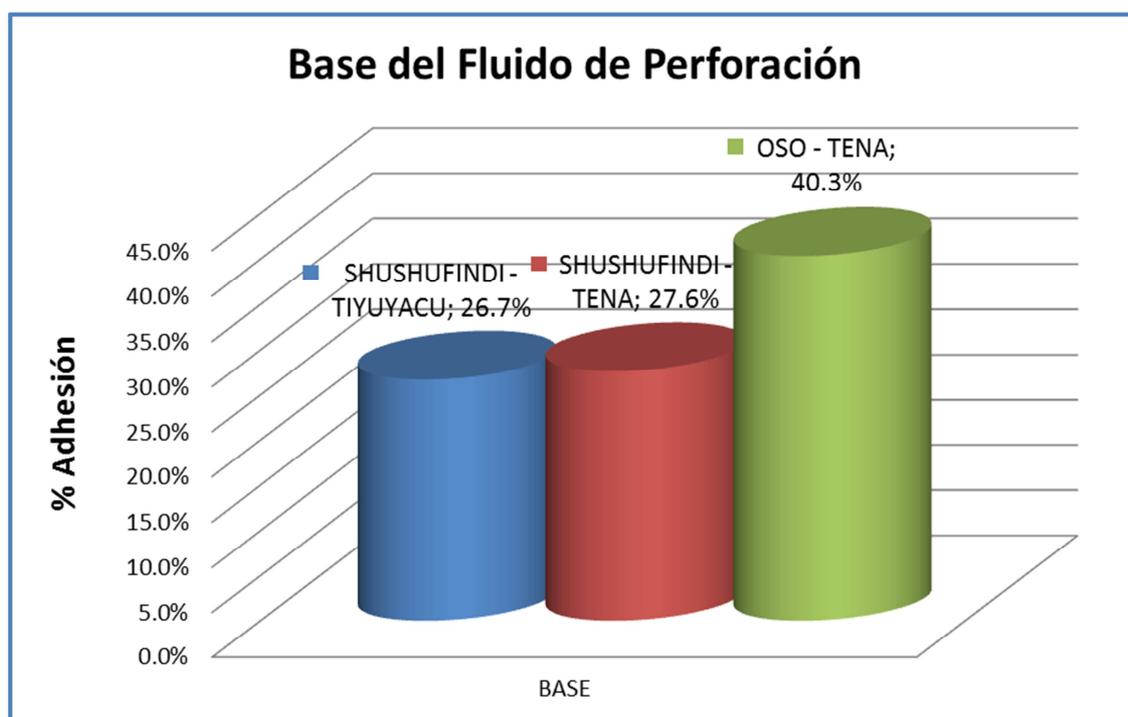
#### 6.1 CONCLUSIONES

- En la cuenca Oriente de nuestro país las formaciones están formadas por arcillas que constituyen más del 75% de la formación perforada, las mismas que causan problemas de inestabilidad, embolamiento de sarta y broca entre otras.
- La sección de 12 ¼" presenta una formación muy heterogénea complicando aún más la perforabilidad de esta sección. En esta sección nos encontramos con arcillas de baja y medianamente reactivas, conglomerados sumamente duros y abrasivos, lutitas micro fracturadas y mecánicamente inestables, arenas abrasivas, intercalaciones de calizas de alta resistencia, todo esto dificulta la perforabilidad de la sección, donde muchas veces se tiene que hacer variaciones en los parámetros de perforación, para poder atravesar o culminar esta sección en forma exitosa.
- Las formaciones Tena y Tiyuyacu presentan valores de CEC que varían entre 4 y 10 meq/100 g, están constituidas por arcillas plásticas ya que tienen tendencia a hincharse moderadamente, razón por la cual se adhieren al conjunto de fondo y broca provocando problemas durante la perforación y principalmente en los viajes de calibración y de cambio de BHA o broca.
- Para esclarecer las conclusiones del estudio se ha preparado gráficas del porcentaje de adhesión correspondientes a la base y a cada uno de los

aditivos. La base del fluido de perforación utilizada en la prueba de adhesión nos arrojó resultados altos de adhesión. En la figura 6.1 se muestra que la formación Tena y Tiyuyacu presentan el 26% y 27% de adhesión respectivamente, pero para las arcillas de la formación Tena del campo Oso tenemos hasta un 40% de adhesión.

- Al agregar una concentración del 2% v/v a la base del fluido de perforación, la adhesión disminuye en un rango de 16% a 17%.

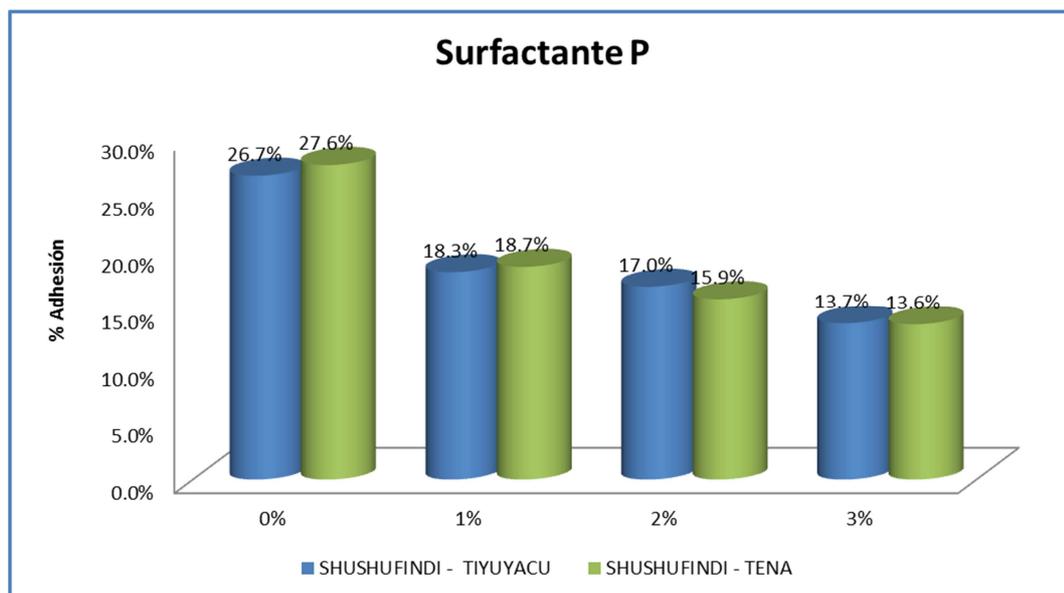
FIGURA 6.1 Porcentaje de Adhesión de la Base del Fluido de Perforación



ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

- El Surfactante P como se muestra en la figura 6.2, al ser incluido al sistema en 1% v/v, el porcentaje de adhesión disminuyó a 18% con respecto a la base, en el campo Shushufindi.
- Al agregar una concentración del 2% v/v la adhesión disminuye en un rango de 16% a 17%.

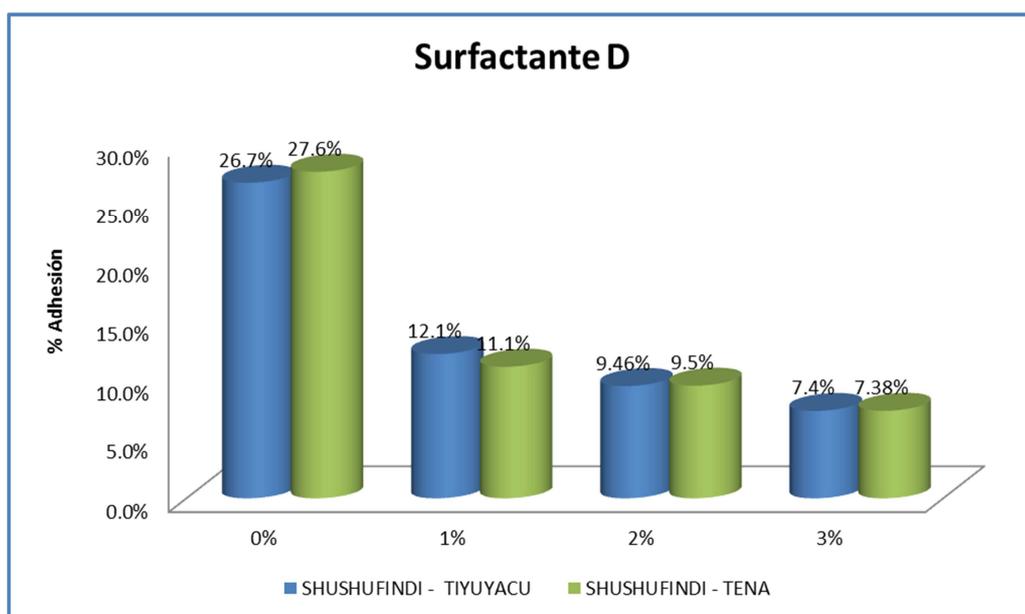
FIGURA 6.2 Porcentaje de Adhesión del Surfactante SP



ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

- Finalmente al agregar un 3% v/v disminuye a un 14% de adhesión con respecto a la base. Lo que quiere decir, que el surfactante actúa eficazmente para reducir la adhesión de la arcilla a medida que incrementamos la concentración.

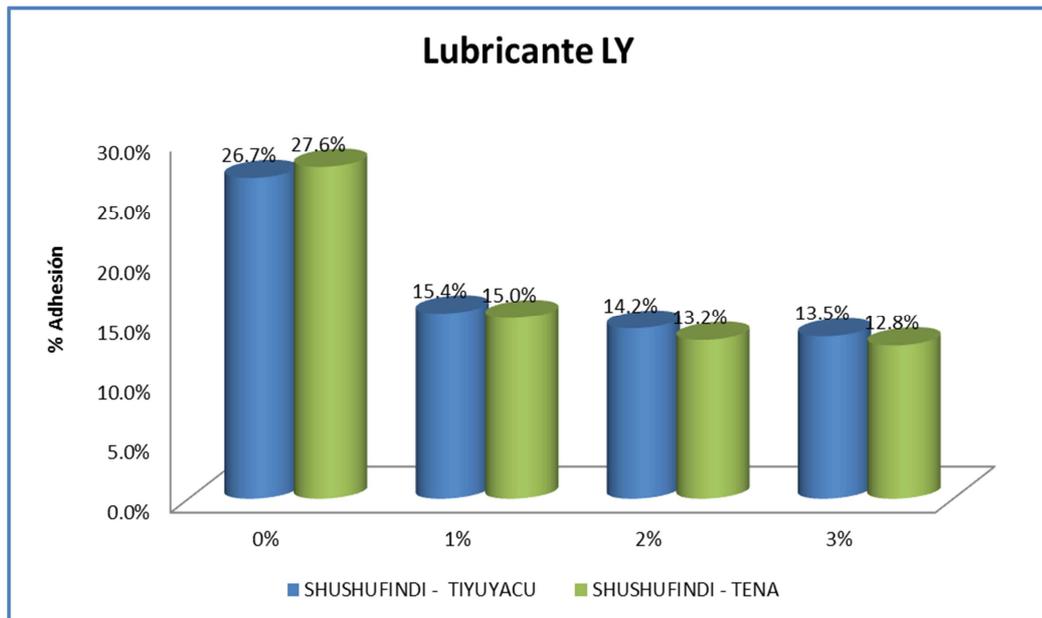
FIGURA 6.3 Porcentaje de Adhesión del Surfactante SD



ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

- En cuanto al aditivo SD, como se puede examinar en la figura 6.3, al añadir el 1% v/v el porcentaje de adhesión se reduce entre 12% y 11% con respecto a la base. , al agregar el 2% v/v disminuye el porcentaje de adhesión al 9% y con el 3% v/v disminuye notablemente al 7%.

FIGURA 6.4 Porcentaje de Adhesión del Lubricante LY



ELABORADO POR: VIVIANA ROSERO

- Para el aditivo LY con el 1% v/v tenemos como resultado un 15% de adhesión, un 14% de adhesión al agregar el 2% v/v, y disminuye en un porcentaje muy bajo del 13% de adhesión al añadir el 3% v/v. Esto se evidencia en la figura 6.4.
- Con la referencia anterior podemos concluir que el porcentaje de adhesión disminuye conforme la concentración del surfactante aumenta.
- El surfactante que nos arrojó mejores resultados es el SD, ya que disminuye notablemente el porcentaje de adhesión al 7% respecto al surfactante SP y lubricante LY con un 3% v/v de concentración..
- El lubricante LY no tiene la característica de ser un aditivo anti-adhesión pero las pruebas realizadas en este estudio nos indica que disminuye la adhesión en un porcentaje mayor que el surfactante SP.

## 6.2 RECOMENDACIONES

- Para que los componentes del fluido de perforación tengan un rendimiento óptimo en la perforación de la sección de 12 ¼" es necesario que se mantenga un (pH de 9.0 – 10.0), esto permitirá un alto desempeño de los productos en el sistema.
- Es recomendable realizar las pruebas antes y después de rolar pues ayuda a ver el comportamiento del fluido sometido a temperatura.
- Agregar constantemente mientras se perfora la cantidad adecuada de surfactante al sistema para que el producto funcione eficazmente.
- Es recomendable cortar adecuadamente el PHPA para incrementar su desempeño, debido que nos ayuda a encapsular las arcillas efectivamente minimizando su dispersión y aglomeración.
- El aditivo que nos muestra una tendencia mayor a disminuir el porcentaje de adhesión es el SD, que incluso presenta un coeficiente de lubricidad de 3.1, característica sobresaliente ya que no es un producto utilizado específicamente como lubricante.
- Se recomienda trabajar con reología adecuada óptima para que garantice la limpieza de hoyo, debido que reología muy altas crean un ambiente favorable al embolamiento.
- Realizar simulación para obtener la reología adecuada para la limpieza efectiva de hoyo, con el caudal óptimo y el mejor HSI para evitar el embolamiento de la broca y sarta de perforación.
- Son muchos los factores que participan en el embolamiento de la broca y BHA, y no se relacionan con el fluido.
- El diseño de la broca influye notablemente en la prevención del embolamiento, así que debe ser tomado en cuenta en el momento de perforar un pozo. El perfil y el diseño de las aletas de la broca debe permitir

el desalojo rápido de los recortes en la cara de la broca. Para una mayor explicación se ha incluido como anexo No. 1 otros factores que minimizan el embolamiento de la broca.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- American Petroleum Institute. (1997). Recommended Practice Standard Procedure for Testing Water – Based Drilling Fluids API 13B1, 2nd Edition. Washington.
- American Petroleum Institute. (1998). Recommended Practice Standard Procedure for Testing Water – Based Drilling Fluids API 13B1, 2nd Edition. Washington.
- American Petroleum Institute. (2000). Recommended Practice Standard for Field Testing Water – Based Drilling Fluids API 13I, 6th Edition. Washington.
- Araujo, Keler. “Control óptimo de la inhibición y estabilización de las lutitas y arcillas en los fluidos de perforación base agua” (Ingeniero en Petróleos). Lima, Perú. Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica. 2012.
- Baker Hughes INTEQ. (1998). Manual de Ingeniería de Fluidos. Houston.
- Baroid Drilling Fluids, Inc. (1988). Baroid Fluids Handbook. Houston, USA.
- BENNETT, R. y HULBERT, M. (1986). “Clay Microstructure”. Published by D. Reidel Publishing Company.
- García, Emilia y Mercedes Suárez (2000). Las arcillas: propiedades y usos. [www.uclm.es/users/higueras/yymm/arcillas.htm](http://www.uclm.es/users/higueras/yymm/arcillas.htm)

- González, I. (1990). "Arcillas comunes" En: Recursos Minerales de España. Coord. J. García Guinea y J. Martínez Frias. Textos Universitarios (C.S.I.C.) 15. pag 96-112.
- Mi Manual de Ingeniería de Fluidos, M-I SWACO, Manual, Febrero 14.
- Mi Swaco A Schlumberger Company (2012). Caso de Estudio: Sistema Inhibidor Kla-Shield mejora ejecución de un pozo en la Región de Villamonte de Bolivia.  
[www.slb.com/resources/case\\_studies/miswaco/kla\\_shield\\_villamontes\\_bolivia\\_esp.aspx](http://www.slb.com/resources/case_studies/miswaco/kla_shield_villamontes_bolivia_esp.aspx)
- Orbe, Pedro. "Análisis de inhibición de las arcillas reactivas y lutitas inestables de la formación Orteguaza, Tena y Napo (Shale) con fluidos base amina en un campo del oriente Ecuatoriano". (Ingeniero en Petróleos). Quito, Ecuador. Escuela Politécnica Nacional, Facultad en Geología y Petróleos. 2009.
- Pazos, Luis y Luis Galarza. "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" ((Ingenieros en Petróleos). Quito, Ecuador. Escuela Politécnica Nacional, Facultad en Geología y Petróleos. 2010.
- [www.ofite.com](http://www.ofite.com)

## GLOSARIO

**Presión de Poro:** Es la presión hidrostática resultante de la columna de fluido constituida por el agua de formación prevaleciente a una determinada profundidad.

**Arcilla:** Material mineral residual de grano fino, compuesto por silicato de aluminio, que adquiere un comportamiento plástico cuando se mezcla con una cantidad de agua determinada.

**Estructura blocosa:** Si las partículas del suelo se unen en forma de bloque de varios tamaños con bordes redondeados o angulosos.

**Mudstone:** Es un grano fino original de la roca sedimentaria, cuyos componentes fueron arcillas o lodos. El tamaño de grano es de hasta 0,0625 mm (0,0025 in), granos individuales son demasiado pequeños para ser distinguido sin un microscopio.

**Wackstone:** es una roca de carbonato en la que los granos mayores a 0,25 mm comprenden más del 10% del volumen de roca. El término es wackstone parte de la clasificación de Dunham de rocas carbonatadas.

**Packstone:** Es una roca carbonatada. Los granos dentro de un packstone son de gran medida y están en contacto unos con otros.

**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 fluido de perforación para aumentar la viscosidad y reducir el filtrado.

**Caolinita:** Es una arcilla no hinchable ya que sus capas unitarias están fuertemente ligadas mediante enlaces de hidrogeno, Presentan caolín por hidrolisis de los feldespatos que contiene las rocas graníticas.

**Fluido de Perforación:** Material fluido de composición química variable que se hace circular en el hoyo que cumple funciones importantes durante la perforación.

**Litología:** Estudio, descripción y clasificación de las rocas.

**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.

**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.

**Reología:** Es un término que denota el estudio de la deformación de materiales, incluyendo el flujo.

**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.

**Micela:** Se denomina micela al conjunto de moléculas que constituye una de las fases de los coloides. Es una formación geométrica de moléculas que tienen una "cabeza" polar y una "cola" de naturaleza no polar adheridas a una partícula o glóbulo de una sustancia que se encuentra en un medio en el cual no es soluble. Un caso típico de micela es la que forma el jabón en contacto con un glóbulo de grasa adherido a un tejido. El jabón es en esencia una sal sódica. Pues bien, la parte sódica de la molécula de jabón tiene características polares, es decir se disuelve en agua (que también es polar), mientras que la "cola" corresponde al resto de la cadena carbonada que es apolar y se disuelve en las grasas y aceites. Cuando lavamos un tejido con grasa, las colas de las moléculas del jabón se disuelven y adhieren a las partículas de grasa mientras que la "cabeza" está disuelta y adherida al agua. Cuando la cantidad de colas de moléculas han

rodeado a la partícula de grasa es suficiente, estas son capaces de arrancarla del tejido y llevarla consigo arrastrada por el agua de lavado. Se ha formado una micela.

**Coloide:** Es un sistema formado por dos o más fases, principalmente: una continua, normalmente fluida, y otra dispersa en forma de partículas; por lo general sólidas. La fase dispersa es la que se halla en menor proporción. Normalmente la fase continua siendo líquido, pero pueden encontrarse coloides cuyos componentes se encuentran en otros estados de agregación. El tamaño de las partículas coloidales varían entre 1 nm y 1  $\mu$ m.

**Zaranda:** Equipo mecánico separador de ripios.

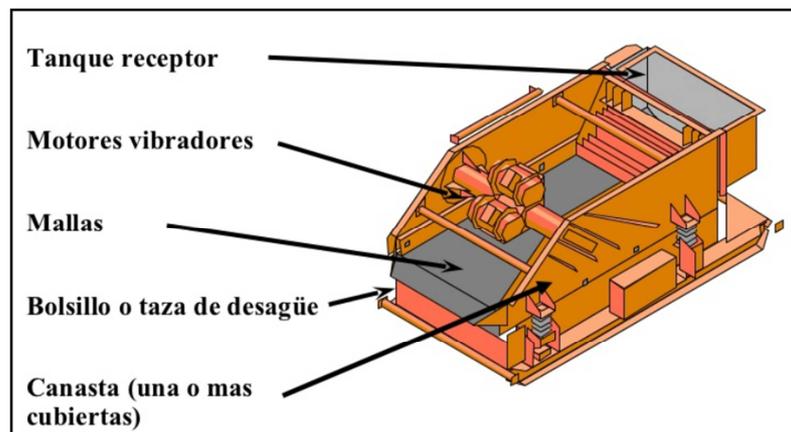


FOTO 1 Zaranda y sus partes.

## **ANEXOS**

**ANEXO No 1**

**OTROS FACTORES QUE MINIMIZAN EL  
EMBOLAMIENTO DE LA BROCA**

## OTROS FACTORES QUE MINIMIZAN EL EMBOLAMIENTO

Son muchos los factores que participan en el embolamiento de la broca y no se relacionan con el fluido.

**HSI:** Es el índice de limpieza del pozo y se lo conoce también como Caballaje Hidráulico por pulgada cuadrada en el fondo del pozo. Dicho parámetro proporciona una medida de la fuerza hidráulica que consume la broca en función del caudal de la bomba, de la caída de presión en la broca y del diámetro de la misma.

El HSI es el factor primario para maximizar la tasa de penetración, y es la energía necesaria en la broca para transportar los cortes desde la salida (cara) de la broca al anular.

$$HSI = HHPm / A = hp / pulgs \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

$HHPm$  = Potencia en la Mecha, hp

$$HHPm = (\Delta Pm \times Q) / 1714 \quad \text{Ecuación 2}$$

$$A = \text{Área del hoyo, pulgs} = A = (\pi / 4) \times Dh$$

**CAUDAL:** Es el caudal empleado en la perforación en cada una de las secciones generalmente afecta a la limpieza del hueco y de la broca. Altas tasas de flujo ofrecen mejor limpieza que las bajas, porque transportan mejor los cortes a la superficie debido a una mayor velocidad anular y aumentan la energía hidráulica en la broca.

**TIPO DE FORMACIÓN:** Si se cuenta con datos precisos sobre las formaciones que deberán perforarse en el intervalo objetivo, se podrá seleccionar con más facilidad la estructura óptima de corte, ya sea barrena tricónica o de diamante. El conocimiento de sus propiedades físicas puede demostrar algunos indicativos sobre el tipo de broca que se debe seleccionar en intervalos determinados.

**PERFIL DE LA BROCA:** Su selección dependerá del tipo de formación a penetrar en sus distintas fases, tal que la misma pueda atravesarlas en el mejor tiempo posible, garantizando la optimización de su velocidad de penetración (ROP).

La broca PDC se desarrolló primordialmente para perforar formaciones sedimentarias blandas a medianas. Y las brocas Tricónicas están diseñadas para perforar formaciones muy duras, muy abrasivas, blandas, plásticas, pegajosas y cualquier combinación de estas aplicando distintos parámetros operativos.

**DIAGRAMA DE BHA:** Todo BHA ejerce fuerza laterales sobre la broca, lo que causa la construcción del ángulo de inclinación, caída o mantenimiento del mismo. Es por ello que lo BHA se pueden utilizar para el control de la desviación de un pozo y a la vez afectar el desarrollo de la perforación, como es el caso de las pérdidas de presión que se originan en el proceso de operación.

**ANEXO No 2**  
**REPORTE GEOLÓGICO**

PETROKEM LOGGING SERVICES		REPORTE GEOLOGICO DIARIO SSF - 245D				Consortio Shushufindi	
COMPANIA:	CONSORCIO SHUSHUFINDI	ACTIVIDAD:	PERFORANDO CON BHA DIRECCIONAL # 4 HOYO 12 1/4" @ 6700'		REPORTE #	6	
TALADRO:	HP - 176	ULTIMA PROF. (ft)	5556' MD	5240' TVD	FECHA:	miércoles 6 de marzo de 2013	
POZO:	SHUSHUFINDI - 245 D	PROF. ACTUAL (ft)	6700' MD	6383' TVD	HORA:	06 H00	
LOCACION:	SHUSHUFINDI 3	PROGRESO (ft):	1144' MD	1143' TVD	SPUD DATE	23-feb-13	TD DATE
<b>DATOS DE BROCA</b>		<b>ACTUAL</b>		<b>ANTERIOR</b>		<b>TOPES FORMACIONALES</b>	
FABRICANTE	SMITH	SMITH		FORMACION		PROGNOSIS	
BROCA #	3	2R		MD (ft)		TVD (ft)	
DIAMETRO (in.)	12 1/4	16"		TVDSS (ft)		CORTES	
TIPO	PDC	PDC		MD (ft)		TVD (ft)	
SERIE	JG6924	JG6165		TVDSS (ft)		DIFERENCIA	
JETS	7X13	8X13		ORTEGUAZA		5,516	
PIES TOTAL DE LA BROCA (ft)	1158	2155		TIYUYACU		5,190	
TIEMPO ACTUAL BROCA (hrs)	18.1	18.3		CG SUPERIOR		-4,317	
ROP (ft/hr) AV.	64	118		BASE CG SUPERIOR		5,488	
PROF. INGRESO (ft)	5542	4228		TOPE CG INFERIOR		5,723	
PROF. SALIDA (ft)				TENA		-4,850	
<b>DATOS DE PERFORACION</b>		<b>DATOS DE LODO</b>		BASAL TENA		6,040	
WOH	160-180	Klbs	TYPE	NATIVO DISPERSO	LUTITA NAPO SUPERIOR	6,153	
WOB	12-14	Klbs	MW	10.2	CG SUPERIOR	-5,298	
TD RPM	84	rpm	FV	37	TOPE CG INFERIOR	6,470	
TORQUE	14-15	Klbs*ft	PV	14	TENA	6,225	
FLOW	854	gpm	YP	17	BASAL TENA	-5,352	
PUMPS	79/78/78	spm	GELS	8/10/12	LUTITA NAPO SUPERIOR	8 ARRIBA	
PRESSURE	2700-2900	psi	SAND	0	CG SUPERIOR		
ROP DAY	111.10	ft/hr	pH	10	TOPE CG INFERIOR		
			CHLORIDES	340	TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		
					CG SUPERIOR		
					TOPE CG INFERIOR		
					TENA		
					BASAL TENA		
					LUTITA NAPO SUPERIOR		

**ANEXO No 3**

**MASTERLOG SHUSHUFINDI 245D**

## REGISTRO MASTERLOG DE LA FORMACIÓN TIYUYACU Y TENA (INTERVALO 6390 pies – 8600 pies)



### FORMATION EVALUATION LOG (MD)

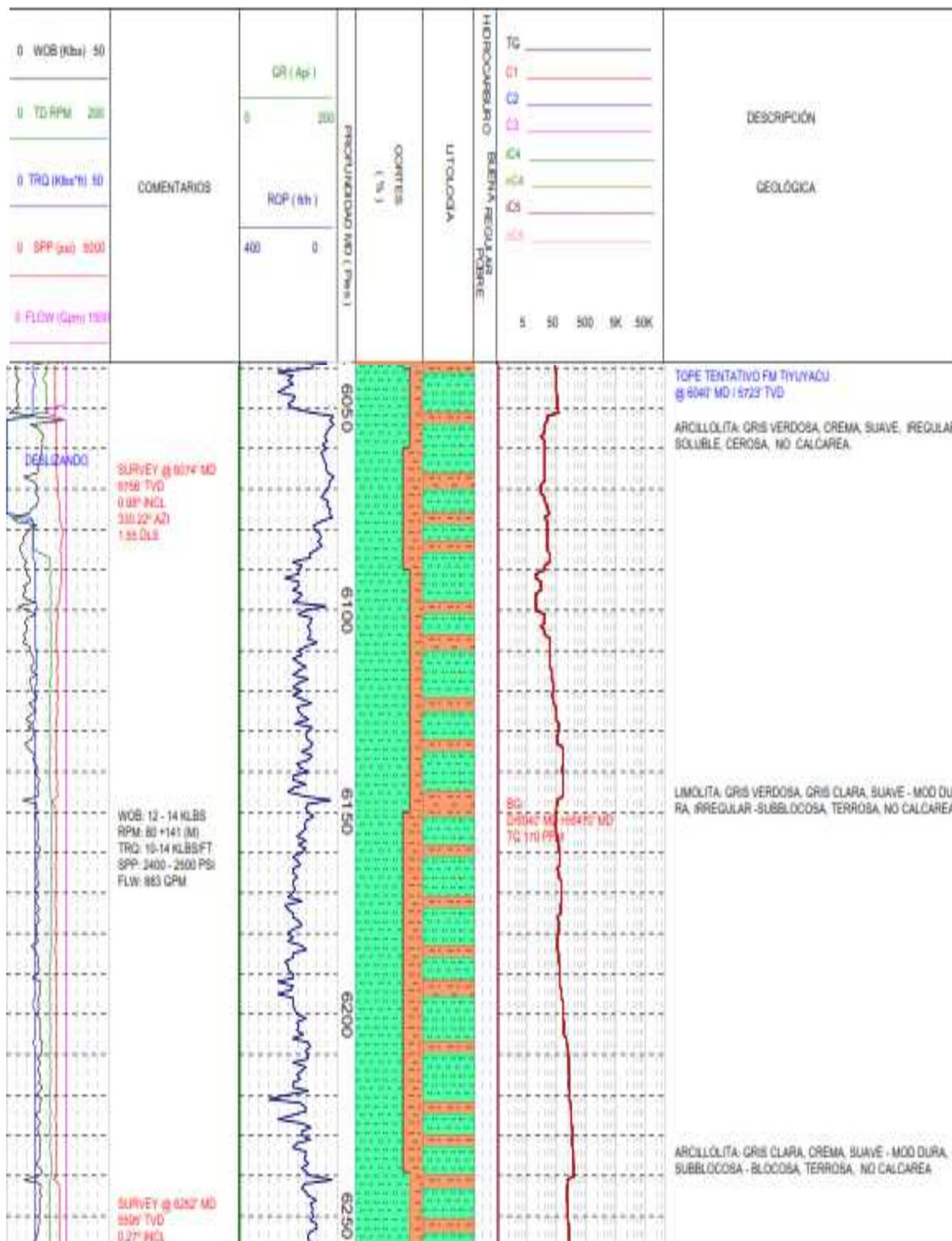


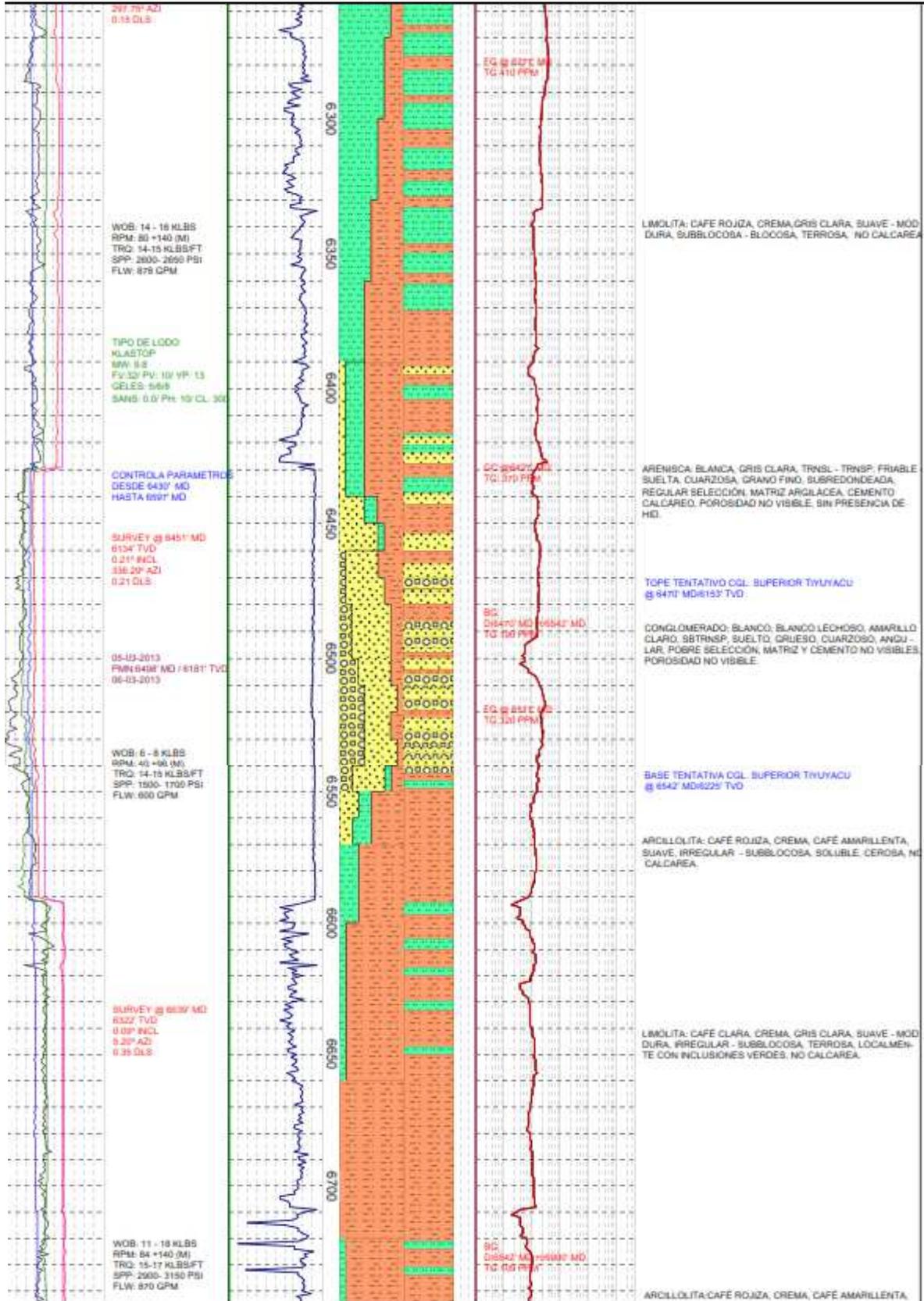
#### POZO - SHUSHUFINDI 245D / (1:500)

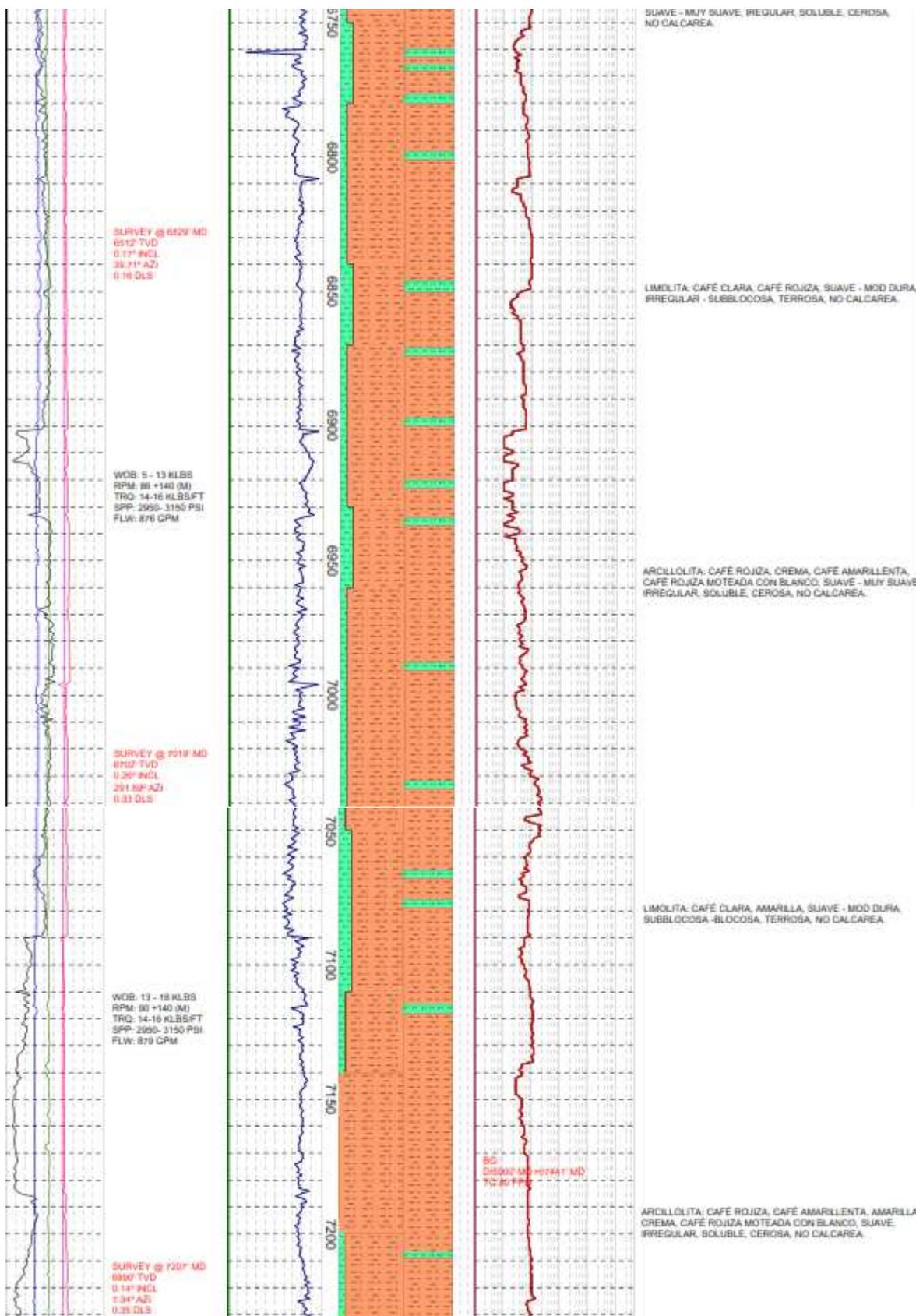
<b>PROVINCIA:</b>	SUCUMBIOS	<b>SECCIONES DEL POZO</b>	<b>INTERVALO DE CONTROL LITOLÓGICO</b>
<b>CAMPO:</b>	SHUSHUFINDI	<b>DIÁMETRO</b>	<b>DE</b> <b>TO</b>
<b>UTM SUPERFICIE E:</b>	316,831.04 m	26" 00	2380
<b>UTM SUPERFICIE N:</b>	9985,982.85 m	16" 2380	5542ft
<b>UTM FONDO E:</b>	316,793.79 m	12 1/4" 55420	92800
<b>UTM FONDO N:</b>	9986,475.69 m	8 1/2" 92800	98800
<b>PROF. FONDO:</b>	9880 ft	<b>PROFUNDIDAD DEL CASING</b>	
<b>PROF. VERTICAL:</b>	9563 ft	<b>O.D.</b>	<b>DE</b> <b>A</b>
<b>COMPañIA</b>	CONSORCIO SSFD	20" 00	2380
<b>RIG</b>	HP 176	13 3/8" 00	5542ft
<b>ELEV. MESA ROTARIA:</b>	872.8 ft	9 5/8" 00	9266ft
<b>ELEV. TERRENO:</b>	841.6 ft	7" Lincor	98550
		<b>PROPIEDADES DEL LODO</b>	
		<b>O.D.</b>	<b>DE</b> <b>A</b>
		FASE 12 1/4"	9.8LPG
		FASE 8 1/2"	8.9LPG
			9.2 LPG
			<b>INTERVALO DE IMPRESIÓN</b>
			<b>DE</b> <b>A</b>
			PROFUNDIDAD 4228 ft 9880 ft
			FECHA 28-02-2013 13-03-2013
			<b>PERSONAL</b>
			GEÓLOGO OPERADORA: INGS. C. GORDÓN/ M. GARCÍA
			GEÓLOGOS P.L.S.: ING. R. VÉLEZ(JR)
			L. RIVAS(ML), R. PATIÑO (ML)

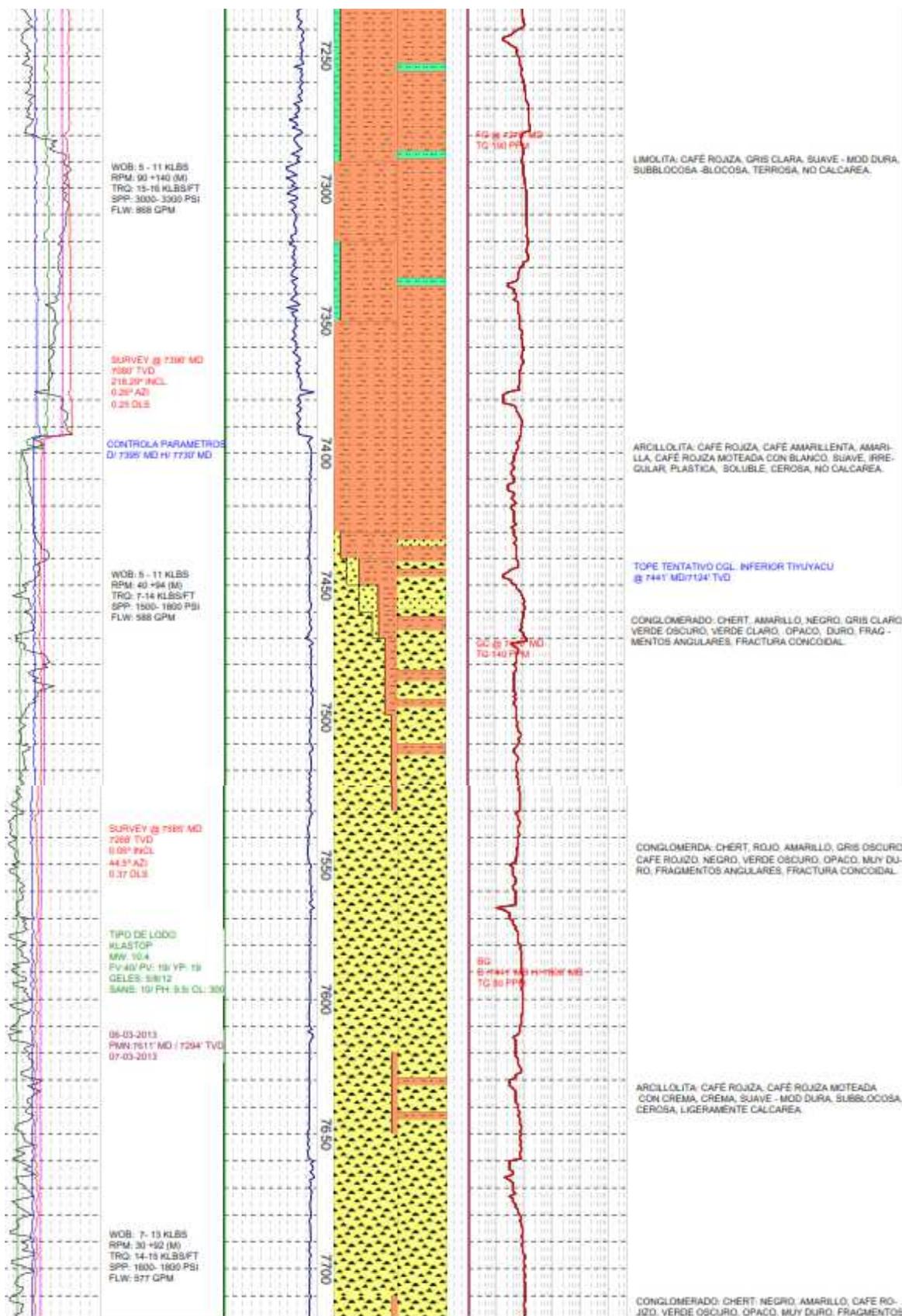
#### TIPOS DE ROCA

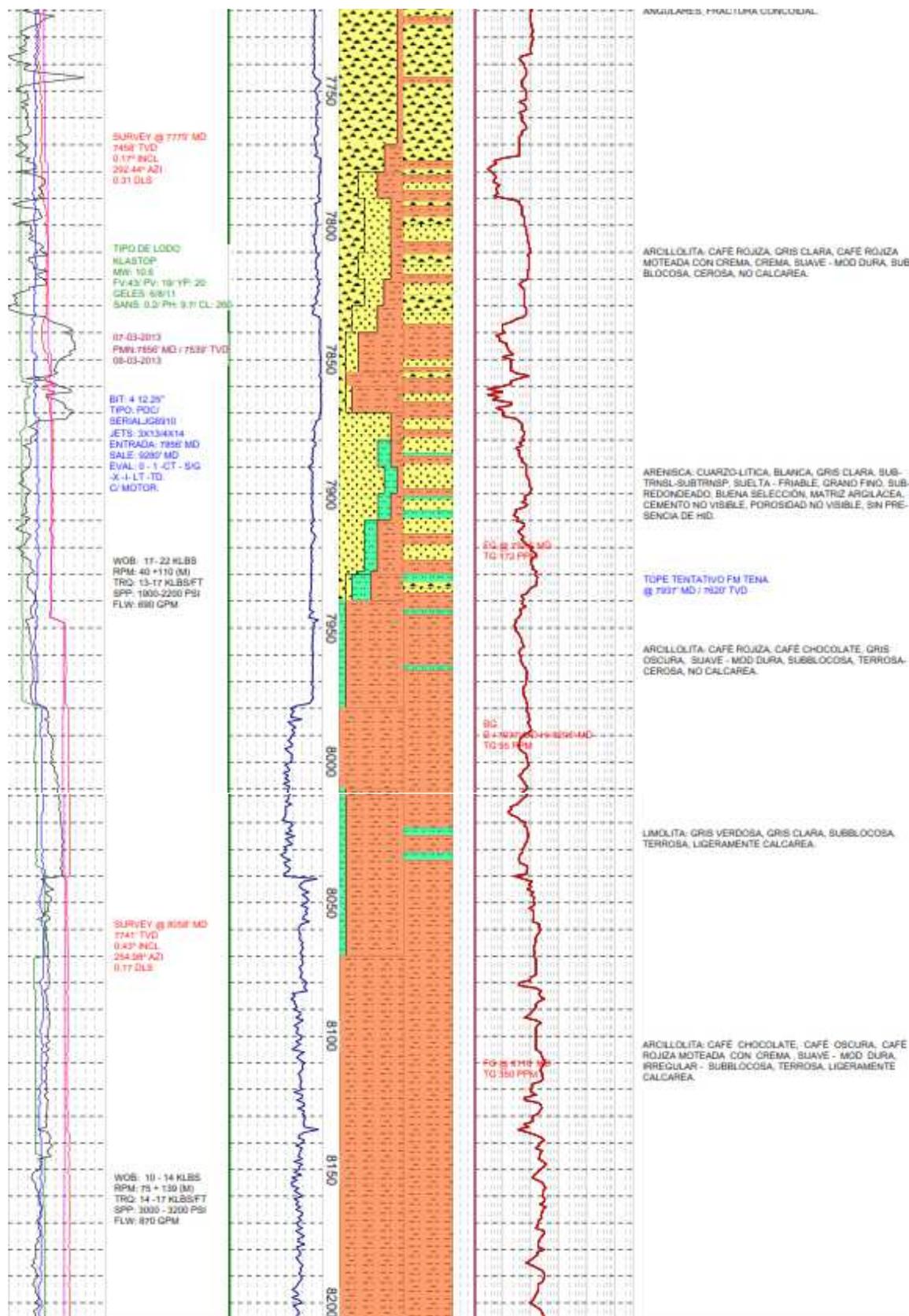
 Arcillolita	 Arcillolita con Anhidrita	 Arcillolita fosilifera	 Lutita gris	 Lutita verde	 Lutita calcárea
 Limoilita	 Limoilita	 Arenisca	 Arenisca calcifónica	 Arenisca Glauconítica	 Conglomerado
 Chert	 Caliza	 Dolomita	 Coal	 Roca extrusiva	 Roca intrusiva
 Caolinita					

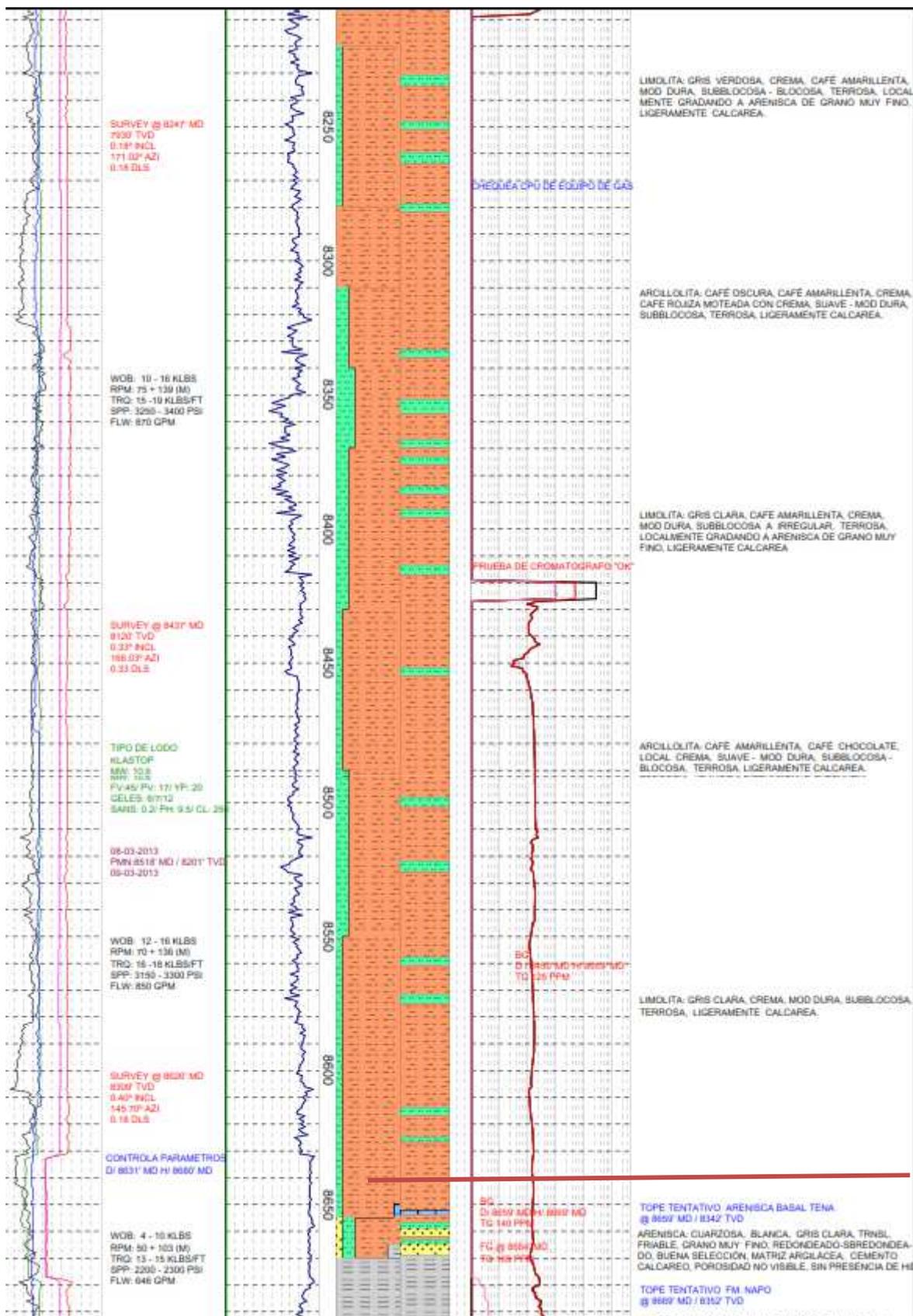












Fuente: Consorcio Shushufindi  
Elaborado por: PETROKEM

**ANEXO 2**

**FOTOGRAFÍAS DE LA PRUEBA DE ADHESIÓN**

## PRUEBA DE ADHESIÓN - ARCILLA DE LA FORMACIÓN TENA DEL CAMPO SHUSHUFINDI



FOTO 2 Base del fluido - Formación Tena-Shushufindi



FOTO 3 Surfactante SP al 1% v/v – Formación Tena-Shushufindi



FOTO 4 Surfactante SP al 2% v/v – Formación Tena-Shushufindi



FOTO 5 Surfactante SP al 3% v/v – Formación Tena-Shushufindi



FOTO 6 Surfactante SD al 1% v/v – Formación Tena-Shushufindi



FOTO 7 Surfactante SD al 2% v/v – Formación Tena-Shushufindi



FOTO 8 Surfactante SD al 3% v/v – Formación Tena-Shushufindi



FOTO 9 Lubricante LY al 1% v/v – Formación Tena-Shushufindi



FOTO 10 Lubricante LY al 2% v/v – Formación Tena-Shushufindi



FOTO 11 Lubricante LY al 3% v/v – Formación Tena-Shushufindi

## PRUEBA DE ADHESIÓN - ARCILLA DE LA FORMACIÓN TIYUYACU DEL CAMPO SHUSHUFINDI



FOTO 12 Base del fluido - Formación Tiyuyacu-Shushufindi



FOTO 13 Surfactante SP al 1% v/v – Formación Tiyuyacu  
-Shushufindi



FOTO 14 Surfactante SP al 2% v/v – Formación Tiyuyacu  
-Shushufindi

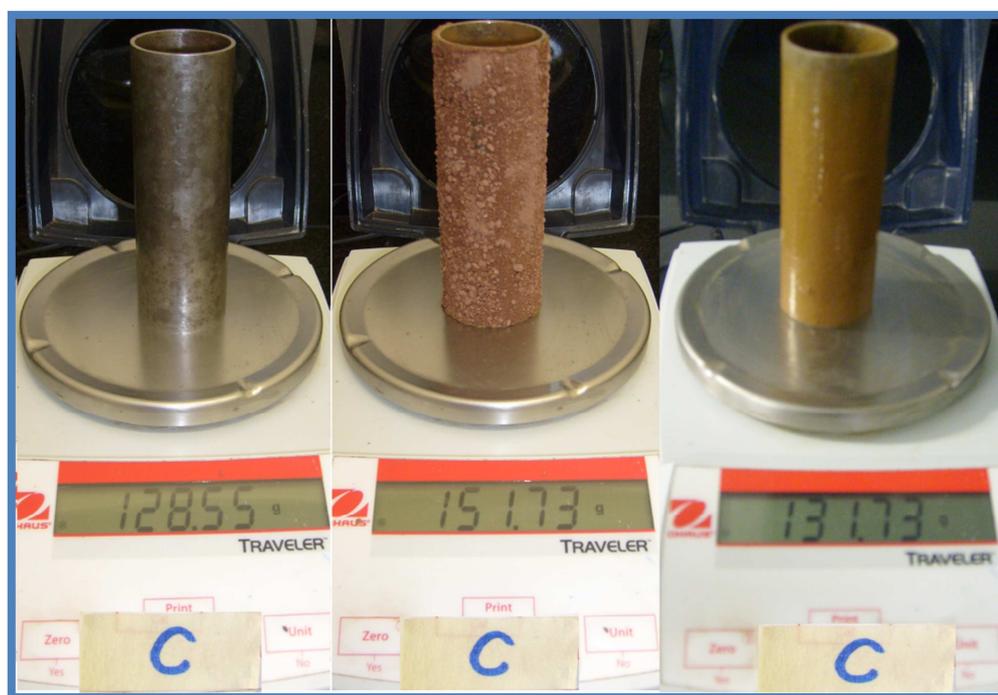


FOTO 15 Surfactante SP al 3% v/v – Formación Tiyuyacu  
-Shushufindi



FOTO 16 Surfactante SD al 1% v/v – Formación Tiyuyacu  
-Shushufindi



FOTO 17 Surfactante SD al 2% v/v – Formación Tiyuyacu  
-Shushufindi



FOTO 18 Surfactante SD al 3% v/v – Formación Tiyuyacu  
-Shushufindi



FOTO 19 Lubricante LY al 1% v/v – Formación Tiyuyacu  
-Shushufindi



FOTO 20 Lubricante LY al 2% v/v – Formación Tiyuyacu  
-Shushufindi



FOTO 21 Lubricante LY al 3% v/v – Formación Tiyuyacu  
-Shushufindi

## PRUEBA DE ADHESIÓN - ARCILLA DE LA FORMACIÓN TENA DEL CAMPO OSO (PETROAMAZONAS)



FOTO 22 Base del fluido - Formación Tena – Campo Oso



FOTO 23 Surfactante SP al 1% v/v – Formación Tena-Campo Oso



FOTO 24 Surfactante SP al 2% v/v – Formación Tena-Campo Oso



FOTO 25 Surfactante SP al 3% v/v – Formación Tena-Campo Oso



FOTO 26 Surfactante SP al 1% v/v – Formación Tena-Campo Oso



FOTO 27 Surfactante SD al 2% v/v – Formación Tena-Campo Oso



FOTO 28 Surfactante SD al 3% v/v – Formación Tena-Campo Oso



FOTO 29 Lubricante LY al 1% v/v – Formación Tena-Campo Oso



FOTO 30 Lubricante LY al 2% v/v – Formación Tena-Campo Oso



FOTO 31 Lubricante LY al 3% v/v – Formación Tena-Campo Oso