



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“Formulación de un fluido de perforación base agua a partir
del análisis de muestras de las formaciones del pozo Fanny
18B-92 en el bloque Tarapoa”**

TESIS DE GRADO

Previo a la Obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentada por:

Jean Raymond Joseph Velásquez

GUAYAQUIL – ECUADOR

2008

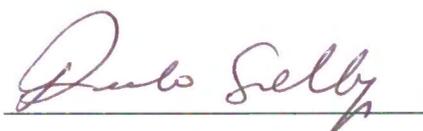
AGRADECIMIENTO

A Dios por todo lo alcanzado, a mi familia en especial a mi madre y a mi hermana por apoyarme en mis estudios, a la gente de MI-SWACO por acogerme en su empresa especialmente a Harold Saravia, Lucía Calderón y Ernesto Limpias, al personal presente en la perforación del pozo, en especial los geólogos y sus ayudantes, a los profesores de la ESPOL, por brindarme sus conocimientos además de su amistad, a mis compañeros y amigos de la universidad que convivieron conmigo todos estos años de estudio, y finalmente a las dos personas que me motivaron y me ayudaron a conseguir este trabajo, Rafael Rodríguez y Mónica Hermida.

DEDICATORIA

A mi padre fallecido que me ha hecho falta todo este tiempo en la universidad y a mi madre que luchó por mi hermana y por mí para que ambos seamos profesionales y nos podamos defender solos en la vida.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Ricardo Gallegos Orta
DECANO FICT
PRESIDENTE
VOCAL



Ing. Héctor Román
VOCAL



Ing. Daniel Tapia Falconí
DIRECTOR DE TESIS

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”



Jean Raymond Joseph Velásquez

RESUMEN

En el primer capítulo de esta tesis se presenta información general acerca de la química de las arcillas, en lo concerniente a los tipos de arcillas relacionadas con los fluidos de perforación, su hidratación y sus procesos de enlace. Además se da a conocer los problemas comunes en la perforación y daños en la formación productora que se relacionan con el fluido de perforación utilizado en el pozo. Se describen las funciones de los fluidos de perforación más importantes que nos ayudan a cumplir un buen desempeño en el pozo, y por último la química de los polímeros que son los productos más utilizados en los fluidos de perforación base agua por sus infinidades de usos.

En el segundo capítulo se trata de la información de campo que es donde empieza el trabajo de tesis. Se muestra la ubicación del campo y pozo en el cual se realiza la recolección de las muestras de las formaciones, el procedimiento que se hizo y la litología de estas formaciones en un registro de lodos.

El tercer capítulo es el trabajo de laboratorio, comenzando con el análisis de las muestras mediante la Prueba de Azul de Metileno y el Análisis Mineralógico de las muestras más reactivas y representativas. A continuación se formulan dos fluidos de perforación con características similares a los cuales se les determinan sus propiedades reológicas, características de filtrado, peso y lubricidad. Para finalizar se analiza la interacción de estos fluidos de perforación con las muestras, por medio de la Prueba de Hinchamiento Lineal y así observar la inhibición que estos tienen.

En el cuarto capítulo para terminar con este trabajo de tesis, se presenta los resultados de las pruebas anteriormente mencionadas con el propósito de evaluar el desempeño de los fluidos de perforación formulados.

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	I
INDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	VI
SIMBOLOGÍA.....	VII
INDICE DE FIGURAS.....	VIII
INDICE DE GRÁFICAS.....	XIII
INDICE DE TABLAS.....	XV
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO 1	
1. REVISIÓN GENERAL.....	3
1.1. Química de las arcillas.....	3
1.1.1. Introducción.....	3
1.1.2. Tipos de arcillas relacionadas con los fluidos de perforación.....	4
1.1.3. Hidratación de arcillas.....	6
1.1.4 Procesos de enlace de las partículas de arcilla.....	10
1.2. Problemas comunes en la perforación.....	11
1.2.1 Inestabilidad del pozo a causa de la hidratación de arcillas.....	12
1.2.2 Empaquetamiento del pozo.....	13

1.2.3 Pega Diferencial.....	17
1.3 Daños a la formación productora.....	18
1.4 Funciones del Fluido de Perforación	20
1.5 Polímeros.....	21

CAPITULO 2

2. INFORMACIÓN DE CAMPO.....	24
2.1 Ubicación del campo y del pozo.....	24
2.2 Procedimiento de recolección de muestras.....	27
2.3 Litología de las formaciones atravesadas.....	34

CAPITULO 3

3. PRUEBAS DE LABORATORIO Y PREPARACIÓN DEL FLUIDO

DE PERFORACIÓN.....	49
3.1 Prueba de Azul de Metileno.....	50
3.2 Análisis Mineralógico de las muestras.....	52
3.3 Descripción de los aditivos del lodo.....	53
3.4 Formulaciones.....	63
3.5 Equipos de laboratorio y pruebas realizadas en los fluidos de perforación elaborados.....	74
3.5.1 Viscosímetro FANN 35 A.....	74
3.5.2 Viscosímetro Brookfield.....	77
3.5.3 Filtro Prensa API.....	80

3.5.4 Balanza de Lodos Presurizada.....	82
3.5.5 Lubricímetro.....	85
3.6 Medidor de Hinchamiento Lineal.....	89

CAPÍTULO 4

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	95
---------------------------------------	-----------

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	114
--	------------

ANEXOS

GLOSARIO

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

MBT	Metilene Blue Test
API	American Petroleum Institute
CEC	Cationic Exchange Capacity
meq/100 g	miliequivalentes por 100 g de arcilla seca
psi	pounds per square inch
pulg	pulgadas
SiO ₄	Anhídrido silícico
Al(OH) ₃	Hidróxido de aluminio
H ₂ O	Agua
K	Potasio
Mg(OH) ₂	Hidróxido de Magnesio (Brucita)
Ca	Calcio
Na	Sodio
Mg	Magnesio
LSRV	Low Shear Rate Viscosity
km	kilómetros
ft	feet
OFITE	OFI Testing Equipment
gr	gramos
cc	centímetros cúbicos
ml	mililitros
cp	Centipoise
N	Normalidad
MBC	Metilene Blue Capacity
XRD	X-Ray Difrraction
bbbl	barriles
PHPA	Partially Hydrolyzed Polyacrylamide
PAC	Polyanionic Cellulose
CMC	Carboxymethylcellulose
UL	Ultra Light
RPM	Revoluciones por minuto
CO ₂	Dióxido de Carbono
MD	Measured Depth
TVD	True Vertical Depth

SIMBOLOGÍA

Canular	Capacidad en el espacio anular
D	Diámetro del hoyo
d	Diámetro externo de tubería de perforación
Vanular	Volumen en el espacio anular
SPM	Strokes de la bomba por minuto
VP	Viscosidad Plástica
PC	Punto Cedente
μ	Coefficiente de fricción
FR	Factor de correlación
T	Torque del fluido de perforación
T _{AD}	Torque del agua destilada

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1.1 Partícula de arcilla idealizada.....	4
FIGURA 1.2 Comparación de estructuras de arcilla.....	5
FIGURA 1.3 Comparación del Hinchamiento para la montmorillonita sódica y cálcica.....	7
FIGURA 1.4 Tamaño relativo de varios cationes.....	9
FIGURA 1.5 Asociación de arcillas.....	11
FIGURA 1.6 Formación Reactiva.....	13
FIGURA 1.7 Pegadura de Tubería por acumulación de recortes.....	14
FIGURA 1.8 Formaciones presurizadas.....	15
FIGURA 1.9 Formaciones fracturadas y falladas.....	15
FIGURA 1.10 Formaciones no consolidadas.....	16
FIGURA 1.11 Bloqueo por cemento o basura.....	17
FIGURA 1.12 Mecanismo de pegadura por presión diferencial.....	18
FIGURA 1.13 Matriz de una arenisca.....	19
FIGURA 1.14 Comparación de Puenteos.....	20
FIGURA 1.15 Estructural lineal de polímeros.....	23

FIGURA 2.19 Registro de Lodos (parte # 7).....	42
FIGURA 2.20. Registro de Lodos (parte # 8).....	43
FIGURA 2.21. Registro de Lodos (parte # 9).....	44
FIGURA 2.22 Registro de Lodos (parte # 10).....	45
FIGURA 2.23 Registro de Lodos (parte # 11).....	46
FIGURA 2.24 Registro de Lodos (parte # 12).....	47
FIGURA 2.25 Registro de Lodos (parte # 13).....	48
FIGURA 3.1 Kit para la prueba de Azul de Metileno.....	50
FIGURA 3.2 Ensayo de la prueba de Azul de Metileno.....	51
FIGURA 3.3 Ensayo de la prueba de Azul de Metileno.....	51
FIGURA 3.4 Ensayo de la prueba de Azul de Metileno.....	52
FIGURA 3.5 Ensayo de la prueba de Azul de Metileno.....	52
FIGURA 3.6 PHPA.....	54
FIGURA 3.7 PAC.....	54
FIGURA 2.8 PAC UL.....	55
FIGURA 3.9. Goma Xantana.....	56
FIGURA 3.10 Almidón modificado 1.....	57
FIGURA 3.11 Almidón modificado 2.....	57
FIGURA 3.12 Gilsonita.....	58
FIGURA 3.13 Agente Tensioactivo.....	59
FIGURA 3.14 Amina 1.....	60
FIGURA 3.15 Amina 2.....	61

FIGURA 3.16 CMC de Aluminio.....	61
FIGURA 3.17 Carbonato de Calcio A.....	63
FIGURA 3.18 Carbonato de Calcio B.....	63
FIGURA 3.19 Carbonato de Calcio C.....	63
FIGURA 3.20 Formulación # 1.....	65
FIGURA 3.21 Formulación # 2.....	65
FIGURA 3.22 Mezcla de los aditivos en las cocteleras.....	73
FIGURA 3.23 Viscosímetro FANN 35 A con vaso térmico.....	75
FIGURA 3.24 Viscosímetro FANN 35 A con vaso térmico.....	75
FIGURA 3.25 Viscosímetro FANN 35 A con vaso convencional.....	75
FIGURA 3.26 Pantalla del Viscosímetro Brookfield.....	78
FIGURA 3.27 Husillos utilizados para la prueba con el Viscosímetro Brookfield.....	79
FIGURA 3.28 Realización de la prueba para la obtención de la LSRV @ 0.3 RPM.....	80
FIGURA 3.29 Realización de la prueba de filtrado API.....	82
FIGURA 3.30 Realización de la prueba de filtrado API.....	82
FIGURA 3.31 Balanza de lodos presurizada.....	83
FIGURA 3.32 Balanza de lodos convencional.....	83
FIGURA 3.33 Bombeo del lodo a la balanza con el émbolo.....	84
FIGURA 3.34 Lubricímetro.....	87
FIGURA 3.35 Muestras tamizadas de la formación.....	89

FIGURA 3.36 Compactador de muestras OFITE.....	90
FIGURA 3.37 Proceso para compactar las muestras....	90
FIGURA 3.38 Proceso para compactar las muestras....	90
FIGURA 3.39 Proceso para compactar las muestras....	91
FIGURA 3.40 Proceso para compactar las muestras....	91
FIGURA 3.41 Proceso para compactar las muestras....	91
FIGURA 3.42 Proceso para compactar las muestras....	91
FIGURA 3.43 Proceso para sacar las pastillas del compactador.....	92
FIGURA 3.44 Proceso para sacar las pastillas del compactador.....	92
FIGURA 3.45 Proceso para sacar las pastillas del compactador.....	92
FIGURA 3.46 Proceso para sacar las pastillas del compactador.....	92
FIGURA 3.47 Proceso para sacar las pastillas del compactador.....	92
FIGURA 3.48 Proceso para sacar las pastillas del compactador.....	92
FIGURA 3.49 Medidor de Hinchamiento Lineal OFITE.....	93
FIGURA 3.50 Realización de la Prueba de Hinchamiento Lineal.....	94
FIGURA 4.1 Filtrado # 1.....	102
FIGURA 4.2 Filtrado # 2.....	102
FIGURA 4.3 Revoque # 3.....	102
FIGURA 4.4 Revoque # 2.....	102

INDICE DE GRÁFICAS

	Pág.
GRÁFICA 3.1 Curva típica de la Prueba de Lubricidad.....	88
GRÁFICA 4.1 Curva de reactividad del pozo Fanny 18B-92.....	98
GRÁFICA 4.2 Análisis Mineralógico d elas muestras seleccionada.....	99
GRÁFICA 4.3 Coeficiente de fricción de los fluidos.....	105
GRÁFICA 4.4 Curva comparativa del Hinchamiento Lineal de los fluido especificados con muestra de 5790' (MBC=30) del pozo Fanny 18B-92.....	107
GRÁFICA 4.5 Curva comparativa del Hinchamiento Lineal de los fluido especificados con muestra de 5830' (MBC=20) del pozo Fanny 18B-92.....	108
GRÁFICA 4.6 Curva comparativa del Hinchamiento Lineal de los fluido especificados con muestra de 6900' (MBC=15) del pozo Fanny 18B-92.....	109
GRÁFICA 4.7 Curva comparativa del Hinchamiento Lineal de los fluido especificados con muestra de 7170' (MBC=10) del pozo Fanny 18B-92.....	110
GRÁFICA 4.8 Curva comparativa del Hinchamiento Lineal	

de los fluido especificados con muestra de
7520' (MBC=15) del pozo Fanny 18B-92.....111

GRÁFICA 4.9 Curva comparativa del Hinchamiento Lineal

de los fluido especificados con muestra de
8900' (MBC=10) del pozo Fanny 18B-92.....112

INDICE DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1 Rango de CEC para minerales arcillosos puros.....	8
TABLA 2 Concentración de aditivos.....	64
TABLA 3 Conversión de unidades de campo a laboratorio.....	65
TABLA 4 Tiempos de mezcla de aditivos de la formulación 1.....	71
TABLA 5 Tiempos de mezcla de aditivos de la formulación 2.....	72
TABLA 6 MBC de las muestras del pozo Fanny 18B-92.....	95
TABLA 7 Muestras seleccionadas para el análisis mineralógico.....	98
TABLA 8 Reología de las formulaciones.....	100
TABLA 9 LSRV @ 0.3 RPM y 120 °F de las formulaciones.....	102
TABLA 10 Prueba de lubricidad # 1.....	104
TABLA 11 Prueba de lubricidad # 2.....	104

INTRODUCCIÓN

En la perforación de pozos petroleros en el Ecuador con lodos base agua existen diversos problemas debido a las diferentes formaciones geológicas que difieren en composición mineralógica. El presente trabajo tiene como objetivo analizar muestras de las formaciones del pozo Fanny 18B-92, mediante la prueba de Azul de Metileno (MBT) y el análisis mineralógico por difracción de rayos X, buscando las más reactivas y representativas, que por lo general son las más problemáticas y formular dos fluidos de perforación con diferentes productos para evaluar el desempeño de los mismos ante las formaciones reactivas seleccionadas.

En este trabajo se utilizan varios productos que por motivos de confidencialidad se da el nombre genérico de estos, en su mayoría polímeros, que le dan al fluido las características necesarias para la perforación. Se preparan dos formulaciones que difieren en la cantidad de aditivos agregados, la concentración de los mismos y el reemplazo de alguno de ellos que cumplirá la misma función pero con otro mecanismo.

El grado de inhibición que ofrecen estos fluidos de perforación ante la reactividad de las muestras elegidas, se observa con la prueba de hinchamiento lineal, pero además se determinan propiedades importantes que ayudan a controlar el pozo como la reología, filtrado API, peso y lubricidad.

CAPÍTULO 1

1. REVISIÓN GENERAL

En este capítulo se presentan conceptos básicos de las arcillas, su composición mineralógica y su influencia en la perforación cuando se prepara un fluido base agua. Se analizan los problemas comunes en la perforación que pueden presentarse si las propiedades del fluido no son las adecuadas, daños en la formación productora por utilizar un fluido sucio, las funciones del fluido de perforación más importantes que nos ayudan a cumplir un buen desempeño en el pozo, y la química de los aditivos de perforación más usados actualmente, los polímeros.

1.1. Química de las Arcillas

1.1.1 Introducción

Según el Manual de Ingeniería de Fluidos de Perforación de M-I SWACO (2001), arcilla es un término que se usa en forma general para describir los sedimentos, suelos o rocas compuestos de partículas minerales y material orgánico de granos extremadamente finos, que tienen un diámetro inferior a

2 micrones, las cuales incluyen la mayoría de los minerales arcillosos.

Estos minerales arcillosos están clasificados como silicatos estratificados ya que la estructura dominante se compone de capas formadas por capas de sílice (anhídrido silícico SiO_4) y alúmina (Hidróxido de aluminio $\text{Al}(\text{OH})_3$). Cada capa unitaria tiene forma laminar y delgada. La mayoría de los minerales arcillosos tienen una morfología laminar.

Otra clasificación de los minerales arcillosos según el libro "Drilling and Drilling Fluids" de G.V Chilingarian (1983), se puede dar de acuerdo a la relación de capas de sílice a capas de alúmina:

- Una capa de sílice y otra de alúmina (1:1)
- Dos capas de sílice y una de alúmina (2:1)
- Dos capas de sílice y dos de alúmina (2:2)

También pueden presentarse estratificados o en forma de aguja.

La figura 1.1 presenta la forma de una partícula de arcilla idealizada que consta de hojas de sílice dispuestas tetraédricamente y hojas de alúmina dispuestas octaédricamente.

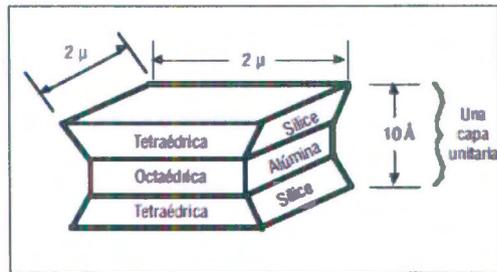


FIGURA 1.1 PARTÍCULA DE ARCILLA IDEALIZADA

FUENTE: Manual de Ingeniería de Fluidos de M-I SWACO

Debido a su importancia, los minerales arcillosos son analizados en el laboratorio para caracterizar sus propiedades, y de esta manera minimizar los problemas que surgen en la perforación a causa de estos, por medio de un fluido de perforación que posea las propiedades necesarias para un buen desempeño en el pozo.

1.1.2. Tipos de Arcillas relacionadas con los fluidos de perforación

Según el Manual de Ingeniería de Fluidos de M-I SWACO (2001), pueden ser clasificados en tres tipos:

- El primer tipo consta de arcillas en forma de aguja no hinchables como la *atapulguita* o la *sepiolita*.
- El segundo tipo son las arcillas laminares no hinchables (o ligeramente hinchables): *ilita*, *clorita* y *kaolinita*.

- El tercer tipo son las *montmorillonitas* laminares muy hinchables.

Las estructuras de los tipos de arcillas mencionados son mostradas en la figura 1.2.

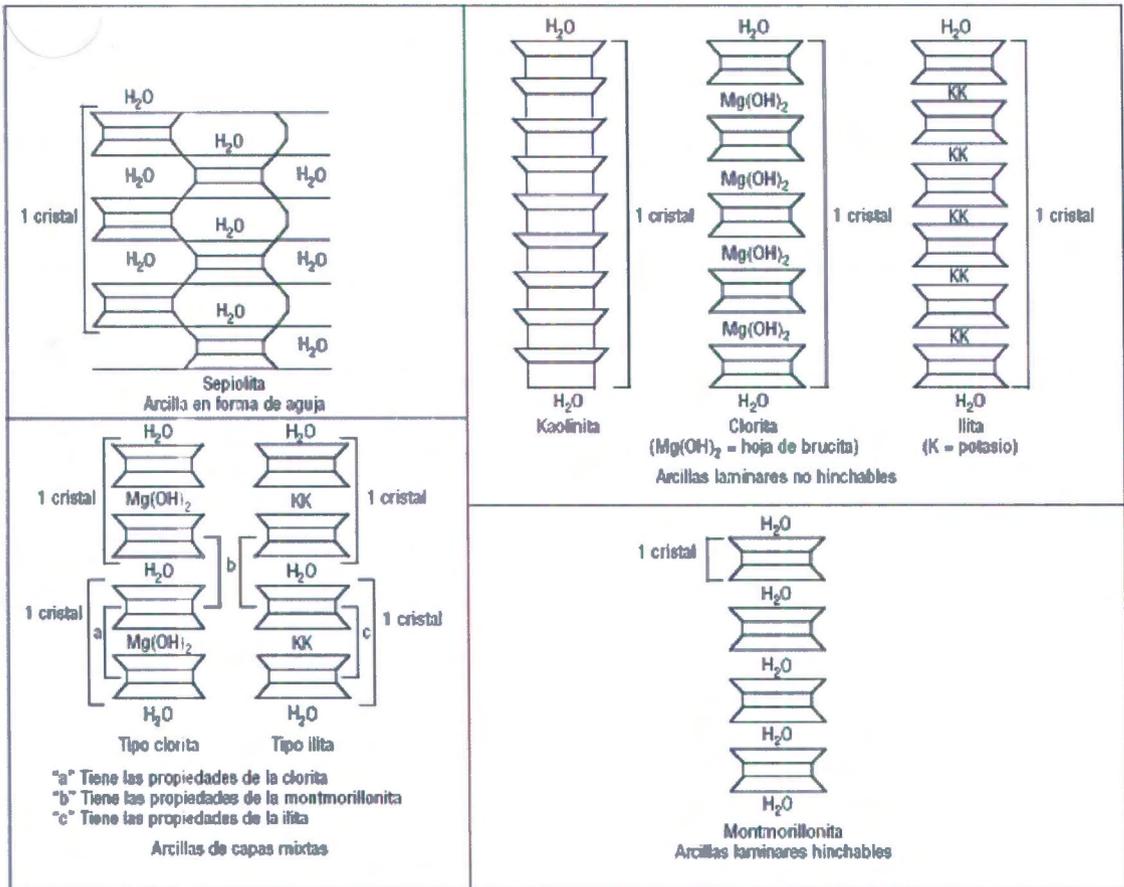


FIGURA 1.2 COMPARACIÓN DE ESTRUCTURAS DE ARCILLAS

FUENTE: Manual de Ingeniería de Fluidos de M-I SWACO

Los minerales arcillosos del primer tipo son generalmente usados para dar viscosidad a fluidos de perforación preparados con agua salada.

El segundo y el tercer tipo de minerales arcillosos se encuentran en forma heterogénea en las formaciones geológicas que son

atravesadas en la perforación de un pozo, variando la cantidad de cada uno según la zona en que se encuentren.

1.1.3. HIDRATACIÓN DE LAS ARCILLAS

Para estudiar este comportamiento, presenta una figura que muestra la comparación entre el hinchamiento de una montmorillonita de sodio y una de calcio (Figura 1.3). Se observa un mayor hinchamiento en la montmorillonita de sodio que en la de calcio, como consecuencia del enlace más débil del catión monovalente sodio (Na^+), por lo que los cationes divalentes como el calcio (Ca^{2+}) incrementan la fuerza de atracción entre las laminillas, reduciendo la cantidad de agua que pueda penetrar y se pueda adsorber en las superficies planares de la arcilla.

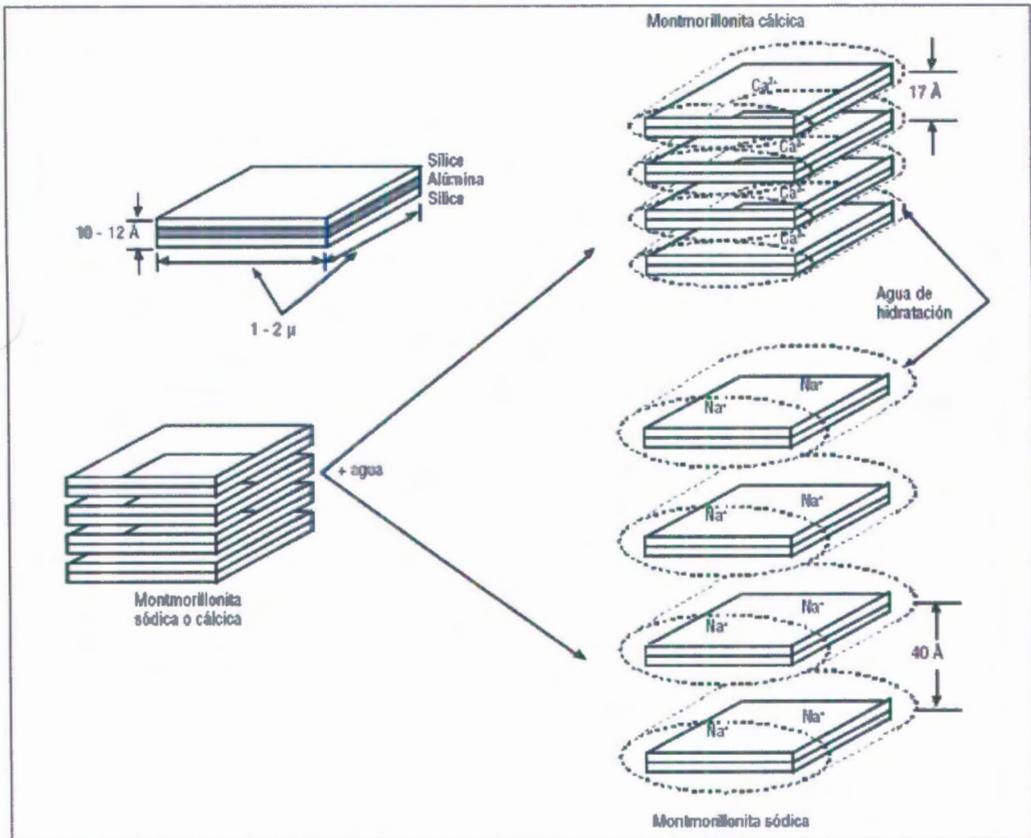


FIGURA 1.3 COMPARACIÓN DEL HINCHAMIENTO PARA LA MONTMORILLONITA CÁLCICA Y SÓDICA

FUENTE: Manual de Ingeniería de Fluidos de M-I SWACO

Además de adsorber el agua y cationes en las superficies exteriores, la esmectita absorbe agua y cationes en las superficies internas de su estructura cristalina, por lo que tiene una capacidad de adsorción de agua más grande que otros minerales arcillosos, lo que se refleja en la Capacidad de Intercambio Catiónico.

Capacidad de Intercambio catiónico (CEC)

Los cationes que se adsorben en la superficie de la capa unitaria de la arcilla pueden ser cambiados por otros cationes. La cantidad de cationes intercambiables por peso unitario de la arcilla es medida y registrada como la CEC (Capacidad de Intercambio Catiónico), expresada en miliequivalentes por 100 g de arcilla seca (meq/100 g). Los rangos de la CEC de los principales minerales arcillosos se encuentran en la tabla 1.

TABLA 1

RANGO DE CEC PARA MINERALES ARCILLOSOS PUROS

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

INFLUENCIA CATIÓNICA SOBRE LA HIDRATACIÓN

Como se presentó anteriormente con la comparación de la hidratación de la montmorillonita cálcica y sódica, los cationes multivalentes producen un enlace más fuerte entre las capas que los monovalentes.

El tamaño del catión influye en la hidratación de arcillas. Los cationes que aumentan de tamaño al hidratarse extienden las distancias entre las capas estimulando la hidratación de arcillas,

por lo cual los cationes monovalentes que tienen un mayor diámetro al hidratarse producen mayor hinchamiento y los cationes multivalentes que tienen menor diámetro hidratado son los más inhibidores. El potasio es un caso especial en esta regla, ya que por su pequeño tamaño encajan perfectamente entre las capas de arcilla, impidiendo el hinchamiento en presencia del agua. La figura 1.4 muestra el tamaño relativo de los cationes más comunes encontrados en las arcillas.

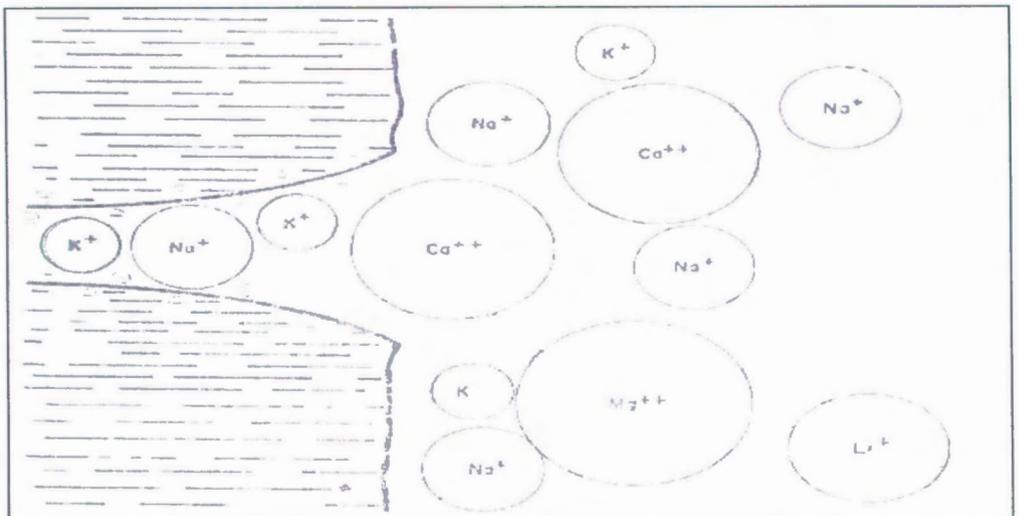


FIGURA 1.4 TAMAÑO RELATIVO DE VARIOS CATIONES

FUENTE: "Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids"

La concentración relativa de cada catión también afecta esta preferencia de intercambio catiónico, por ejemplo, si la concentración iónica de Na^+ es considerablemente más alta que la concentración de Ca^{2+} , el sodio desplazará al calcio.

1.1.4. Procesos de enlace 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.

Las partículas de arcilla están cargadas negativamente en la superficie plana y positivamente en la superficie fina del borde, y depende de la manera en que estas partículas se asocien unas con otras, obtenemos los siguientes estados que pueden presentarse al mismo tiempo más de uno, con un estado de asociación predominando:

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 dispersión, reacción contraria a la agregación, resulta en un mayor número de partículas y viscosidades plásticas más altas.

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 desfloculación es la disociación de las partículas floculadas causando reducción en la viscosidad además de permitir la disposición plana de las partículas de arcilla en el revoque para reducir el filtrado.

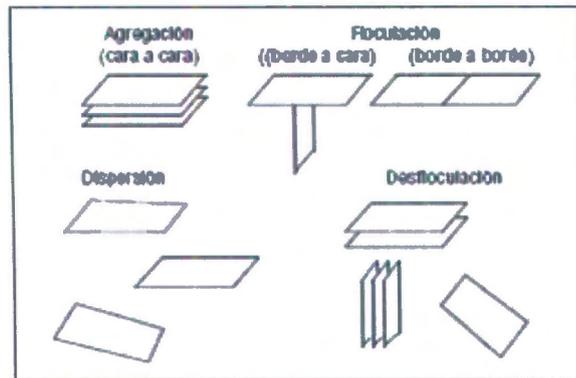


FIGURA 1.5 ASOCIACIÓN DE ARCILLAS

FUENTE: Manual de Ingeniería de Fluidos de M-I SWACO

1.2. Problemas comunes en la perforación

Los problemas que se dan a conocer, surgen cuando el fluido de perforación no cumple con todos los requerimientos en el pozo. Esto causa un aumento de costos, y si no se soluciona rápido puede llegar a complicaciones graves, tales como la pérdida de la sarta de perforación o la pérdida total del pozo. Cabe recalcar que además de tener un fluido de perforación adecuado, se debe realizar una buena práctica en la perforación para evitar estos problemas.

1.2.1. Inestabilidad del pozo a causa de la hidratación de arcillas

La hidratación por el agua es una de las causas más importantes de la inestabilidad del pozo.

Puede ocurrir de dos maneras en las arcillas sensibles al agua:

Hidratación Superficial: Ocurre cuando un pequeño volumen de agua se adsorbe fuertemente en las superficies planas de las arcillas.

Hidratación Osmótica: Ocurre cuando la salinidad del agua contenida en las arcillas es mayor que la salinidad del fluido de perforación base agua, lo que atrae un volumen de agua a las superficies de la arcilla, siendo esta el medio semipermeable donde ocurre el fenómeno de ósmosis.

La adsorción e hidratación osmótica ablandan e hinchan el pozo expuesto en arcillas, causando un pozo reducido que puede dejar la tubería atrapada y aumentando el potencial de dispersión y embolamiento de la broca (figura 1.6). Es importante tener un fluido de perforación lo suficientemente inhibido para minimizar la hidratación de arcillas.

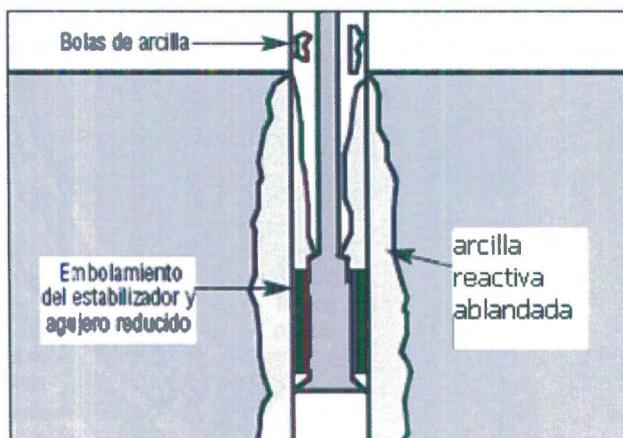


FIGURA 1.6 FORMACIÓN REACTIVA

FUENTE: Manual de Ingeniería de Fluidos de M-I SWACO

1.2.2. Empaquetamiento del pozo

El empaquetamiento del pozo es la restricción física a la sarta de perforación causado por la acumulación de ripios de perforación, fragmentos de la formación, cemento o alguna basura externa.

A continuación se muestran las formas de empaquetamiento del pozo:

Recortes depositados. Cuando el fluido de perforación no lleva todos los recortes a superficie, estos se acumulan en el pozo, provocando el empaquetamiento por lo general en alrededor del ensamblaje de fondo que trae consigo la pega de la tubería de perforación (figura1.7).

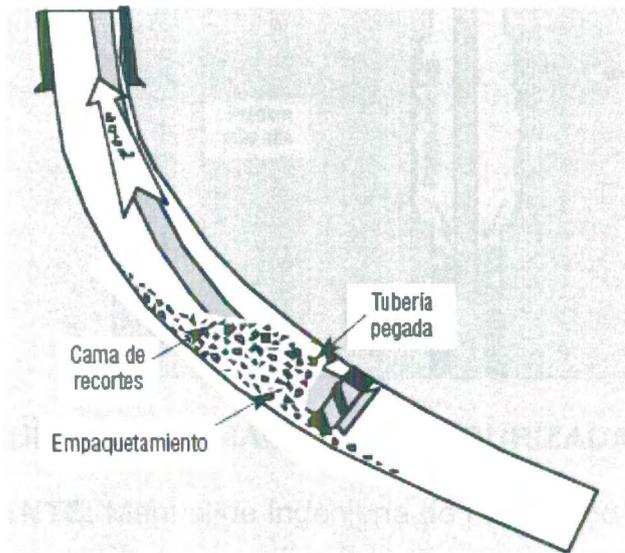


FIGURA 1.7 PEGA DE TUBERÍA POR ACUMULACIÓN DE RECORTES

FUENTE: Manual de Ingeniería de Fluidos de M-I SWACO

Inestabilidad de la formación.

- **Lutitas presurizadas.** Son muy inestables y cuando se perforan con un peso de lodo insuficiente, se desprenden dentro del pozo (figura 1.8). Además el fluido debe tener un material que selle las lutitas para mejorar la estabilidad del hueco.

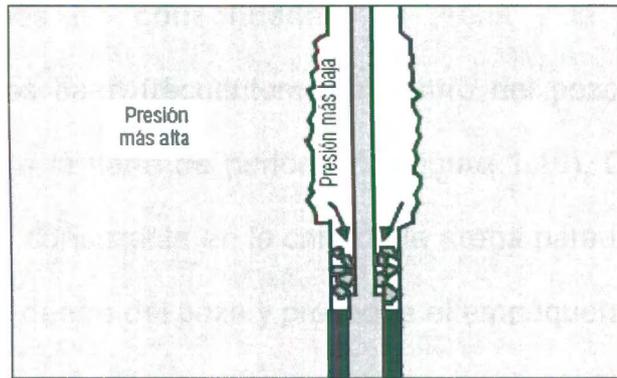


FIGURA 1.8 FORMACIONES PRESURIZADAS

FUENTE: Manual de Ingeniería de Fluidos de M-I SWACO

• **Formaciones fracturadas y falladas.**

Éstas son formaciones frágiles que son mecánicamente incompetentes. Estas fracturas y fallas deben ser taponadas con un material sellante que impida que la formación se desprenda dentro del pozo al ser atravesada por este (figura 1.9).

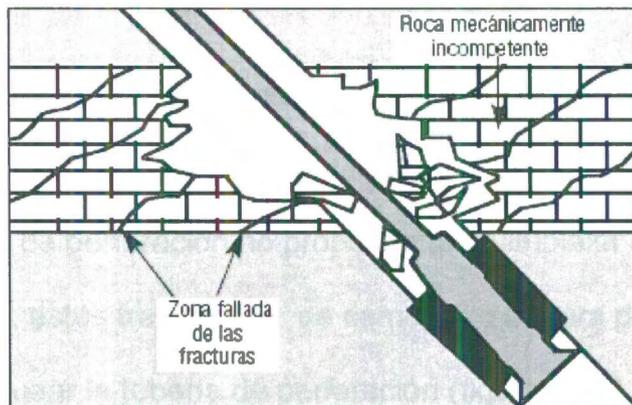


FIGURA 1.9 FORMACIONES FRACTURADAS Y FALLADAS

FUENTE: Manual de Ingeniería de Fluidos de M-I SWACO

Formaciones no consolidadas. La arena y la gravilla no consolidadas caen frecuentemente dentro del pozo y obturan alrededor de la sarta de perforación (figura 1.10). Debe existir un revoque consistente en la cara de la arena para impedir que ésta “fluya” dentro del pozo y provoque el empaquetamiento.

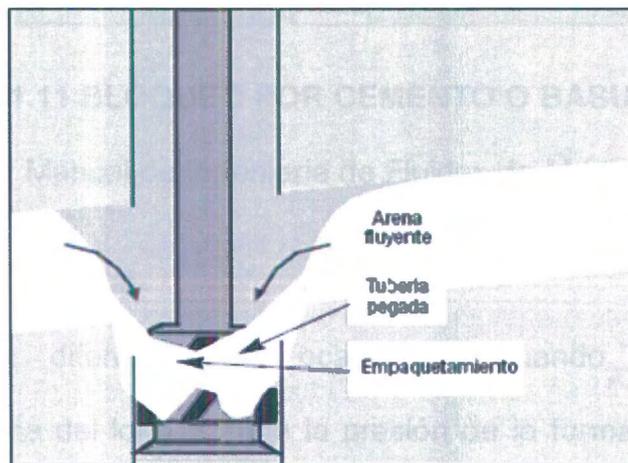


FIGURA 1.10 FORMACIONES NO CONSOLIDADAS

FUENTE: Manual de Ingeniería de Fluidos de M-I SWACO

Cemento o basura en el pozo. Después de la cementación, se debe moler el cemento y la zapata para continuar perforando. Si el fluido de perforación no proporciona la limpieza adecuada en el pozo, estos fragmentos de cemento o basura pueden llegar bloquear la tubería de perforación (figura 1.11)

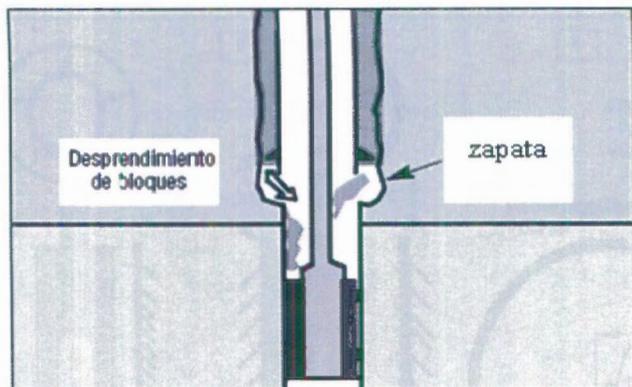


FIGURA 1.11 BLOQUEO POR CEMENTO O BASURA

FUENTE: Manual de Ingeniería de Fluidos de M-I SWACO

1.2.3 Pega Diferencial

La pega diferencial es ocasionada cuando la presión hidrostática del lodo excede la presión de la formación siendo esta permeable, produciendo una pérdida de filtrado hacia la formación y la deposición de un revoque muy grueso que aumenta el área de contacto entre el pozo y la tubería de perforación, generando mayor fricción que impide el movimiento de la sarta.

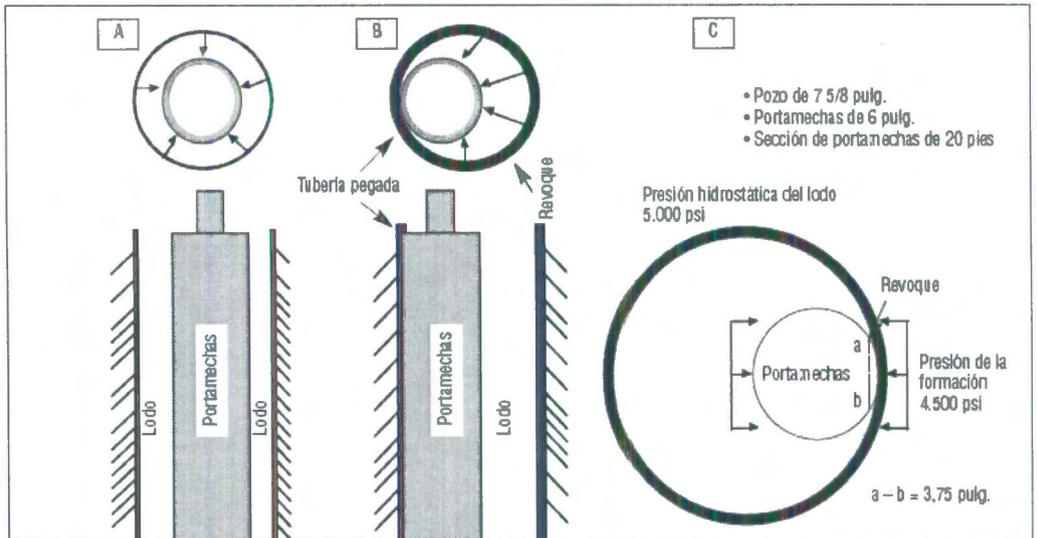


FIGURA 1.12 MECANISMO DE PEGADURA POR PRESIÓN DIFERENCIAL

FUENTE: Manual de Ingeniería de Fluidos de M-I SWACO

1.3 Daños a la formación productora

Taponamiento causado por sólidos. Las gargantas de poro de la formación productora pueden ser taponadas por los sólidos contenidos en un fluido de perforación y causar daños a la formación. En la figura 1.13 se presenta la fotografía tomada por un microscópico electrónico de barrido de la matriz de una arenisca donde se observa las gargantas porales.

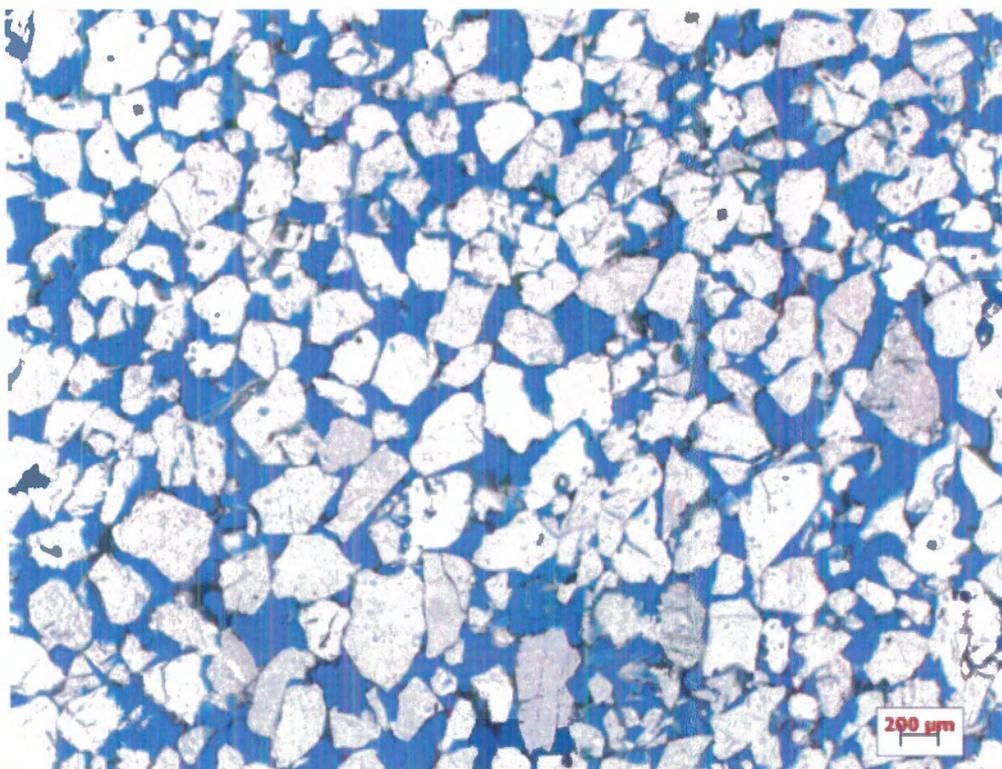


FIGURA 1.13 MATRIZ DE UNA ARENISCA

FOTO TOMADA POR EL PERSONAL DE MI-SWACO EN E.E.U.U.

Estos estudios se realizan para obtener la granulometría apropiada de los sólidos que se añaden al fluido de perforación de yacimiento para puentear las gargantas de poro de la formación, utilizando para ello exclusivamente materiales solubles en ácido como el carbonato de calcio. Como regla general, una granulometría del 90% de los sólidos igual a los diámetros de garganta de poro más grandes proporciona un taponamiento excelente y una buena base para la deposición del revoque. En la figura 1.14 se compara un puenteo malo con uno bueno, notándose la importancia del revoque, ya que

este no permite el paso de sólidos finos que pueden dañar la formación. Si los sólidos contenidos en el fluido de perforación de yacimiento son demasiado finos para puentear e iniciar un revoque en la cara de la arena, pueden invadir la matriz del yacimiento y formar un revoque interno, disminuyendo la productividad de la formación.

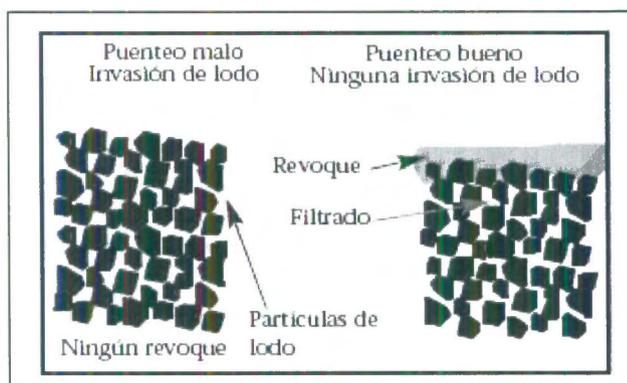


FIGURA 1.14 COMPARACIÓN DE PUENTEOS

FUENTE: Manual de Ingeniería de Fluidos de M-I SWACO

1.4 Funciones del Fluido de Perforación

Las funciones del fluido de perforación describen las tareas que el mismo es capaz de desempeñar con ayuda de sus propiedades físicas que contribuyen a varios aspectos importantes para la perforación exitosa de un pozo.

Las funciones más comunes del fluido de perforación y las propiedades físicas que se analizan en el presente trabajo son las siguientes:

1. Retirar los recortes del pozo. Esto se logra con una buena reología del fluido de perforación, donde intervienen los valores de viscosidad plástica, punto cedente, viscosidades a bajas tasas de corte (LSRV). Esto a su vez nos sirve para obtener información de la formación y asegurar una evaluación adecuada de la misma.

2. Controlar las presiones de la formación. La densidad debe ser la adecuada para evitar la arremetida del pozo.

3. Suspender recortes y el material densificante durante los periodos estáticos. La característica de los fluidos de perforación de formar una estructura de gel (tixotropía) cuando no se aplica algún esfuerzo de corte, suspende los sólidos.

4. Obturar las formaciones permeables y minimizar los daños al yacimiento. Debe existir un revoque consistente y delgado para evitar la pega diferencial además del daño de formación por pérdida de filtrado.

5. Mantener la estabilidad del agujero. El fluido de perforación debe tener inhibidores para impedir el desmoronamiento de arcilla en el pozo por hidratación, además de un material que selle lutitas inestables o formaciones fracturadas.

6. Lubricar la barrena y la sarta de perforación. La lubricidad es importante para disminuir la resistencia friccional a la rotación (torque) y la resistencia friccional para elevar y bajar la barrena y tubería de perforación (arrastre).

1.5 Polímeros

Los polímeros han sido usados en los fluidos de perforación desde los años 1930. Desde esa época, se han vuelto más especializados y en consecuencia, su aceptación ha aumentado siendo los productos más utilizados en la perforación, formando parte de casi todo sistema base agua en la actualidad. El desarrollo ilimitado de polímeros hace que los mismos sean aplicables a prácticamente cada función del fluido de perforación.

Definición

Según el Manual de Ingeniería de Fluidos de Perforación de M-I SWACO, un polímero es una molécula de gran tamaño que se compone de pequeñas unidades repetidas idénticas llamadas *monómeros*. La polimerización ocurre cuando los monómeros se juntan para formar la molécula de polímero de gran tamaño.

ESTRUCTURA DE LOS POLÍMEROS

En las figuras 1.15, 1.16 y 1.17 se muestran las formas de las cadenas de los polímeros.



FIGURA 1.15 ESTRUCTURA LINEAL DE POLÍMEROS

FUENTE: Manual de Ingeniería de Fluidos de M-I SWACO

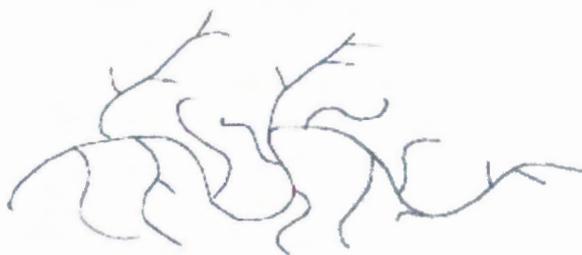


FIGURA 1.16 ESTRUCTURA RAMIFICADA DE POLÍMEROS

FUENTE: Manual de Ingeniería de Fluidos de M-I SWACO

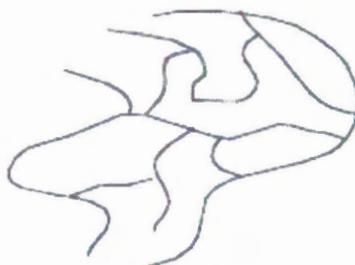


FIGURA 1.17 ESTRUCTURA ENTRECruzADA DE POLÍMEROS

FUENTE: Manual de Ingeniería de Fluidos de M-I SWACO

CLASIFICACIÓN DE LOS POLÍMEROS

De acuerdo a su origen, los polímeros usados en los fluidos de perforación vienen en tres tipos:

- De origen natural
- De origen natural modificados
- Derivados sintéticamente

CAPÍTULO 2

2. INFORMACIÓN DE CAMPO

Una vez cubiertos los conocimientos básicos para empezar este trabajo, en el presente capítulo empieza el desarrollo del mismo, el cual consiste en la recolección de las muestras de las formaciones durante la perforación del pozo Fanny 18B-92 en el bloque Tarapoa. Luego de conocer la ubicación del lugar, se muestra el procedimiento de recolección de muestras, finalizando con la litología de la zona presentada en un registro de lodos.

2.1 Ubicación del campo y del pozo

La Cuenca Oriente del Ecuador cubre un área de aproximadamente 100.000 km² y está localizada entre las montañas de los Andes al occidente y el escudo Guayanés al oriente. El Bloque Tarapoa está localizado en la parte oriental de la cuenca Oriente que contiene la formación Napo, productora de hidrocarburos y pertenece al período Cretácico. En la figura 2.1 se observa la ubicación del bloque en el Ecuador.



FIGURA 2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL BLOQUE TARAPOA

La figura 2.2 muestra los campos y pozos perforados que tiene el bloque, más las estructuras geológicas ricas en hidrocarburos.

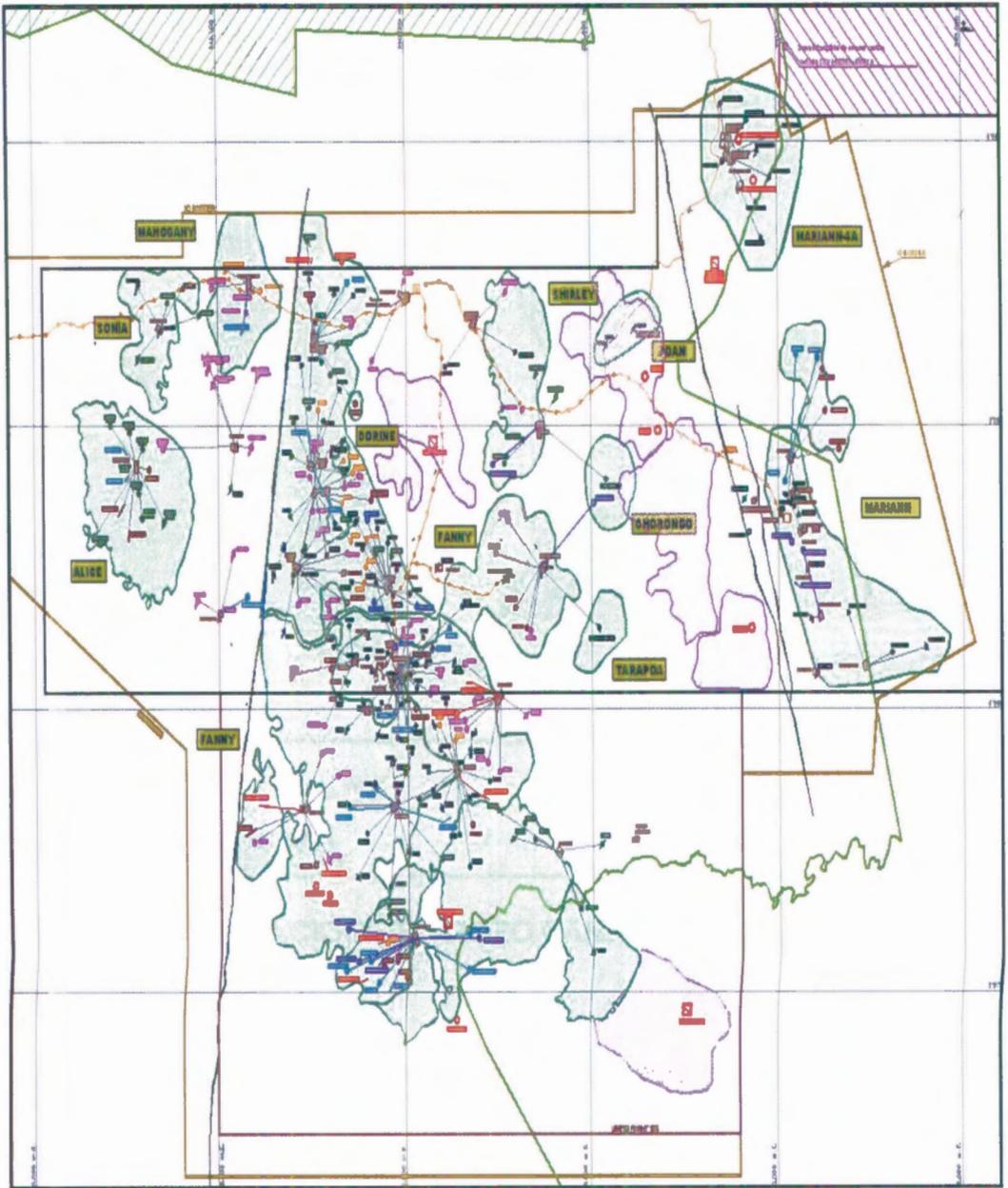


FIGURA 2.2 MAPA BASE DEL BLOQUE TARAPOA

La figura 2.3 muestra la localización del pozo en el campo Fanny, localizado en la región central del Bloque Tarapoa.

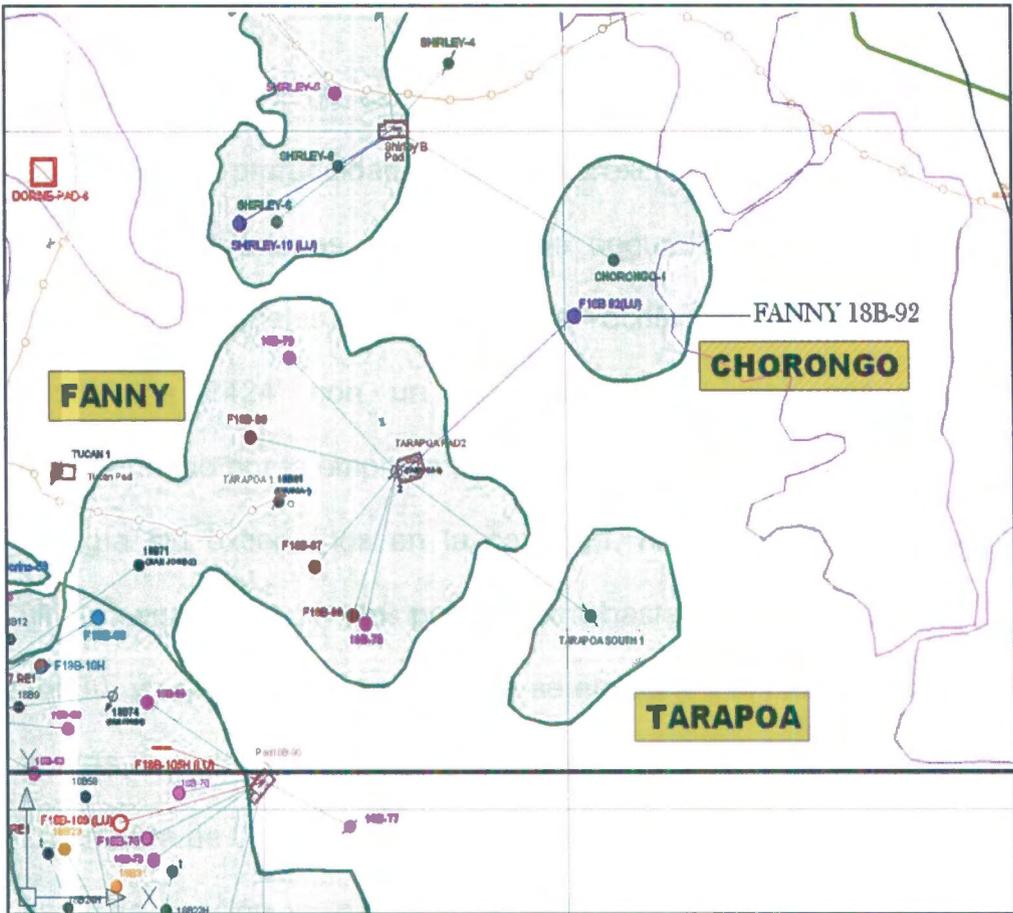


FIGURA 2.3 UBICACIÓN DEL POZO FANNY 18B-92

2.2 Procedimiento de recolección de muestras

Objetivo

Hacer un muestreo total del pozo FANNY 18 B92 para realizar un análisis de laboratorio y posteriormente formular un fluido de perforación.

Resumen

El arribo del autor de este trabajo al pozo se produjo cuando se perforaba a la profundidad de 1900' aproximadamente, hasta recibir todas las inducciones, el equipo de seguridad personal y alistar todos los materiales, se empezó la recolección de muestras se desde los 2424' con un intervalo de 30 pies por muestra recomendado por la empresa para poder observar las variaciones de litología sin excedernos en la cantidad, hasta los 10380' y en la última sección fue 20 pies por muestra hasta la profundidad total de 10930, ya que esa zona es donde se encuentra el hidrocarburo y es la más importante de estudiar. El pozo se divide en tres secciones. La primera de 0' a 5910' en la cual se recolectaron 117 muestras. La segunda sección va de 5910' a 9004' donde se recolectaron 103 muestras. En la última sección de 9004' hasta la profundidad total fueron 46 muestras del intervalo 9004' a 10380 y 28 muestras del intervalo 10380 a 10930', dando un total de 294 muestras recolectadas en todo el pozo.

Materiales

- 300 bolsas herméticas (Ziploc)
- 1 Jarra
- 1 Marcador
- 1 Cronómetro

- 1 Tamiz
- 1 fuente que proporcione agua (llave o manguera)
- Papel de aluminio
- Cajas

Procedimiento

1. Se debe tener un control de los parámetros de perforación para calcular el tiempo de viaje de los ripios a superficie conociendo además los diámetros de las tuberías y del hueco. El cálculo del tiempo se detalla más adelante. Cuando la compañía de servicio encargada de la parte geológica llega a la locación, este tiempo se lo obtiene mediante un programa de la empresa, que tiene básicamente el mismo procedimiento descrito, sólo que lo hace más rápido y con menos contratiempos.
2. Se espera que los minutos que toman los ripios para llegar superficie culminen, posicionado en el final de las zarandas y con la jarra se los recoge al terminar el tiempo.
3. A continuación se vierte todo el contenido de la jarra en el tamiz con el fin de escurrir el líquido para quedarse con los sólidos.
4. Después se lavan los recortes con agua, teniendo mucho cuidado de no retirar sus componentes principales (figura 2.4).



FIGURA 2.4. MUESTRA DE RIPIOS SIENDO LAVADA

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

16 DE MAYO DEL 2008

5. Se las pone encima de papel de aluminio a secar al sol o en un secador de muestras en caso de que halla alguno en la locación.
6. Por último se las coloca en una bolsa de cierre hermético (Ziploc) escribiendo en la misma con un marcador permanente, datos como la profundidad, la formación.
7. Se guardan las muestras en cajas clasificadas con el nombre del campo y el pozo provenientes, que tienen como destino el laboratorio de M-I SWACO en Quito.
8. Se repiten los pasos del 2 al 6 hasta llegar a la profundidad total.

Nota: En caso que no se pueden secar las muestras en la locación, se las guarda en la bolsa de cierre hermético después de lavarlas, para ponerlas a secar en el laboratorio en Quito. De la figura 2.5

hasta la 2.8 podemos apreciar las muestras guardadas en cajas, notándose la diferencia de color debido a las diversas formaciones.



FIGURA 2.5

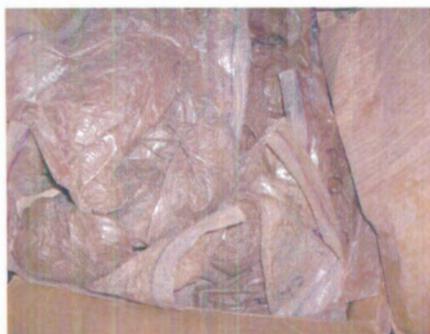


FIGURA 2.6



FIGURA 2.7



FIGURA 2.8

MUESTRAS DE LAS FORMACIONES ALMACENADAS EN CAJAS

FOTOS TOMADAS POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

16 DE JUNIO DEL 2008

La figura 2.9 muestra el proceso de secado de muestras, que consiste en colocarlas al sol en papel aluminio y con la ayuda de un martillo aplastarlas hasta reducirlas de tamaño lo más que se pueda.



FIGURA 2.9 PROCESO DE SECADO DE MUESTRAS EN EL LABORATORIO

FOTO TOMADA POR PERSONAL DE M-I SWACO

19 DE JUNIO DEL 2008

En la figura 2.10 se visualiza como quedan las muestras una vez secas y compactadas. En la figura 2.11 están guardadas, especificando la profundidad y la formación de donde provienen.



FIGURA 2.10



FIGURA 2.11

FIGURAS 2.10 MUESTRAS DE LAS FORMACIONES SECAS

FIGURAS 2.11 MUESTRAS CLASIFICADAS COLOCADAS EN

BOLSAS HERMÉTICAS

FOTOS TOMADAS POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

19 DE JUNIO DEL 2008

Cálculo de los tiempos de viaje de las muestras a superficie

Las ecuaciones mostradas a continuación son obtenidas del Manual de Ingeniería de Fluidos de MI-SWACO (2001).

1. Se calcula la capacidad en el espacio anular:

$$Canular = \frac{D^2 - d^2}{1029.4} \text{ bbls/ft}$$

D= Diámetro del hoyo

d = Diámetro externo de la tubería de perforación

2. Se calcula el volumen en el espacio anular hasta la profundidad de la muestra:

$$Vanular = Canular \times Profundidad \text{ bbls}$$

3. Este volumen final se divide con el número de barriles por stroke que tienen las bombas que es igual a 0.03 y se obtiene el número total de strokes necesarios para desplazar ese volumen:

$$\#strokes = \frac{Vanular}{0.03BPS}$$

4. Finalmente para obtener el tiempo en minutos se suman los stokes por minuto de las en operación y se los divide para los stokes totales.

$$tiempo = \frac{\#strokes}{SPM}$$

2.3 Litología de las formaciones atravesadas.

Para conocer la litología de todo el pozo perforado se recurre al registro de lodos elaborado en profundidad medida (MD) brindado por la empresa de servicios encargados de la parte geológica en la perforación. Se especifica gráficamente diversas litologías que pueden ser encontradas en el pozo y ser colocadas en el registro en la figura 2.12. De la figura 2.13 hasta la 2.15 se presenta el registro dividido en 13 partes. El registro cuenta con información de la profundidad, porcentaje de litología observado en las muestras, afloramientos de hidrocarburos, litología interpretada por el Geólogo y las descripciones.

Se pueden apreciar las distintas formaciones que existen en la cuenca oriente: Chalcana, Ortegua, Tiyuyacu, Tena y Napo. Cabe notar que los topes y bases de las formaciones varían según la zona en que se encuentren en la cuenca oriente ecuatoriana.

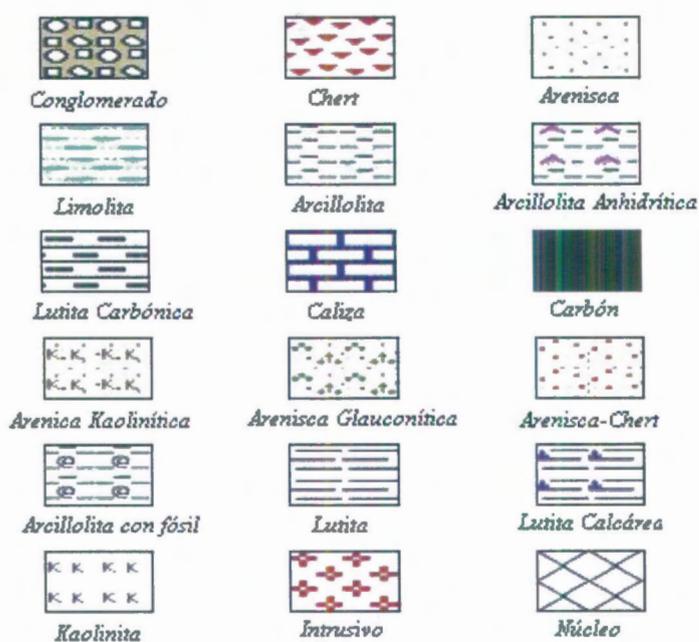


FIGURA 2.12 LITOLOGÍA DEL REGISTRO DE LODOS

Profundidad (ft)	Litología (%)	Afloramientos	Litología Interpretada	Descripciones
5000		PMG		

FIGURA 2.13 REGISTRO DE LODOS (PARTE # 1)

La formación Chalcana que se encuentra en la primera sección del pozo, se la perfora rápidamente, dispersando las arcillas encontradas en la litología, evitando su floculación que puede causar serios problemas.

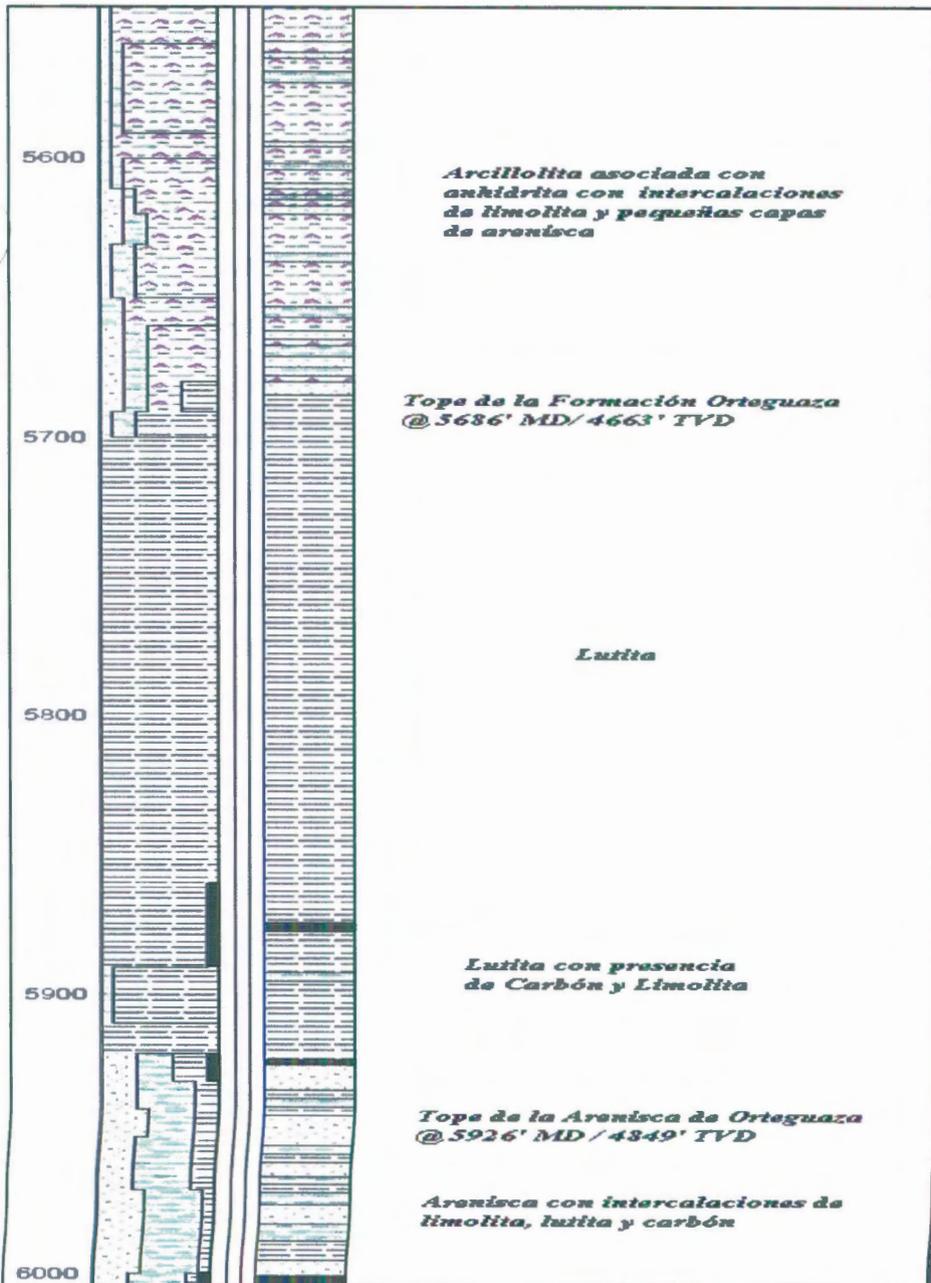


FIGURA 2.14 REGISTRO DE LODOS (PARTE # 2)

La segunda sección del pozo comienza en Ortegaza, compuesta principalmente de lutita, con un cuerpo de arenisca.

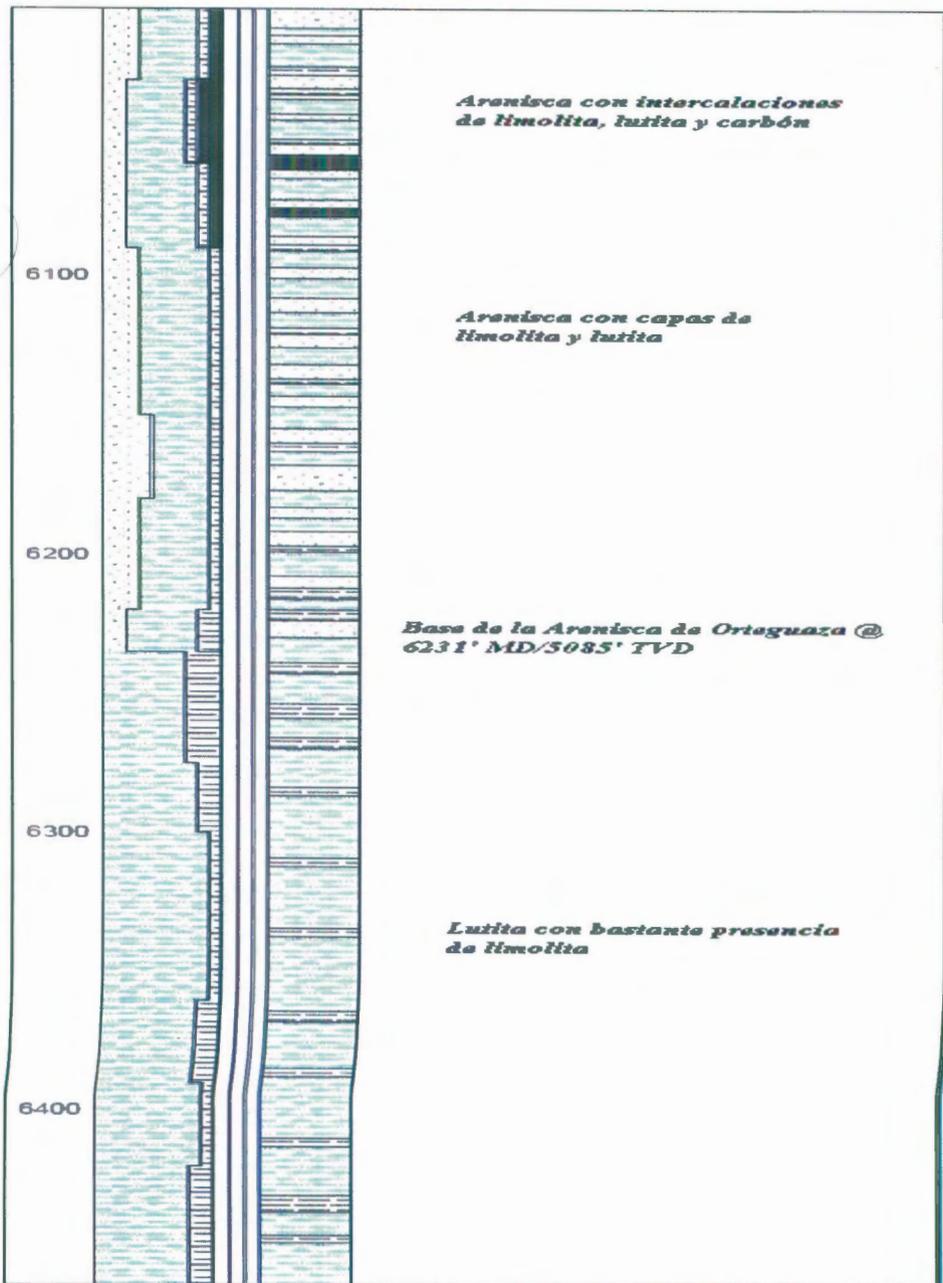


FIGURA 2.15 REGISTRO DE LODOS (PARTE # 3)

Se requiere agregar carbonato de calcio al fluido para evitar la pega diferencial en la arenisca presente en la formación.

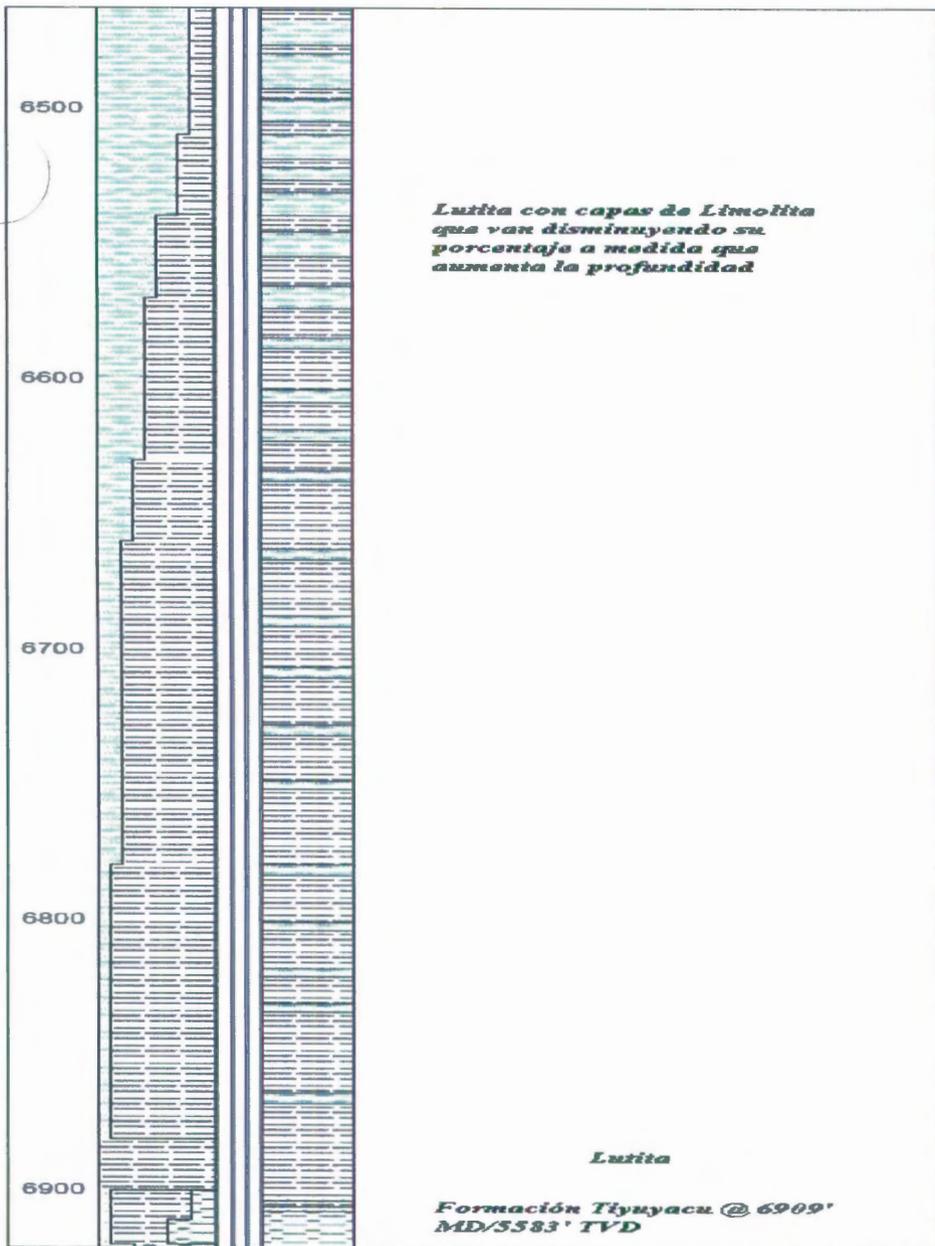


FIGURA 2.16 REGISTRO DE LODOS (PARTE # 4)

La lutita presenta problemas de inestabilidad por que se necesita un material sellante, además de un fluido inhibido.

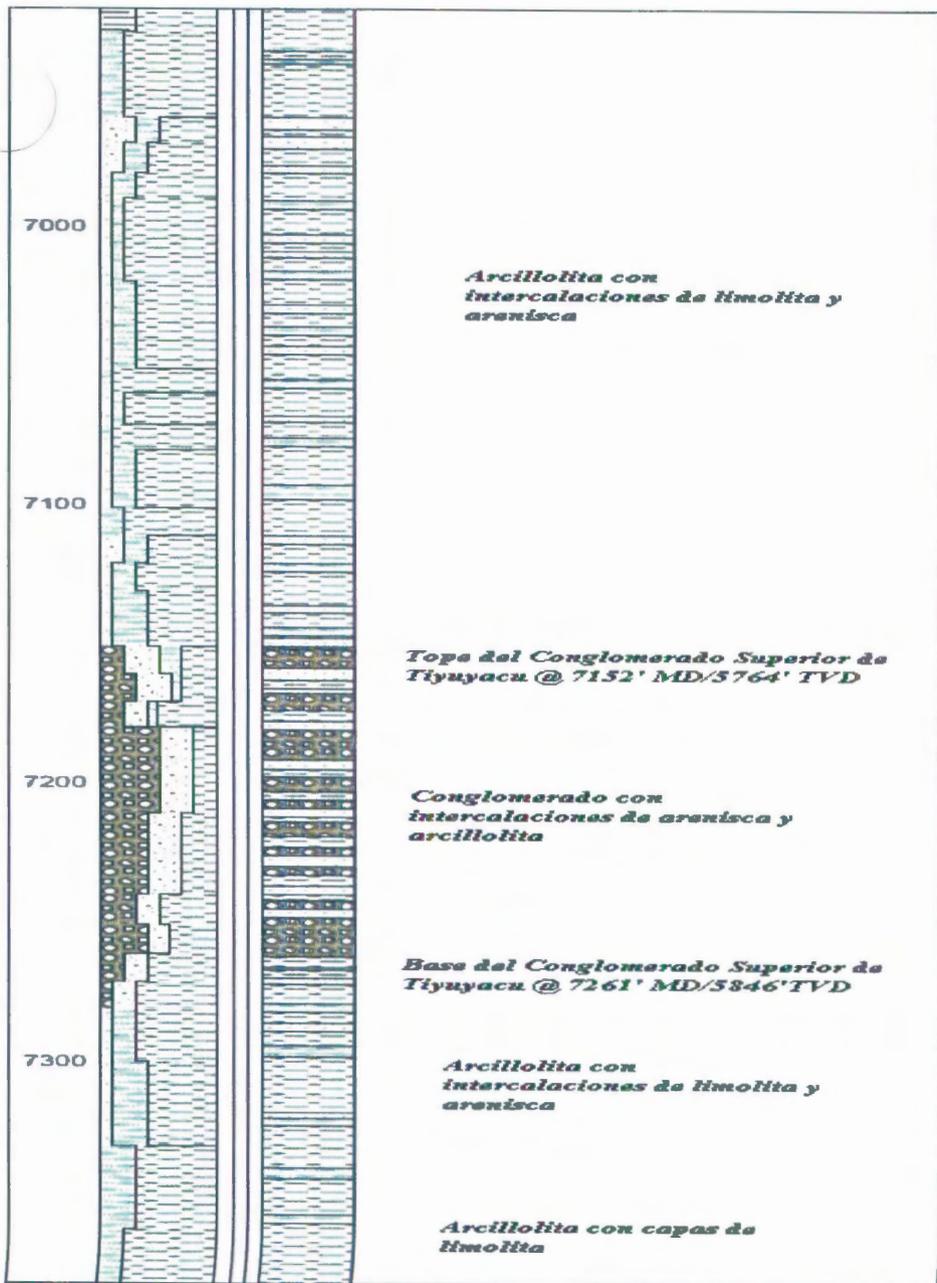


FIGURA 2.17 REGISTRO DE LODOS (PARTE # 5)

Los inhibidores son importantes en Tiyuyacu además de surfactantes que impidan el embolamiento de la broca por las arcillas.

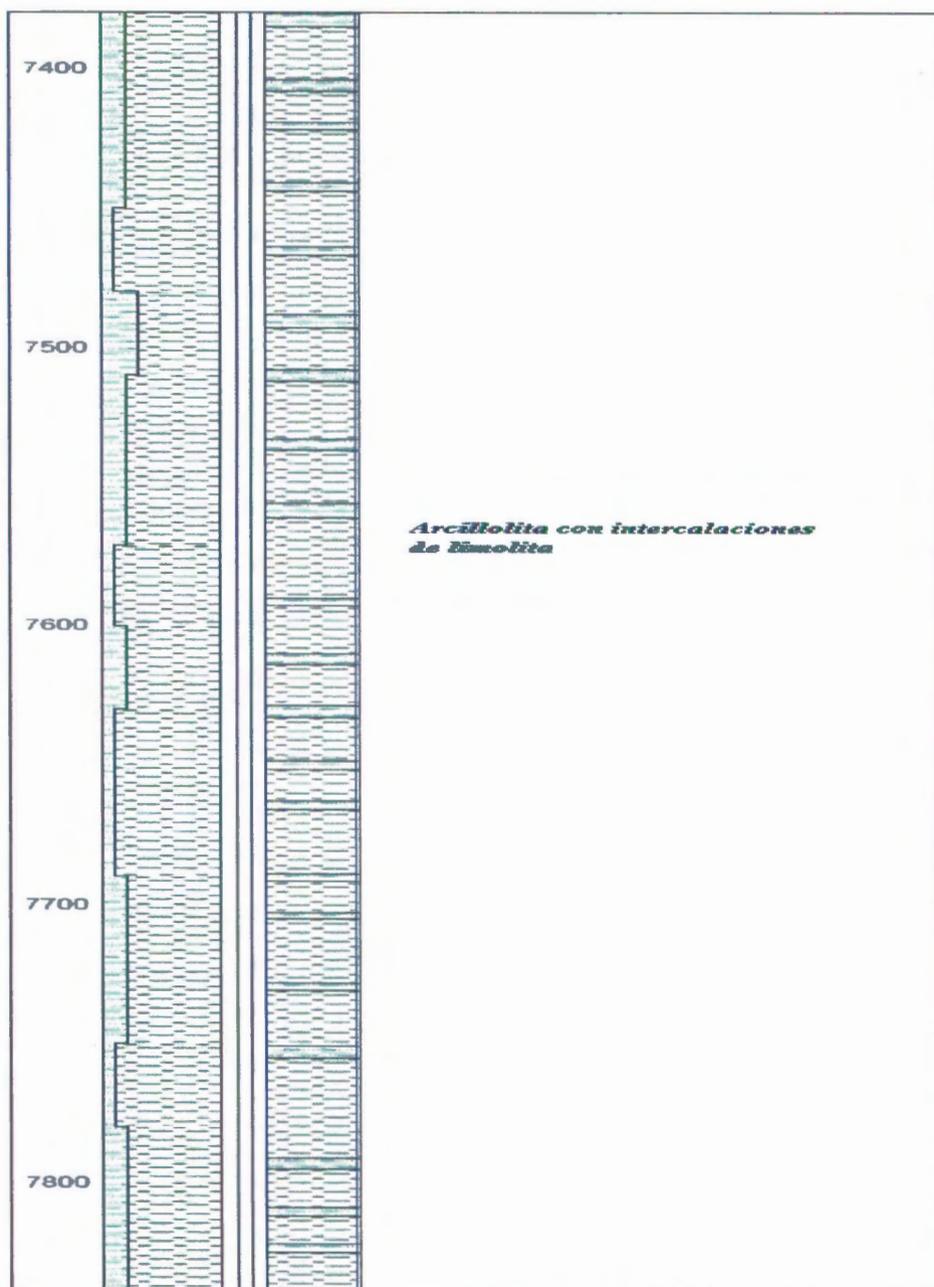


FIGURA 2.18 REGISTRO DE LODOS (PARTE # 6)

Cabe recalcar la importancia de perforar a una baja tasa de penetración (ROP) para evitar el embolamiento.

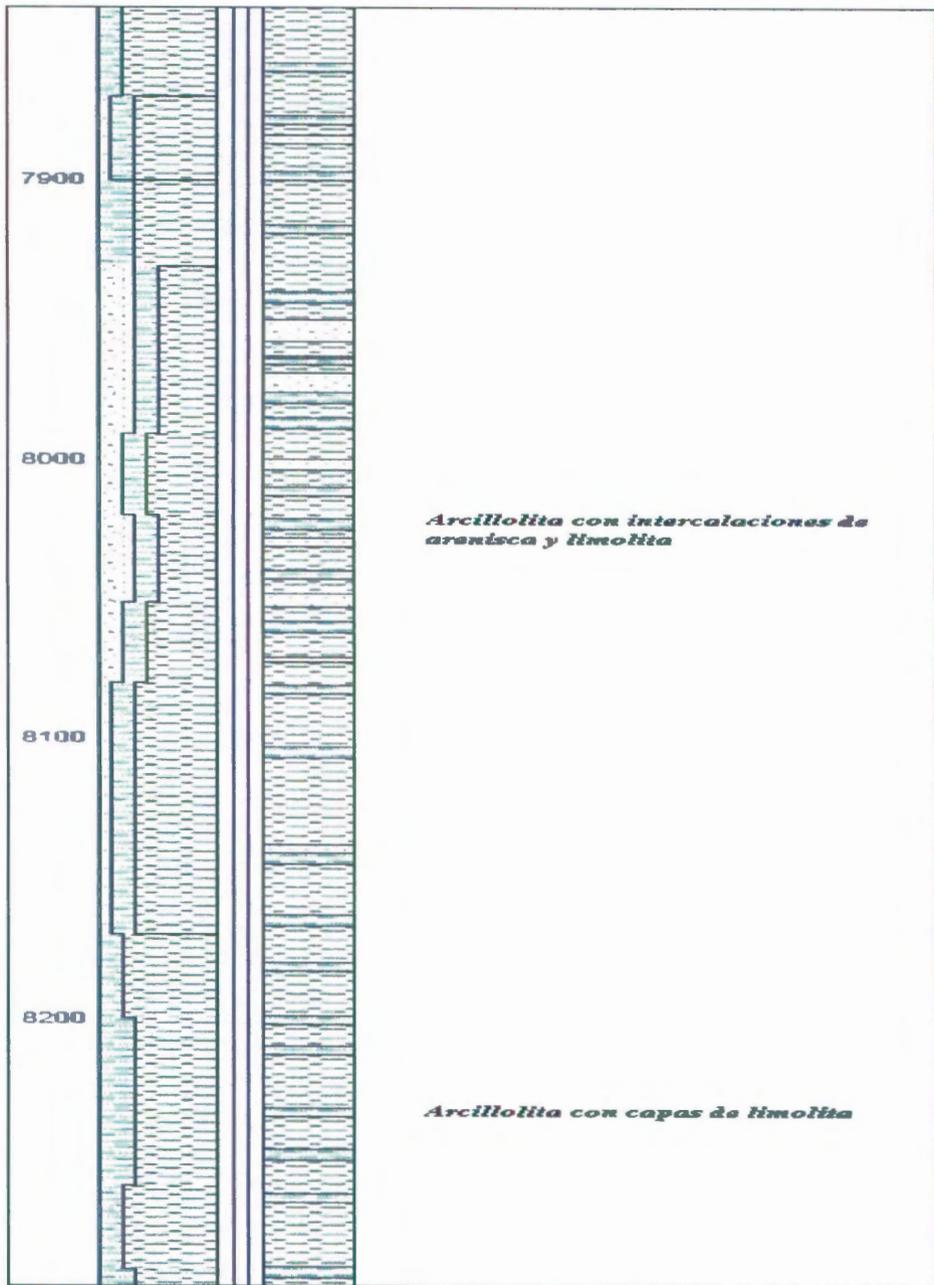


FIGURA 2.19 REGISTRO DE LODOS (PARTE # 7)

La cantidad de limolita y arenisca en la formación no genera tantos problemas como los que se posee con la arcillolita.

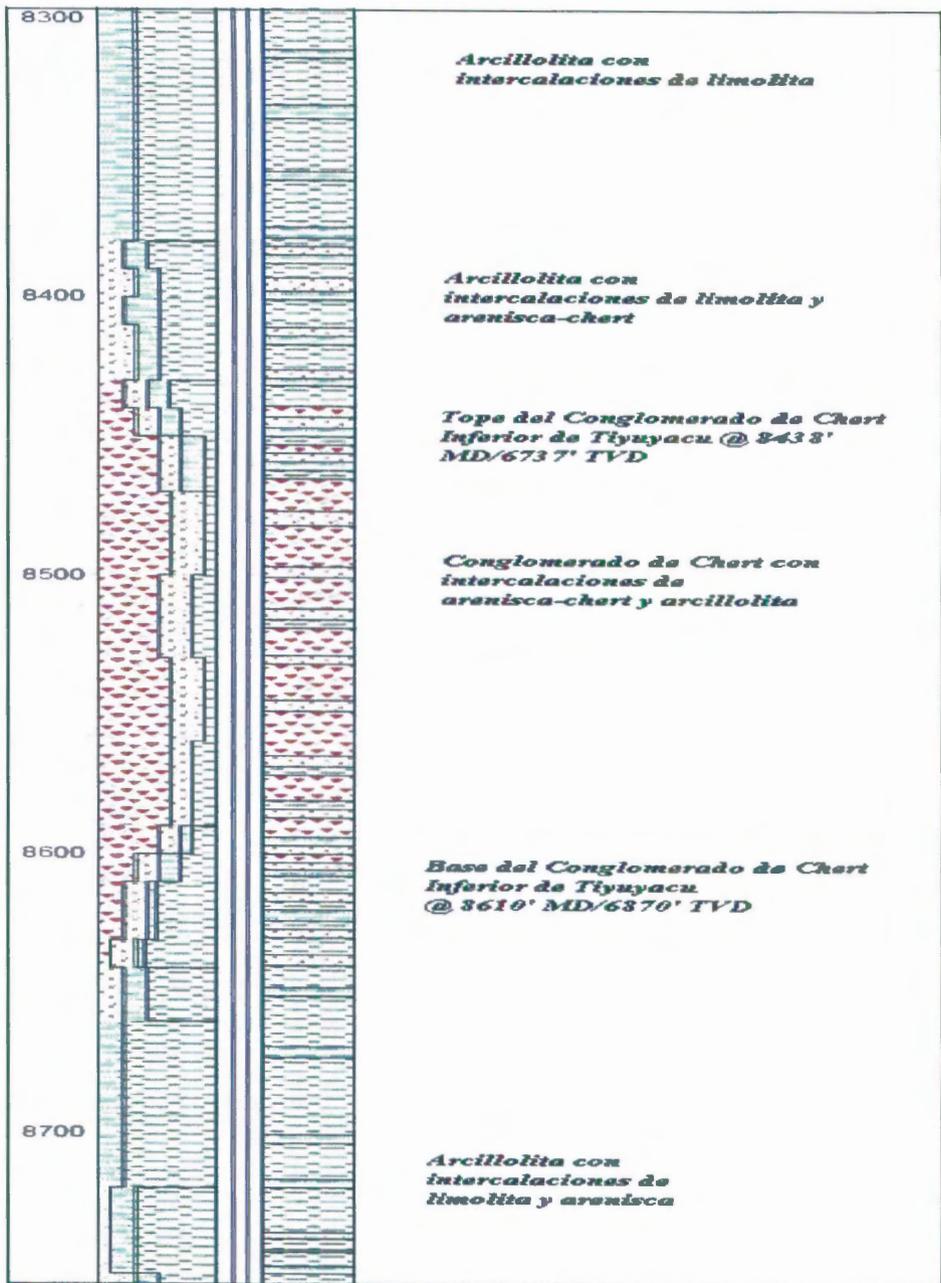


FIGURA 2.20 REGISTRO DE LODOS (PARTE # 8)

Los conglomerados superior e inferior son rocas muy duras por lo que antes de encontrarlos se debe disminuir la ROP.

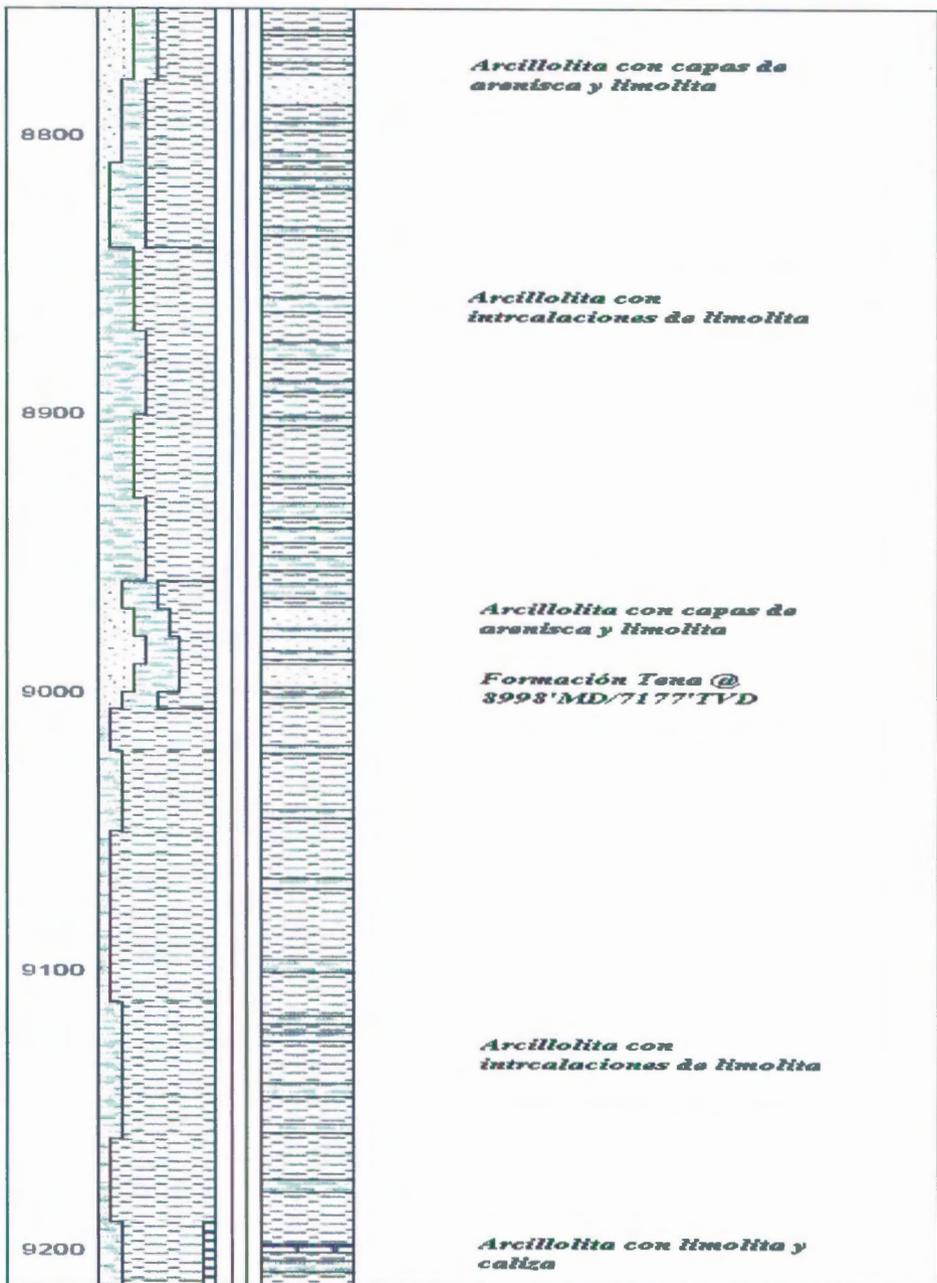


FIGURA 2.21 REGISTRO DE LODOS (PARTE # 9)

La formación Tena presenta arcillolita de diferente composición que en Tiyuyacu además de caliza y limolita.

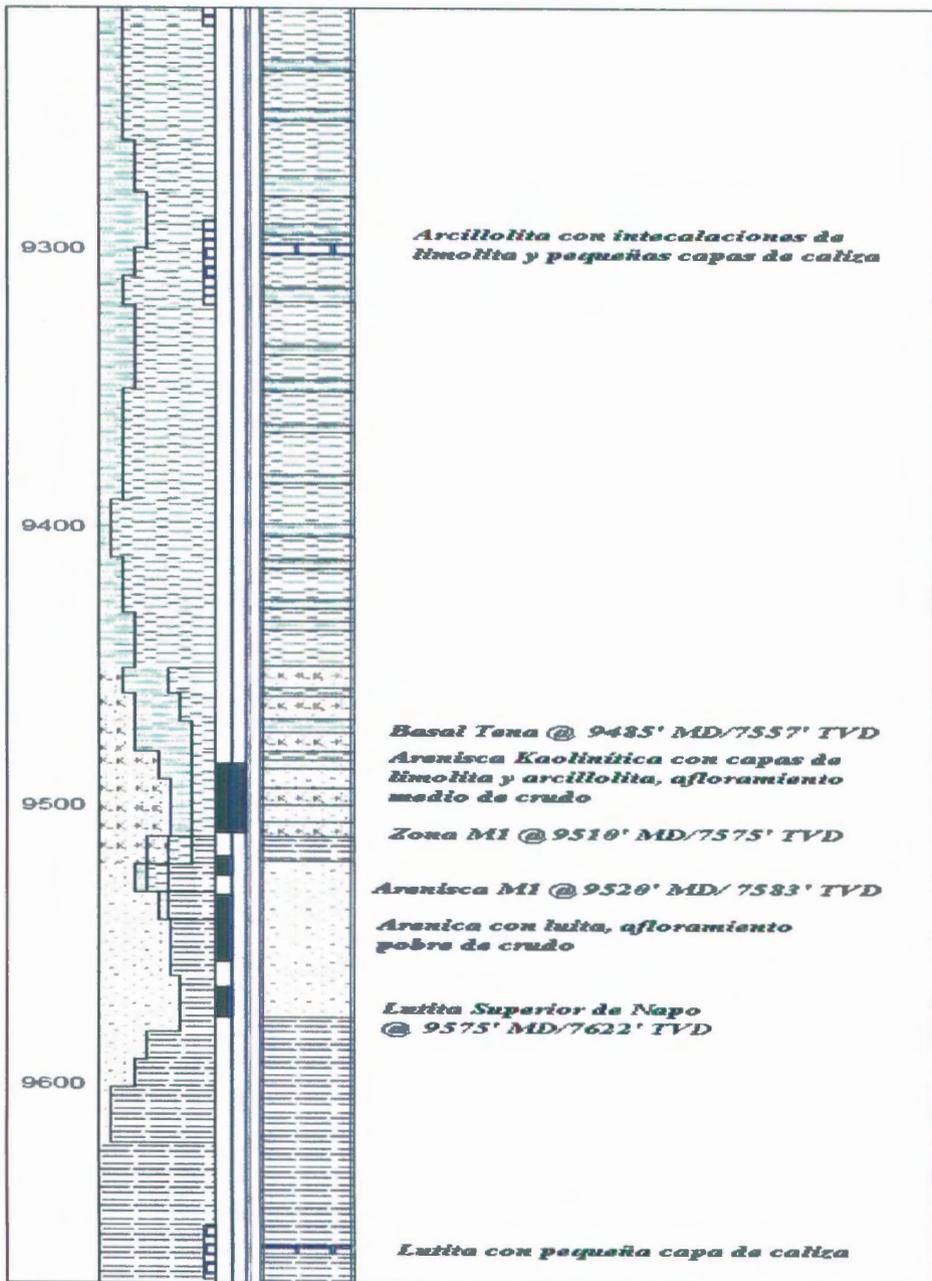


FIGURA 2.22 REGISTRO DE LODOS (PARTE # 10)

Basal Tena es una zona de transición antes de encontrar Napo y sus zonas productoras en la última sección del pozo.

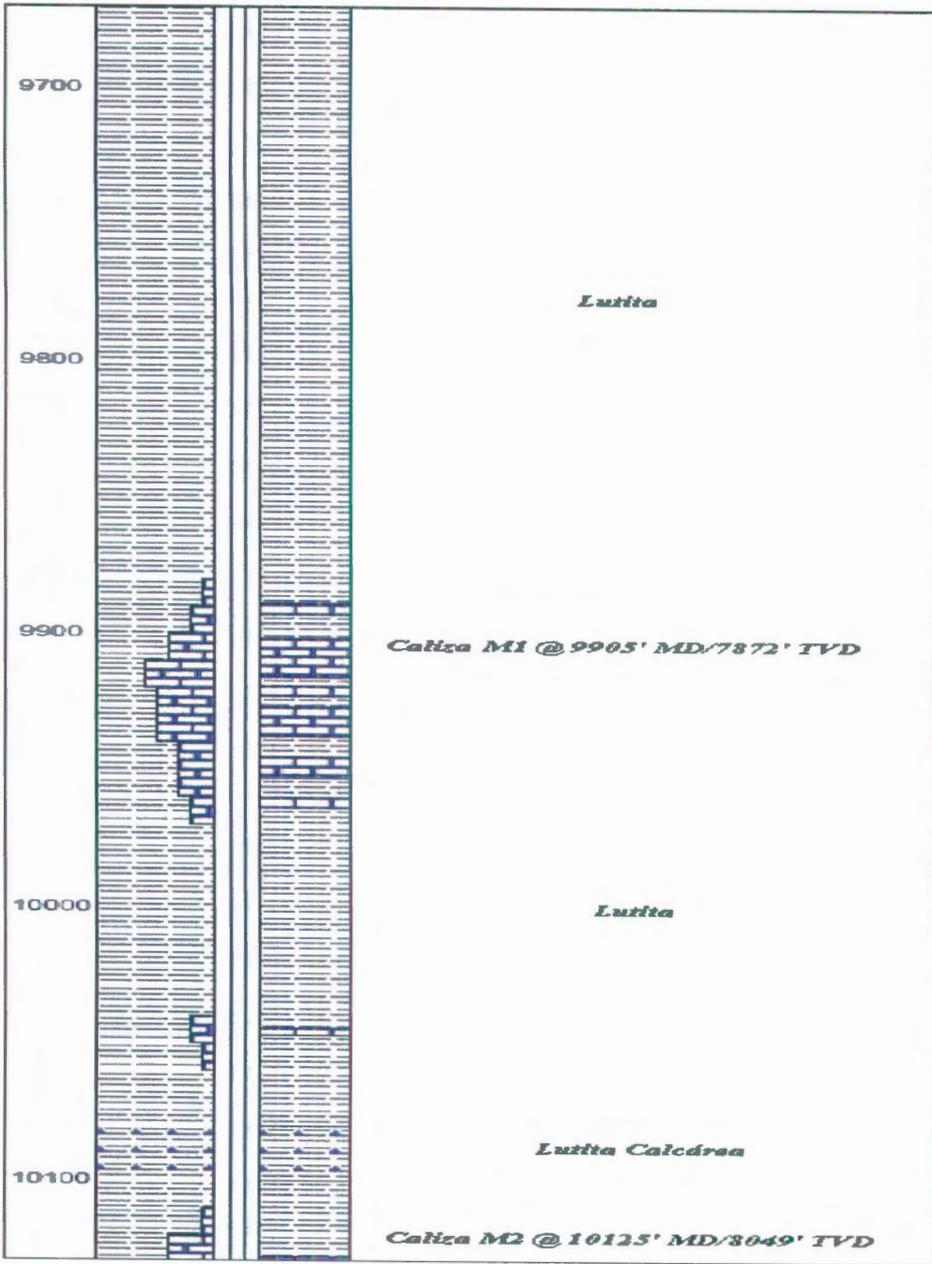


FIGURA 2.23 REGISTRO DE LODOS (PARTE # 11)

Napo es una lutita en donde se encuentran incrustados cuerpos de Arenisca y Caliza que pueden contener hidrocarburos.

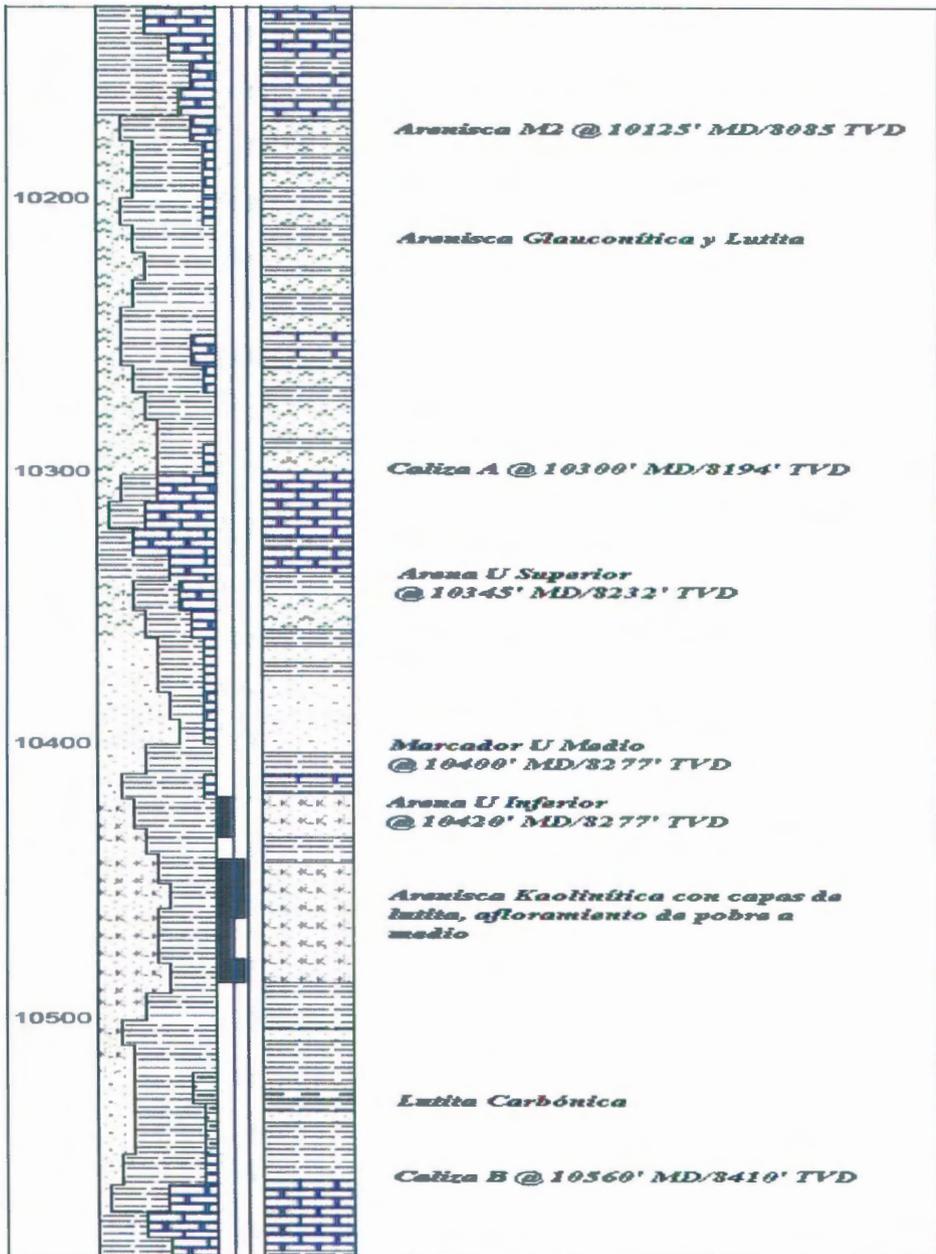


FIGURA 2.24 REGISTRO DE LODOS (PARTE # 12)

La kaolinita y la glauconita son arcillas que estuvieron presentes al formarse las areniscas por lo que son parte de su matriz porosa.

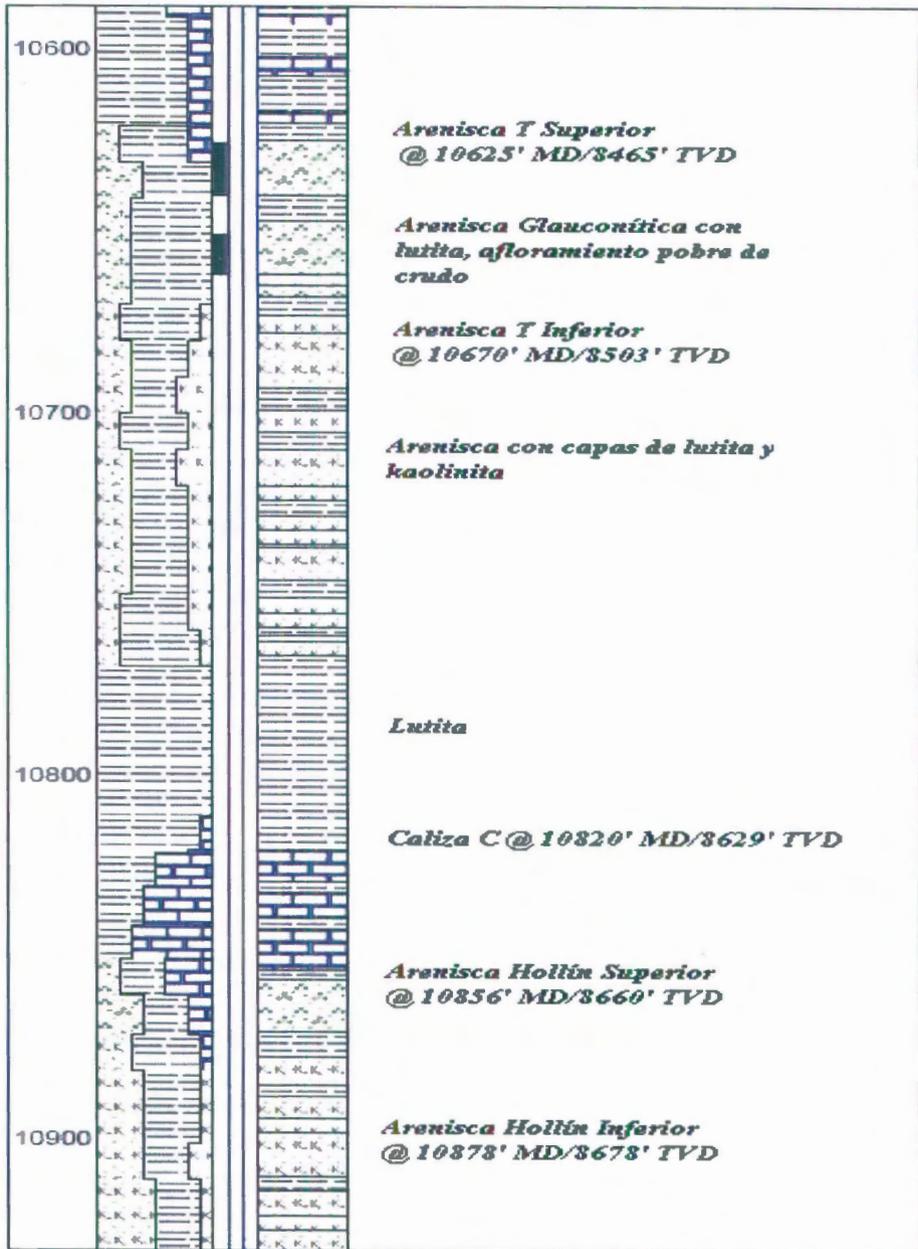


FIGURA 2.25 REGISTRO DE LODOS (PARTE # 13)

La formación Hollín también tiene cuerpos arenosos pero estos no contienen hidrocarburos en esta zona del Ecuador.

CAPÍTULO 3

3. PRUEBAS DE LABORATORIO Y PREPARACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Entramos a la parte más importante de la tesis, que consiste en el trabajo de laboratorio. Comienza con análisis de las muestras mediante la Prueba de Azul de Metileno y el Análisis Mineralógico por Difracción de Rayos X, obteniéndose así una estimación del perfil de reactividad en el pozo. Se hace una breve descripción de los productos que van a ser mezclados para preparar dos formulaciones de fluidos de perforación que son evaluadas por las pruebas realizadas en los equipos descritos más adelante. Para conocer la interacción de las formulaciones con las muestras de las formaciones seleccionadas, se realiza la Prueba de Hinchamiento Lineal, con el fin de determinar cuál fluido de perforación ofrece la mejor inhibición. Los resultados de todas estas pruebas realizadas en el laboratorio de la compañía M-I SWACO con sus respectivos análisis se cubren en el siguiente y último capítulo.

3.1 Prueba de Azul de Metileno

Según el catálogo de OFITE, una de las empresas a nivel mundial encargada de fabricar y vender equipos de laboratorio, la prueba mide la capacidad de una arcilla para adsorber cationes de la solución que es un colorante orgánico, donde los cationes de intercambio existentes en la superficie de la arcilla son reemplazados por cationes de azul de metileno. A mayor cantidad de iones que la arcilla intercambie por cationes de azul de metileno, más reactiva será la arcilla, y más grande será su potencial hinchamiento. En la figura 3.1 están todos los implementos para hacer esta prueba.



FIGURA 3.1 KIT PARA LA PRUEBA DE AZUL DE METILENO

FUENTE: www.ofite.com

Procedimiento para realizar de la Prueba de Azul de Metileno

1. Se pesa con precisión una cantidad de aproximadamente 1 g de muestra molida deshidratada.

2. Colocar la muestra dentro de un matraz Erlenmeyer de 150 ml y añadiendo 50 ml de agua destilada.
3. Hacer hervir la lechada, con 0,5 ml de ácido sulfúrico 5 N, durante 10 minutos.
4. Luego se deja enfriar y se valora la lechada por incrementos de 0,5 ml con azul de metileno 0,01 N en un papel filtro dividido en 8 partes hasta que la solución haya reaccionado con toda la arcilla presente.

CEC en miliequivalentes/100 g = ml de azul de metileno/ g de muestras valorada

MBC según el sistema inglés (lb/bbl) = CEC x 5

De la figura 3.2 a la 3.5 podemos apreciar el ensayo de la prueba, mostrando la forma titular en el papel filtro hasta tener una coloración más clara de lo normal, ese es el punto en que la solución de azul de metileno ha reaccionado totalmente con las arcillas.



FIGURA 3.2

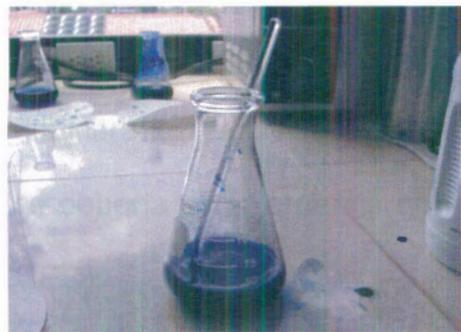


FIGURA 3.3



FIGURA 3.4

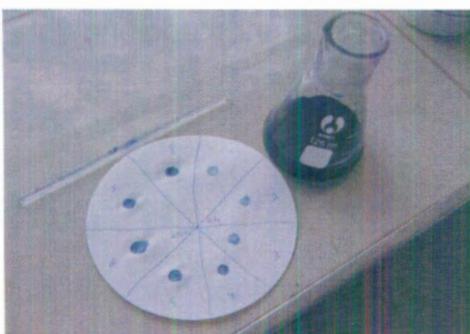


FIGURA 3.5

ENSAYO DE LA PRUEBA DE AZUL DE METILENO

FOTOS TOMADAS POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

1 DE JULIO 2008

3.2 Análisis Mineralógico de las muestras

El análisis de los tipos de minerales arcillosos presentes en una muestra es realizado mediante las técnicas de Difracción de Rayos X (XRD). Consiste en un método analítico en el que se usan rayos X para determinar la composición de las sustancias cristalinas.

La Difracción por Rayos X mide el espaciamiento entre los planos de los átomos en una sustancia cristalina. Con este método podemos conocer la cantidad y el tipo de minerales arcillosos presentes en una muestra de formación que nos indicará la reactividad presente en la misma, aunque en ocasiones se debería complementar con la capacidad de intercambio catiónico (CEC).

Cabe recalcar que las muestras a ser analizadas para esta prueba fueron enviadas a los laboratorios de MI-SWACO en Houston Texas

ya que la empresa no cuenta con los equipos para la realización de la misma en el país.

3.3 Descripción de los aditivos del lodo

Como se mencionó en la introducción, por confidencialidad de la empresa se da el nombre genérico del producto. Se describen aspectos importantes del mismo, incluyendo sus propiedades físicas y se muestra la apariencia que posee.

PHPA (Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada)

Es un polímero que se dispersa fácilmente, especialmente desarrollado para encapsular los recortes de perforación (ripio) y estabilizar las lutitas. Es también viscosificante, reductor de fricción y floculante y proporciona algo de control del filtrado. Es un copolímero acrílico de alto peso molecular, especialmente tratado. Se puede usar en sistemas de lodos bajo de bajo a alto contenido de sólidos, y se prepara con cualquier clase de agua: de dulce a salmuera. En la figura 3.6 se muestra el aspecto físico del producto que es un polvo granulado blanco.



FIGURA 3.6 PHPA

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

4 DE AGOSTO DEL 2008

PAC (Celulosa Polianiónica)

Es un aditivo de celulosa polianiónica de alta calidad, soluble en agua, diseñado para controlar la pérdida de fluido y aumentar la viscosidad de los lodos a base de agua. La figura 3.7 muestra la apariencia del PAC, que es un polvo blanco fluyente.



FIGURA 3.7 PAC

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

4 DE AGOSTO DEL 2008

PAC UL

Es un polímero soluble en agua de celulosa polianiónica, de alta calidad, que se usa para controlar la pérdida de fluido. Y, puesto que es un aditivo “ultraliviano” (UL), causa mínimo aumento de la viscosidad en lodos a base de agua. La figura 3.8 muestra la apariencia del producto que es similar al anterior.



FIGURA 3.8 PAC UL

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

4 DE AGOSTO DEL 2008

Goma Xantana

Esta goma xantana es de grado técnico dispersable. Aporta viscosidad a muy baja velocidad de corte, y suspensión de material densificante para todos los sistemas de agua. Tiene la singular capacidad de producir un fluido tixotrópico que disminuye fácilmente su viscosidad con el esfuerzo de corte. En la figura 3.9 está el aspecto físico del producto, un polvo color crema a café claro.

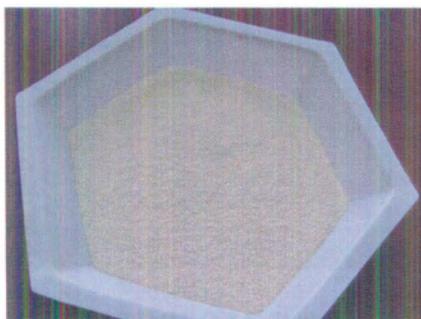


FIGURA 3.9 GOMA XANTANA

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

4 DE AGOSTO DEL 2008

Almidón modificado 1

Es un derivado polisacárido tapioca preservado de alta calidad que cumple las especificaciones de almidón del API, y se utiliza para brindar control de filtración y estabilidad reológica en todos los tipos de fluidos de perforación base agua. Este polímero natural no iónico resulta efectivo en todas las aguas de preparación, incluyendo salmueras de elevada salinidad y elevada dureza, tales como las salmueras de NaCl, KCl, MgCl₂ y salmueras complejas. Este almidón modificado es un polvo granular color café claro mostrado en la figura 3.10.



FIGURA 3.10 ALMIDÓN MODIFICADO 1

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

4 DE AGOSTO DEL 2008

Almidón modificado 2

Este polímero polianiónico es un aditivo de control de filtración de grado puro para lodos base agua. Controla el filtrado con un incremento mínimo en la viscosidad. Es un aditivo “ultra ligero” (UL) que genera menos viscosidad que aquellos productos de viscosidad regular. El aspecto físico es un polvo blancuzco (figura 3.11).

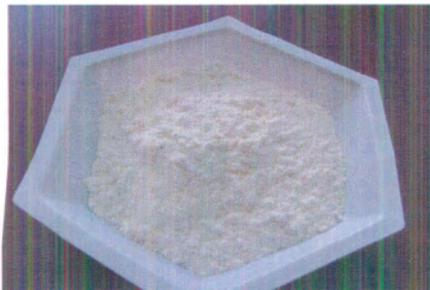


FIGURA 3.11 ALMIDÓN MODIFICADO 2

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

4 DE AGOSTO DEL 200

Gilsonita

Este tipo de asfalto natural es parcialmente soluble en agua, pero se dispersa. Se utiliza para ayudar a estabilizar secciones de lutita, controlar las características del revoque, minimizar la pérdida inicial instantánea de filtrado, taponar lutitas microfracturadas y brindar control de filtrado a temperaturas elevadas. La gilsonita es un polvo negro mostrado en la figura 3.12.



FIGURA 3.12 GILSONITA

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

4 DE AGOSTO DEL 2008

Agente tensioactivo

Este aditivo líquido está diseñado para mejorar la velocidad de penetración (ROP) en fluidos de perforación base agua, especialmente donde se utilizan brocas compactas de diamante policristalino (PDC). Emplea un fluido base no-petróleo en conjunción con agentes tensioactivos para maximizar la capacidad de corte de la broca. La composición química del aditivo resiste la

tendencia de las arcillas a adherirse a la broca y al ensamblaje de fondo (BHA) y asegura que el peso se transfiera hacia el fondo de manera más efectiva. También ayuda a mantener limpia la cara de la broca, de tal forma que los cortadores tengan mejor contacto con la formación que está siendo perforada. Un beneficio secundario es la reducción del torque y arrastre, resultado del aumento de lubricidad en el fluido de perforación. Es un líquido amarillo-dorado claro (figura 3.13).



FIGURA 3.13 ASPECTO FÍSICO DEL AGENTE TENSIOACTIVO

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

4 DE AGOSTO DEL 2008

Amina 1

Es una poliamina inhibidora de arcillas líquida usada en fluidos de perforación base polímero y fluidos del yacimiento. La inhibición es alcanzada por la prevención de la absorción del agua por las arcillas, y dando una superior integridad a los recortes, minimizando el

potencial de embolamiento de la broca. El aspecto físico se encuentra en la figura 3.14



FIGURA 3.14 ASPECTO FÍSICO DE LA AMINA 1

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

4 DE AGOSTO DEL 2008

Amina 2

Es un aditivo de base amina para inhibición de arcillas en lodos base agua, minimiza la dispersión. Esta orientado a aquellas aplicaciones en las que se requiere impartir inhibición a lodos dispersos y/o semidispersos con bajo impacto en el costo. La apariencia es un líquido oscuro que se muestra en la figura 3.15



FIGURA 3.15 ASPECTO FÍSICO DE LA AMINA 2

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

4 DE AGOSTO DEL 2008

Carboximetil Celulosa (CMC) de aluminio

Es un polímero de metal-celulosa ingeniado específicamente para mantener una baja y estable pérdida de filtrado mientras provee una inhibición de arcillas reactivas. Los resultados son una mejor estabilidad del pozo, mayor integridad de los cortes, mejorando el control de sólidos y un costo de perforación más bajo. Polvo blanco amarillento mostrado en la figura 3.16.



FIGURA 3.16 ASPECTO FÍSICO DE LA CMC

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

4 DE AGOSTO DEL 2008

Carbonato de Calcio

Se adiciona como material densificante y para suministrar, de acuerdo a una selección apropiada de la granulometría, el puenteo efectivo en las gargantas de los poros en la formación.

Se utilizan varias clases carbonatos en los fluidos de perforación que se diferencian uno del otro por la granulometría, es decir, tamaño y forma de los granos. Utilizando la mezcla apropiada de los mismos, según el tamaño de las gargantas porales, se llega a obtener un tamaño de granos apropiado que pueda establecer un buen puenteo en las formaciones permeables, formando un revoque apropiado en el pozo que impida la pega diferencial y disminuya el daño hacia la formación. Se lo utiliza como densificante, porque otros productos como la barita, dañan la formación por ser inertes químicamente. En las figuras 3.17, 3.18 y 3.19 se muestra la apariencia de los tres tipos de carbonatos utilizados en las formulaciones, siendo el A de mayor granulometría, seguido por el B y el C es de menor granulometría de los tres.

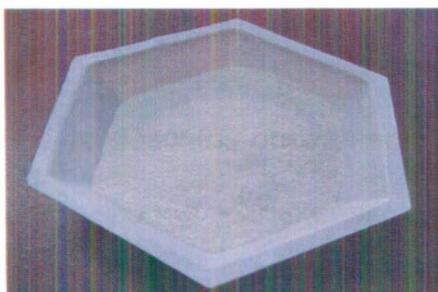


FIGURA 3.17 CARBONATO DE CALCIO A

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

4 DE AGOSTO DEL 2008

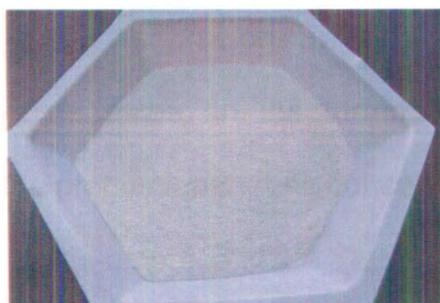


FIGURA 3.18 CARBONATO DE CALCIO B

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

4 DE AGOSTO DEL 2008

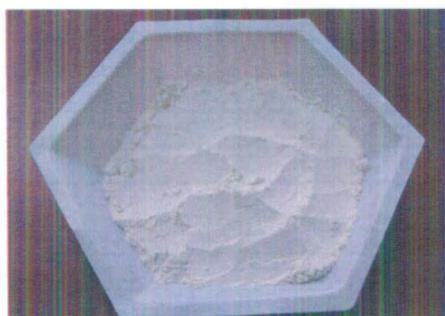


FIGURA 3.19 CARBONATO DE CALCIO C

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

4 DE AGOSTO DEL 2008

3.4 Formulaciones

Con los productos ya descritos previamente se preparan dos fluidos de perforación que tienen características similares. La primera formulación cuenta con mayor cantidad de productos con menor concentración, y la segunda formulación tiene mayor concentración pero con menor cantidad de productos. Esto tiene el fin de analizar el desempeño de cada uno para determinar la mejor manera de formular un fluido de perforación. En la tabla 2 se encuentran las concentraciones de estos en las formulaciones y las funciones principales que le proporcionan. Las concentraciones mostradas son recomendadas por la empresa.

TABLA 2
CONCENTRACIONES DE LOS ADITIVOS

Aditivos	Concentraciones		Función Principal
	Formulación 1 (lb/bbl)	Formulación 2 (lb/bbl)	
PHPA	1,5	-	Encapsulante
Goma Xantana	0,5	0,5	Viscosificante
PAC R	0,5	-	Controlador de Filtrado
PAC UL	0,5	4	Controlador de Filtrado
Almidón Modificado 1	1	-	Controlador de Filtrado
Almidón Modificado 2	1	-	Controlador de Filtrado
Gilsonita	2	2	Estabilizador de lutitas
Agente Tensiactivo	1,5	2	Surfactante
CMC	-	4	Inhibidor de arcilla
Amina 1	0,1	-	Inhibidor de arcilla
Amina 2	2	-	Inhibidor de arcilla
Carbonato de Calcio A	8	10	Densificante
Carbonato de Calcio B	5	5	Densificante
Carbonato de Calcio C	30	30	Densificante

En las siguientes figuras se encuentran los fluidos de perforación preparados en las cocteleras. La figura 3.20 es la formulación # 1 y la 3.21 la formulación # 2. Nótese que tienen un color similar blanco cremoso, por la presencia de los carbonatos principalmente. Los puntos negros que se ven son restos de gilsonita que no se mezclaron completamente, ya que es parcialmente soluble en el agua.



FIGURA 3.20

FORMULACIÓN # 1



FIGURA 3.21

FORMULACIÓN # 2

FOTOS TOMADAS POR RAYMOND JOSEPH

10 DE JULIO DEL 2008

Cada formulación equivale a un barril equivalente en el laboratorio.

Conversiones de las concentraciones de unidades de campo a unidades de laboratorio

Es importante conocer la equivalencia en el laboratorio de las concentraciones de los aditivos utilizados en el campo. La tabla 3 indica las unidades usadas con sus respectivos valores.

TABLA 3

CONVERSIÓN DE UNIDADES DE CAMPO A LABORATORIO

Campo	Laboratorio
1 lb	1 gr
1 bbl	350 cc

Volumen ocupado por los aditivos

Un barril equivalente en el laboratorio es igual 350 cc. Al preparar los fluidos, tenemos que restar el volumen que ocupan todos sus aditivos para restarle a las 350 cc y poder saber el volumen de agua requerido. Para aquello, calculamos el volumen de cada aditivo, *multiplicando la concentración que tiene en unidades de laboratorio por la cantidad de barriles equivalentes a preparar y dividiendo el resultado para la densidad del aditivo, igual a la gravedad específica por la densidad del agua.* Este procedimiento fue aprendido en el laboratorio de MI –SWACO en Quito.

Formulación # 1**PHPA:** Concentración: 1.5 lb/bbl; SG: 1.25; 1 barril

$$\frac{\frac{1.5 \text{ gr}}{350 \text{ cc}} \times 350 \text{ cc}}{1.25 \times 1 \frac{\text{gr}}{\text{cc}}} = 1.2 \text{ cc}$$

Goma Xantana: Concentración: 0.5 lb/bbl; SG: 1.5; 1 barril

$$\frac{\frac{0.5 \text{ gr}}{350 \text{ cc}} \times 350 \text{ cc}}{1.5 \times 1 \frac{\text{gr}}{\text{cc}}} = 0.33 \text{ cc}$$

PAC R: Concentración: 0.5 lb/bbl; SG: 1.5; 1 barril

$$\frac{\frac{0.5 \text{ gr}}{350 \text{ cc}} \times 350 \text{ cc}}{1.5 \times 1 \frac{\text{gr}}{\text{cc}}} = 0.33 \text{ cc}$$

PAC UL: Concentración: 0.5 lb/bbl; SG: 1.5; 1 barril

$$\frac{\frac{0.5 \text{ gr}}{350 \text{ cc}} \times 350 \text{ cc}}{1.5 \times 1 \frac{\text{gr}}{\text{cc}}} = 0.33 \text{ cc}$$

Almidón Modificado 1: Concentración: 1 lb/bbl; SG: 1.5; 1 barril

$$\frac{\frac{1 \text{ gr}}{350 \text{ cc}} \times 350 \text{ cc}}{1.5 \times 1 \frac{\text{gr}}{\text{cc}}} = 0.66 \text{ cc}$$

Almidón Modificado 2: Concentración: 1 lb/bbl; SG: 1.5; 1 barril

$$\frac{\frac{1gr}{350cc} \times 350cc}{1.5 \times 1 \frac{gr}{cc}} = 0.66cc$$

Gilsonita: Concentración: 2 lb/bbl; SG: 1.04; 1 barril

$$\frac{\frac{2gr}{350cc} \times 350cc}{1.04 \times 1 \frac{gr}{cc}} = 1.92cc$$

Agente Tensioactivo: Concentración: 1.5 lb/bbl; SG: 0.93; 1 barril

$$\frac{\frac{1.5gr}{350cc} \times 350cc}{0.93 \times 1 \frac{gr}{cc}} = 1.61cc$$

Amina 1: Concentración: 0.1 lb/bbl; SG: 1.075; 1 barril

$$\frac{\frac{0.1gr}{350cc} \times 350cc}{1.075 \times 1 \frac{gr}{cc}} = 0.093cc$$

Amina 2: Concentración: 2 lb/bbl; SG: 1.075; 1 barril

$$\frac{\frac{2gr}{350cc} \times 350cc}{1.075 \times 1 \frac{gr}{cc}} = 1.86cc$$

Carbonato de Calcio A: Concentración: 8 lb/bbl; SG: 2.7; 1 barril

$$\frac{\frac{8gr}{350cc} \times 350cc}{2.7 \times 1 \frac{gr}{cc}} = 2.96cc$$

Carbonato de Calcio B: Concentración: 5 lb/bbl; SG: 2.7; 1 barril

$$\frac{\frac{5gr}{350cc} \times 350cc}{2.7 \times 1 \frac{gr}{cc}} = 1.85cc$$

Carbonato de Calcio C: Concentración: 30 lb/bbl; SG: 2.7; 1 barril

$$\frac{\frac{30gr}{350cc} \times 350cc}{2.7 \times 1 \frac{gr}{cc}} = 11.11cc$$

Volumen de agua =

$$350 - 1.2 - 0.33 - 0.33 - 0.33 - 0.66 - 0.66 - 1.92 - 1.61 - 0.093 - 1.86 - 2.96 - 1.85 - 11.11 = 325.1cc$$

Formulación #2

Goma Xantana: Concentración: 0.5 lb/bbl; SG: 1.5; 1 barril

$$\frac{\frac{0.5gr}{350cc} \times 350cc}{1.5 \times 1 \frac{gr}{cc}} = 0.33cc$$

PAC UL: Concentración: 4 lb/bbl; SG: 1.5; 1 barril

$$\frac{\frac{4gr}{350cc} \times 350cc}{1.5 \times 1 \frac{gr}{cc}} = 2.67cc$$

CMC: Concentración: 4 lb/bbl; SG: 1.5; 1 barril

$$\frac{\frac{4gr}{350cc} \times 350cc}{1.5 \times 1 \frac{gr}{cc}} = 2.67cc$$

Agente Tensioactivo: Concentración: 2 lb/bbl; SG: 0.93; 1 barril

$$\frac{\frac{2gr}{350cc} \times 350cc}{0.93 \times 1 \frac{gr}{cc}} = 2.15cc$$

Gilsonita: Concentración: 2 lb/bbl; SG: 1.04; 1 barril

$$\frac{\frac{2gr}{350cc} \times 350cc}{1.04 \times 1 \frac{gr}{cc}} = 1.92cc$$

Carbonato de Calcio A: Concentración: 10 lb/bbl; SG: 2.7; 1 barril

$$\frac{\frac{10gr}{350cc} \times 350cc}{2.7 \times 1 \frac{gr}{cc}} = 3.7cc$$

Carbonato de Calcio B: Concentración: 5 lb/bbl; SG: 2.7; 1 barril

$$\frac{\frac{5gr}{350cc} \times 350cc}{2.7 \times 1 \frac{gr}{cc}} = 1.85cc$$

Carbonato de Calcio C: Concentración: 30 lb/bbl; SG: 2.7; 1 barril

$$\frac{\frac{30gr}{350cc} \times 350cc}{2.7 \times 1 \frac{gr}{cc}} = 11.11cc$$

Volumen de agua =

$$350 - 0.33 - 2.67 - 2.67 - 2.15 - 1.92 - 3.7 - 1.85 - 11.11 = 323.36cc$$

Orden de agregación de los productos y tiempo de mezcla

Se debe agregar los aditivos dependiendo el tipo de productos presentes. Los polímeros se mezclan primero ya que se necesita que sus cadenas se extiendan al entrar en contacto con el agua, tardando más que los otros productos para mezclarse. El PHPA, un polímero, es el producto que más tarda en mezclarse, un total de dos horas. Los líquidos se mezclan con mayor facilidad que los sólidos por lo que no tienen tiempo de mezclado y se los puede adicionar en cualquier momento. Como la gilsonita es parcialmente soluble en el agua, se requiere de bastante tiempo para tratar de que se mezcle la mayor cantidad, en cambio los carbonatos pueden ser agregados sin orden alguno con un tiempo mínimo de media hora, prefiriéndose agregarlos al final. Las tablas 4 y 5 presentan los tiempos de mezcla para cada aditivo.

TABLA 4**TIEMPOS DE MEZCLA DE ADITIVOS DE LA FORMULACIÓN 1**

Aditivos para la Formulación 1	Tiempo de mezcla (minutos)
PHPA	120
Goma Xantana	45
PAC R	30
PAC UL	
Almidón Modificado 1	30
Almidón Modificado 2	30
Gilsonita	45
Agente Tensiactivo	30
Amina 1	
Amina 2	
Carbonato de Calcio A	
Carbonato de Calcio B	
Carbonato de Calcio C	

Tiempo Total de mezcla= 330 minutos = 5.5 horas

TABLA 5**TIEMPOS DE MEZCLA DE ADITIVOS DE LA FORMULACIÓN 2**

Aditivos para la Formulación 2	Tiempo de mezcla (minutos)
Goma Xantana	30
PAC UL	20
CMC	20
Agente Tensiactivo	30
Gilsonita	
Carbonato de Calcio A	30
Carbonato de Calcio B	
Carbonato de Calcio C	

Tiempo Total = 130 minutos = 2.17 horas



**FIGURA 3.22 MEZCLA DE LOS ADITIVOS EN LAS
COCTELERAS**

FOTO TOMADO POR EL PERSONAL DE M-I SWACO
19 DE JUNIO DEL 2008

La primera formulación se demora aproximadamente el doble de la segunda en prepararse ya que cuenta con más productos, en la siguiente sección se dan conocer los equipos y las pruebas de laboratorio que nos permiten evaluar las dos formulaciones en el presente trabajo.

3.5 Equipos de laboratorio y pruebas realizadas en los fluidos de perforación elaborados

En esta sección del capítulo se ven los equipos utilizados para medir las propiedades físicas más importantes en un fluido de perforación que nos ayudan a controlar el pozo.

3.5.1 Viscosímetro FANN 35 A

Los viscosímetros FANN 35 A son instrumentos utilizados para determinar la reología de un fluido, importante para tener una buena limpieza del pozo. Se utilizan tanto en el laboratorio como en el campo, en este último para monitorear las propiedades reológicas como la viscosidad plástica, el punto cedente y esfuerzos de gel. El instrumento es accionado por un motor de dos velocidades para lograr obtener lecturas de esfuerzos de corte a 600, 300, 200, 100, 6 y 3 RPM del fluido de perforación. Estas lecturas deben ser tomadas cuando el fluido alcance una temperatura de 120 °F (49°C), para lo cual se requiere un vaso térmico en el equipo (figuras 3.23 y 3.24). Los viscosímetros que utilizan el vaso convencional (figura 3.25) sólo registran estos valores a temperatura ambiente.



FIGURA 3.23



FIGURA 3.24

VISCOSÍMETRO FANN 35 A CON VASO TÉRMICO

FOTOS TOMADAS POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

31 DE JULIO 2008



FIGURA 3.25 VISCOSÍMETRO FANN 35 A CON VASO CONVENCIONAL

FUENTE: http://www.fann.com/product_info_main.asp?catid=1

PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE, LA VISCOSIDAD PLÁSTICA Y EL PUNTO CEDENTE

1. Colocar la muestra recién agitada dentro de un vaso térmico y ajustar la superficie del lodo al nivel de la línea trazada en el manguito de rotor del viscosímetro.
2. Calentar o enfriar la muestra hasta 120°F (49°C). Agitar lentamente mientras se ajusta la temperatura.
3. Arrancar el motor colocando el conmutador en la posición de alta velocidad, con la palanca de cambio de velocidad en la posición más baja. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar la indicación obtenida a 600 RPM. Cambiar las velocidades solamente cuando el motor está en marcha.
4. Ajustar el conmutador a la velocidad de 300 RPM. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar el valor indicado para 300 RPM.
5. Viscosidad plástica en centipoise = indicación a 600 RPM menos indicación a 300 RPM
6. Punto Cedente en lb/100 pies² = indicación a 300 RPM menos viscosidad plástica en centipoise.

**PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS
ESFUERZOS DE GEL**

1. Agitar la muestra a 600 RPM durante aproximadamente 15 segundos y levantar lentamente el mecanismo de cambio de velocidad hasta la posición neutra.
2. Apagar el motor y esperar 10 segundos.
3. Poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima en lb/100 pies² como esfuerzo de gel inicial.
4. Repetir las etapas 1 y 2, pero dejar un tiempo de 10 y luego 30 minutos, luego poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima como esfuerzo de gel a 10 y 30 minutos respectivamente.

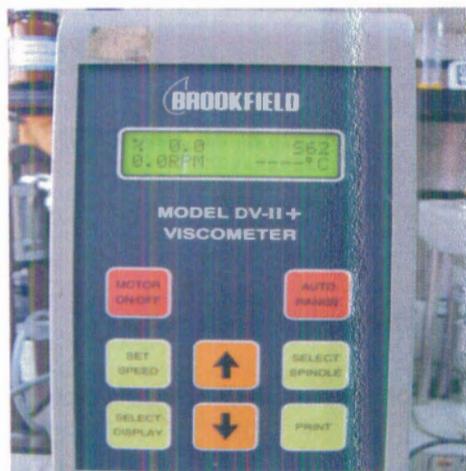
3.5.2 Viscosímetro Brookfield

El uso cada vez más frecuente de la perforación horizontal hace que sea necesario lograr una mayor limpieza del pozo y suspensión de recortes, donde las propiedades reológicas convencionales no tienen tanto impacto como las viscosidades a bajas tasas de corte (LSRV). Esta LSRV se mide usando un viscosímetro de Brookfield a una velocidad de corte de 0,3 RPM.

Procedimiento para hallar la viscosidad @ 0.3 rpm

Antes de empezar la prueba se debe encender, ajustar y configurar el viscosímetro. En la figura 3.26 se muestra la

pantalla y el panel de control del equipo. Se selecciona el husillo, el instrumento que proporciona la lectura, dependiendo de las viscosidades que se van a registrar, que para los fluidos de perforación formulados, se elige el husillo que de valores hasta 40000 centipoises de los 4 que se presentan en la figura 3.27. Se programa la velocidad y la lectura de la prueba que en este caso es de 0.3 RPM y en centipoises. La muestra debe ser calentada hasta 120°F (49°C) como en el caso del viscosímetro de FANN.



**FIGURA 3.26 PANTALLA DEL VISCOSÍMETRO
BROOKFIELD**

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

29 DE JULIO DEL 2008



**FIGURA 3.27 HUSILLOS UTILIZADOS PARA LA PRUEBA
CON EL VISCOSÍMETRO BROOKFIELD**

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

29 DE JULIO DEL 2008

Una vez culminados estos pasos iniciales, se puede realizar la prueba:

1. Centrar el vaso de calentamiento debajo del viscosímetro. Los efectos límites causados por la colocación excéntrica pueden alterar las indicaciones de LSRV.
2. Bajar el viscosímetro hasta que el receso en el eje del cilindro llegue a la superficie del fluido. Sostener el viscosímetro por debajo de la parte delantera al bajarlo, para evitar vibraciones excesivas.
3. Ajustar un temporizador para 3 minutos y encender el motor del viscosímetro con el botón MOTOR ON/OFF.

4. Leer la viscosidad a 1, 2 y 3 minutos mientras que el viscosímetro está funcionando. Etiquetar estos valores LSRV1, LSRV2 y LSRV3, respectivamente. En general, el fluido alcanzará su viscosidad máxima dentro del periodo de 3 minutos.
5. Después de la prueba, apagar el viscosímetro y levantar el husillo encima del fluido.



FIGURA 3.28 REALIZACIÓN DE LA PRUEBA PARA LA OBTENCIÓN DE LA LSRV @ 0.3 RPM

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

29 DE JULIO DEL 2008

3.5.3 Filtro Prensa API

Las medidas del comportamiento de la filtración y las características del revoque formado sobre la pared del pozo,

son fundamentales para el control y tratamiento de los fluidos de perforación.

La prueba de filtrado API mide el volumen de líquido en mililitros perdido en un tiempo de 30 minutos a temperatura ambiente y a 100 psi de presión a través de un papel filtro que simula la formación. En este papel filtro queda un revoque que se lo analiza dependiendo su espesor y consistencia.

PROCEDIMIENTO PARA LA PRUEBA DE FLITRADO API:

1. Asegurarse que cada parte de la celda esté limpia y seca, particularmente la malla, y que los anillos o sellos no estén distorsionados o arqueados.
2. Ensamblar 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.
3. Verter una muestra previamente agitada del fluido a ensayar dentro de la celda, hasta aproximadamente 0.5 plg (13 mm) de la parte superior de la celda, como para minimizar la contaminación de CO₂ en el filtrado. Revisar la tapa superior para asegurarse que el anillo de goma se encuentre en su lugar y que se asiente completamente alrededor del ensamble. Colocar la celda ensamblada dentro del marco y asegure con el tornillo T.

4. Poner una probeta graduada limpia debajo del tubo de salida del filtrado.
5. Cerrar la válvula de alivio y ajuste el regulador hasta una presión de 100 psi. El período del ensayo empieza al comienzo de la presurización inicial.
6. Luego de 30 minutos, medir el volumen de filtrado colectado en la probeta. Cerrar el flujo de aire que pasa a través del regulador de presión y abra la válvula de alivio cuidadosamente.



FIGURA 3.29



FIGURA 3.30

REALIZACIÓN DE LA PRUEBA DE FILTRADO API

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

21 DE JULIO DEL 2008

3.5.4 Balanza de Lodos Presurizada

La densidad absoluta de una muestra de fluido se mide usando la balanza presurizada (figura 3.31). La operación es similar a la

de una balanza de lodos convencional (3.32), con la capacidad adicional de colocar la muestra de fluido en una copa bajo presión.

Esto nos ayuda a disminuirse a un valor insignificante el aire entrampado dentro del fluido que puede llevar a resultados erróneos en la medición de la densidad.



FIGURA 3.31 BALANZA DE LODOS PRESURIZADA

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

1 DE AGOSTO DEL 2008



FIGURA 3.32 BALANZA DE LODOS CONVENCIONAL

FUENTE: http://www.fann.com/product_info_main.asp?catid=1

PROCEDIMIENTO PARA MEDIR LA DENSIDAD DEL LODO:

1. Colocar la base de la balanza de lodo (preferentemente dentro de la caja portadora) o sobre una superficie plana.
2. Llenar la copa limpia y seca, hasta el borde superior con una muestra de lodo recién obtenida a fin de determinar su peso.
3. Colocar la válvula y la tapa de la copa y asíéntela con un movimiento suave y giratorio. Con el émbolo succionar el lodo y bombearlo a través de la válvula (figura 3.33) hasta que esté libre de aire o gas atrapado que se observa cuando no se admita más fluido en la copa.



FIGURA 3.33 BOMBEO DE LODO A LA BALANZA CON EL ÉMBOLO A TRAVÉS DE LA VÁLVULA

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

1 DE AGOSTO DEL 2008

5. Colocar la balanza sobre el soporte en V y mueva el cursor a lo largo del brazo hasta que la copa y el brazo estén

balanceados, como lo indica la posición de la burbuja en el nivel correspondiente.

6. Leer el peso del lodo en el borde del cursor que esté orientado hacia la copa del lodo.

7. Limpiar y secar la balanza de lodo luego de cada uso.

3.5.5 Lubricímetro

El Lubricímetro es un instrumento de alta calidad usado para medir la lubricidad de los fluidos de perforación, evaluando el tipo y cantidad de aditivos lubricantes requeridos para prevenir la tasa de desgaste de las partes mecánicas en sistemas conocidos de fluidos debido al torque y al arrastre. La fricción entre la sarta de perforación y el hueco perforado siempre está presente cuando se perfora un hueco fuera de la verticalidad, y la mayoría de los pozos perforados en la actualidad son direccionales y horizontales.

El test de lubricidad mide la resistencia del fluido (características lubricantes) entre dos superficies móviles de acero donde se aplica una fuerza de 150 libras. Esto se traslada sobre el fluido a una presión de 5000 a 10000 psi. Se presiona un bloque de acero contra un anillo de acero en rotación y se lee directamente en un dial colocado sobre el brazo de torque la carga aplicada en plg-lb.

PROCEDIMIENTO PARA LA PRUEBA DE LUBRICIDAD:

1. Limpiar todas las partes del instrumento y el área de la muestra.
2. Colocar el bloque de ensayo en el portabloque, con el lado cóncavo mirando hacia afuera y alinearlos con el anillo de ensayo.
3. Encender el instrumento y dejar que el mismo corra cerca de 15 minutos. Rotar la perilla de control de velocidad hasta que el indicador registre 60 rpm.
4. Llenar la copa de acero inoxidable con agua destilada y colocarla en el soporte. Subir el soporte hasta que el anillo esté sumergido dentro de la copa y mantener la altura apretando el tornillo de mariposa.
5. Girar el ajuste de torque manual en dirección a las manecillas del reloj, hasta que se hayan aplicado 150 plg-lb de torque al bloque de ensayo.
6. Dejar que la máquina corra por 5 minutos y luego revisar la lectura de torque. La misma debe estar entre 33 y 36, siendo estable hasta ± 2 utilizando agua destilada como el fluido de la prueba. De esta manera nos aseguramos que el equipo esté listo para medir la lubricidad de cualquier otro fluido.



FIGURA 3.34 LUBRICÍMETRO

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

28 DE JULIO DEL 2008

7. Rotar manualmente el ajuste de torque en contra de las agujas del reloj hasta que el torque registrado sea cero. Bajar el soporte de la copa y descargue el fluido. Limpiar el equipo y sus partes nuevamente y repetir del paso 2 al 5 utilizando esta vez el fluido de perforación deseado.

8. Luego de que hayan pasado los 3 a 5 minutos, registre la lectura de torque y libere el torque sobre el brazo.

Cálculo del coeficiente de fricción:

$$\mu = \frac{T \times FR}{100}$$

$$FR = \frac{34}{T_{AD}}$$

donde:

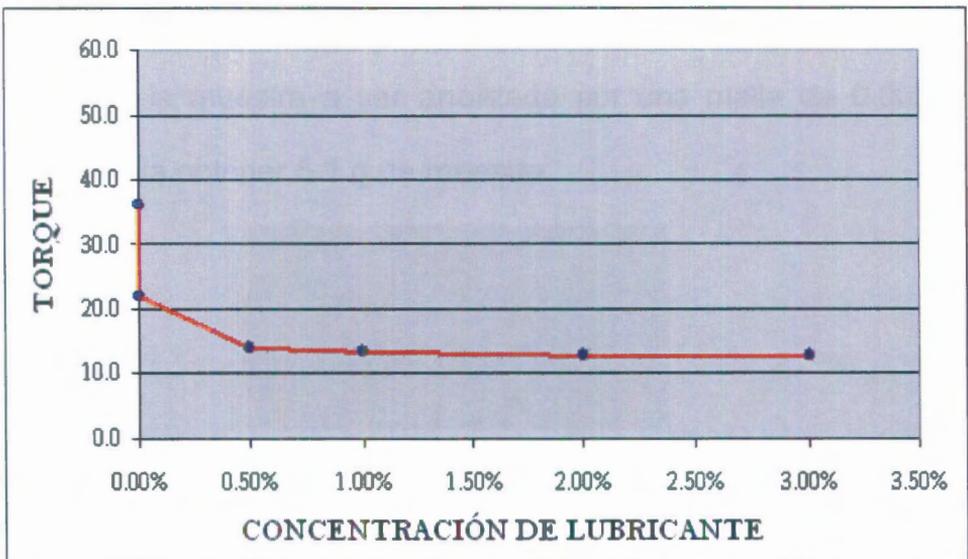
μ = Coeficiente de fricción

FR = Factor de correlación

T = Torque del fluido de perforación

T_{AD} = Torque del agua destilada

La gráfica 3.1 representa el aumento de lubricidad en un fluido de perforación reflejado por la disminución de torque a medida que se incrementa la concentración de lubricante en el sistema. Se aprecia que después de cierta concentración los cambios en el torque no son significantes, por lo que es recomendable utilizar hasta el 3% de lubricante del volumen total de fluido.



GRÁFICA 3.1 CURVA TÍPICA DE LA PRUEBA DE LUBRICIDAD

3.6 Medidor de Hinchamiento Lineal

La investigación de las características de hinchamiento de las formaciones es vital en la selección de un fluido de perforación para brindar la máxima inhibición y estabilidad del hueco, siendo este hinchamiento estimado en por el equipo en dirección vertical.

El Medidor de Hinchamiento Lineal OFITE esta diseñado para ensayar simultáneamente cuatro muestras de fluidos de perforación sobre una muestra representativa de formación durante periodos de tiempo prolongados, además de ser capaz de ensayar dinámicamente los fluidos para obtener, mayor exactitud en los resultados.

Procedimiento para la Prueba de Hinchamiento Lineal:

1. Tamizar la muestra a ser analizada por una malla de 0.0029 pulgadas hasta obtener 5.1 g de muestra.

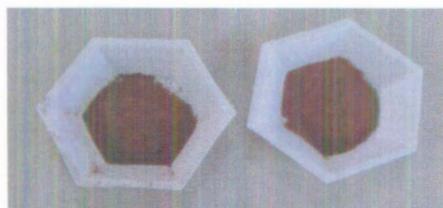


FIGURA 3.35 MUESTRAS TAMIZADAS DE LA FORMACIÓN

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

25 DE JULIO DEL 2008

2. Colocar esa cantidad de muestra en el cilindro del compactador con los dados en el orden adecuado y compactarla a 10000 psi por media hora.



FIGURA 3.36 COMPACTADOR DE MUESTRAS OFITE

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

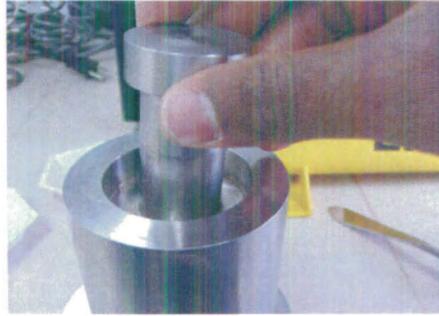
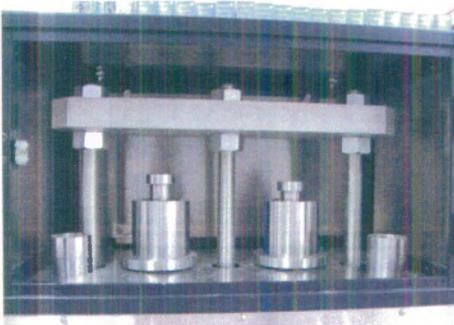
25 DE JULIO DEL 2008



FIGURA 3.37



FIGURA 3.38

**FIGURA 3.39****FIGURA 3.40****FIGURA 3.41****FIGURA 3.42****PROCESO PARA COMPACTAR LAS MUESTRAS**

FOTOS TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

25 DE JULIO DEL 2008

3. Sacar la pastilla con mucho cuidado del cilindro.



FIGURA 3.43



FIGURA 3.44



FIGURA 3.45



FIGURA 3.46



FIGURA 3.47

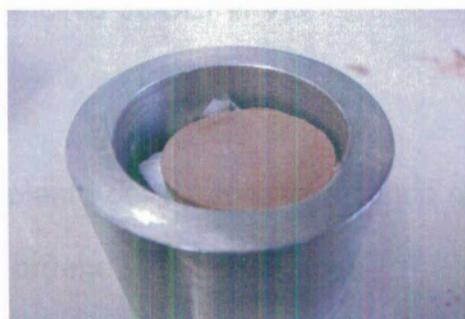


FIGURA 3.48

PROCESO PARA SACAR LAS PASTILLAS COMPACTADOR

FOTOS TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

25 DE JULIO DEL 2008

4. Armar y encender el equipo de Hinchamiento Lineal. Especificar el fluido que se va a utilizar en el programa de la pantalla para cada recipiente.

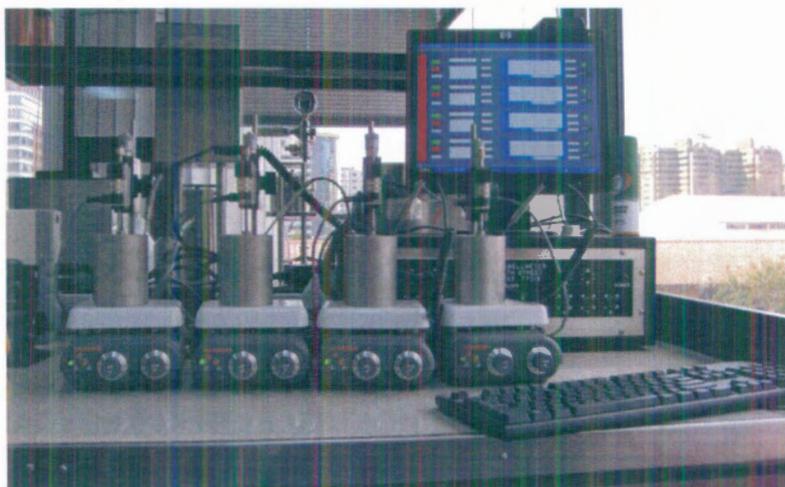


FIGURA 3.49 MEDIDOR DE HINCHAMIENTO LINEAL OFITE

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

25 DE JULIO DEL 2008

5. Colocar la pastilla dentro del recipiente del equipo, verificando que los parámetros antes de iniciar la prueba estén correctos.
6. Verter el fluido que se quiera estudiar en uno de los recipientes hasta la marca señalada en el mismo e iniciar inmediatamente la *lectura de su sensor. Repetir para los otros recipientes.*
7. Después de un tiempo mínimo de 20 horas que es el necesario para conseguir el mayor hinchamiento, se detiene el sensor de los recipientes utilizados y se ven los resultados logrados.



FIGURA 3.50 REALIZACIÓN DE LA PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL

FOTO TOMADA POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

25 DE JULIO DEL 2008

Capítulo 4

4. Análisis de Resultados

En este último capítulo se presentan y analizan los resultados de todas las pruebas vistas anteriormente, tanto a las muestras de formación, a las formulaciones de fluido de perforación y finalmente a la interacción entre ambas.

1. Se muestra en la tabla 6 la Capacidad de Azul de Metileno (MBC) de las muestras de formación seleccionadas para la Prueba de Azul de Metileno.

TABLA 6

MBC de las muestras del pozo Fanny 18B-92

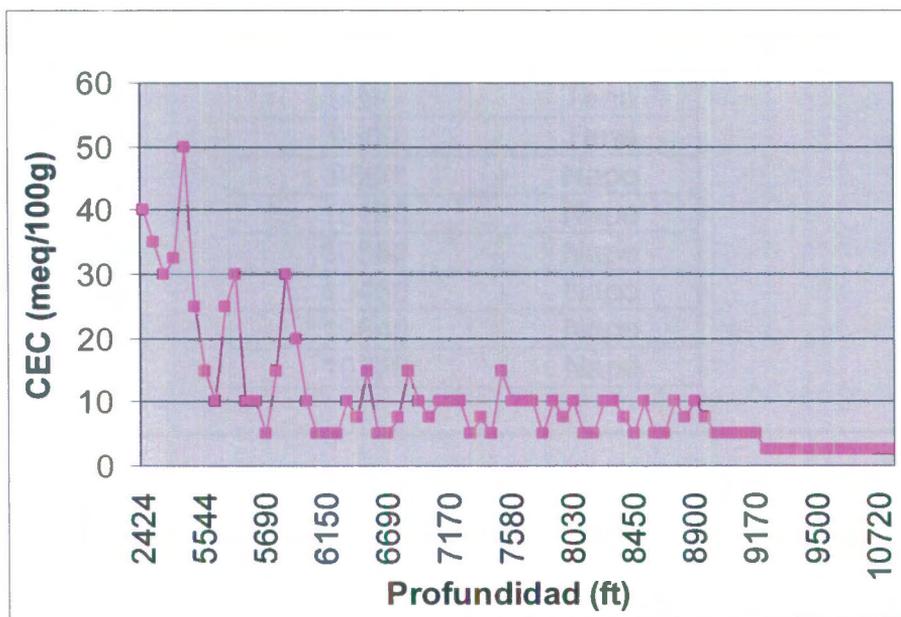
Profundidad (ft)	CEC (meq/100g)	Formación
2424	40	Chalcana
2604	35	Chalcana
3264	30	Chalcana
3504	32,5	Chalcana
4584	50	Chalcana
5514	25	Chalcana
5544	15	Chalcana
5574	10	Chalcana
5604	25	Chalcana
5634	30	Chalcana
5664	10	Chalcana
5680	10	Chalcana

5690	5	Orteguaza
5700	15	Orteguaza
5790	30	Orteguaza
5830	20	Orteguaza
6030	10	Orteguaza
6060	5	Orteguaza
6150	5	Orteguaza
6240	5	Orteguaza
6390	10	Orteguaza
6450	7,5	Orteguaza
6510	15	Orteguaza
6570	5	Orteguaza
6690	5	Orteguaza
6780	7,5	Orteguaza
6900	15	Orteguaza
6930	10	Tiyuyacu
6960	7,5	Tiyuyacu
7050	10	Tiyuyacu
7170	10	Tiyuyacu
7250	10	Tiyuyacu
7310	5	Tiyuyacu
7370	7,5	Tiyuyacu
7430	5	Tiyuyacu
7520	15	Tiyuyacu
7580	10	Tiyuyacu
7640	10	Tiyuyacu
7760	10	Tiyuyacu
7820	5	Tiyuyacu
7880	10	Tiyuyacu
7940	7,5	Tiyuyacu
8030	10	Tiyuyacu
8150	5	Tiyuyacu
8210	5	Tiyuyacu
8270	10	Tiyuyacu
8330	10	Tiyuyacu
8390	7,5	Tiyuyacu
8450	5	Tiyuyacu
8540	10	Tiyuyacu
8660	5	Tiyuyacu
8720	5	Tiyuyacu
8780	10	Tiyuyacu
8840	7,5	Tiyuyacu

8900	10	Tiyuyacu
8930	7,5	Tiyuyacu
8990	5	Tiyuyacu
9020	5	Tena
9050	5	Tena
9140	5	Tena
9170	5	Tena
9230	2,5	Tena
9290	2,5	Tena
9350	2,5	Tena
9440	2,5	Tena
9470	2,5	Tena
9500	2,5	Tena
9560	2,5	Napo
10190	2,5	Napo
10380	2,5	Napo
10460	2,5	Napo
10640	2,5	Napo
10720	2,5	Napo
10930	2,5	Hollín

Las muestras con mayor valor de CEC se encuentran en la formación Chalcana, de allí va disminuyendo progresivamente en Orteguzza, Tiyuyacu y dando los valores más bajos en Tena, Napo y en la profundidad total en Hollín.

En la gráfica 4.1 podemos apreciar cómo va variando la reactividad en pozo Fanny 18B-92 a medida que aumenta la profundidad. Es la graficación de la tabla anterior mostrada.



GRÁFICA 4.1 CURVA DE REACTIVIDAD DEL POZO FANNY 18B-92

Se observa que medida que aumenta la profundidad, disminuye la reactividad de las formaciones.

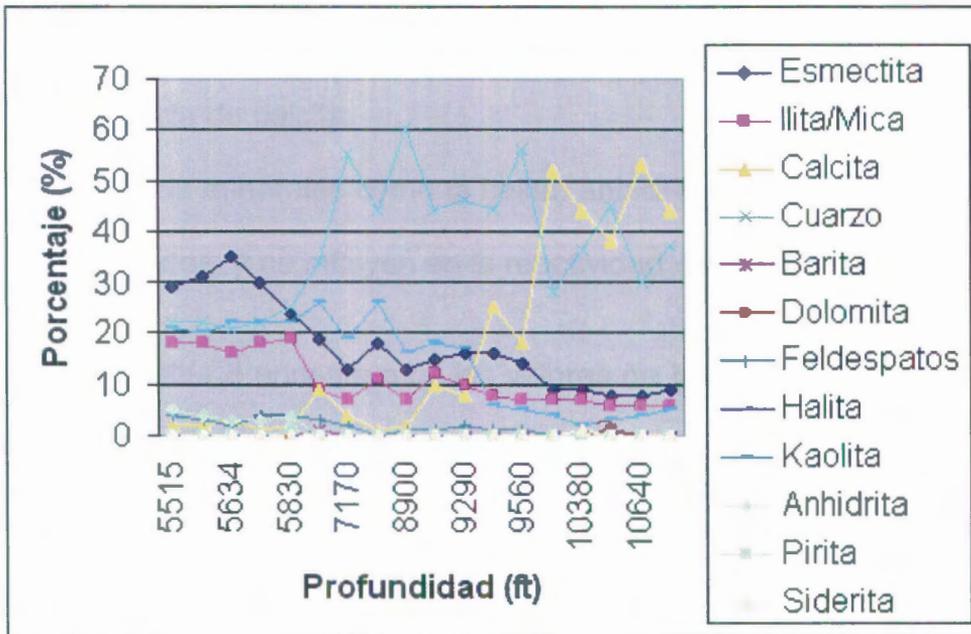
- Para el análisis mineralógico (gráfica 4.2) se escogen las muestras especificadas en la tabla 7.

TABLA 7

MUESTRAS SELECCIONADAS PARA EL ANÁLISIS MINERALÓGICO

Profundidad (ft)	Formación
5514	Chalcana
5604	Chalcana
5634	Chalcana
5790	Orteguaza
5830	Orteguaza
6900	Orteguaza
7170	Tiyuyacu
7520	Tiyuyacu

8900	Tiyuyacu
9020	Tena
9290	Tena
9500	Tena
9560	Napo
10190	Napo
10380	Napo
10460	Napo
10640	Napo
10720	Napo



GRÁFICA 4.2 ANÁLISIS MINERALÓGICO DE LAS MUESTRAS SELECCIONADAS

Como podemos observar, el porcentaje de esmectita, la arcilla más reactiva, va disminuyendo al aumentar la profundidad de estudio, al igual que los demás minerales arcillosos como la Kaolinita y las capas mixtas de Illita/Mica, por lo que la reactividad e las formaciones disminuye. Cabe recalcar que la kaolinita aunque no es hinchable,

es dispersable, por lo que al ir aumentando su cantidad en comparación con la esmectita, las formaciones se vuelven más dispersables.

Otros minerales como el cuarzo y la calcita van aumentando en cantidad al aumentar la profundidad, eso nos indica el tipo de roca sedimentaria en que estamos presentes que pueden ser una arenisca o conglomerado en el caso del cuarzo y una caliza con la presencia de calcita.

Los otros minerales como la halita, anhidrita, etc., están en menores cantidades, y no influyen en la reactividad de las formaciones.

3. En la tabla 8 encontramos los valores de las propiedades reológicas obtenidas mediante las lecturas del viscosímetro FANN 35 A de los fluidos de perforación elaborados en el capítulo anterior:

TABLA 8
REOLOGÍA DE LAS FORMULACIONES

Reología @ 120 °F	Formulación 1	Formulación 2
600 rpm	210	171
300 rpm	160	117
200 rpm	137	92
100 rpm	104	60
6 rpm	24	10
3 rpm	17	7
VP (cp)	50	54
PC (lb/100 ft ²)	110	63
Esfuerzo de Gel @ 10 seg (lb/100 ft ²)	16	4
Esfuerzo de Gel @ 10 min (lb/100 ft ²)	16	4
Esfuerzo de Gel @ 30 min (lb/100 ft ²)	16	5

Las lecturas a 600, 300, 200, 100, 6 y 3 RPM de la primera formulación son mayores que la segunda, indicando así que hay mejor reología en el lodo.

La viscosidad plástica de la segunda formulación es mayor a la primera formulación, esto se debe principalmente a la mayor cantidad de sólidos que tiene esta, especialmente por la gran concentración de polímeros de cadena larga (CMC).

El punto cedente de la primera formulación es mucho mayor que la segunda debido a la mezcla de polímeros que tenemos en ella que aportan reología en el lodo, lo que nos proporciona una mejor suspensión de sólidos en condiciones dinámicas.

Los esfuerzos de gel en las dos formulaciones son prácticamente planos, es decir que no hay gran diferencia entre las lecturas iniciales, de 10 y 30 minutos. La segunda formulación presenta valores más bajos, por lo que en condiciones estáticas el asentamiento de sólidos será mayor.

4. En la tabla 9 se puede apreciar los resultados de la prueba utilizando el viscosímetro Brookfield a 0.3 RPM y con una temperatura del fluido a 120 °F:

TABLA 9

LSRV @ 0.3 RPM Y 120 °F DE LAS FORMULACIONES

LSRV @ 0.3 RPM; 120°F	LSRV 1 (cp)	LSRV 2 (cp)	LSRV 3 (cp)
Formulación # 1	14500	14500	14500
Formulación # 2	4499	4299	4499

La lectura a 0.3 RPM de la primera formulación es mucho mayor a la segunda, ya que tenemos en ella existen más polímeros que nos brindan una mejor reología.

5. En las figuras 4.1 y 4.2 están los filtrados de ambas formulaciones. En las figuras 4.3 y 4.4 están los revoques depositados en el papel filtro después de los 30 minutos de la prueba:



FIGURA 4.1

FILTRADO # 1

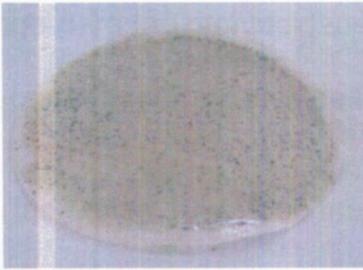
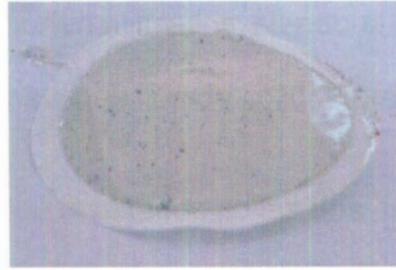


FIGURA 4.2

FILTRADO # 2

FOTOS TOMADAS POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

21 DE JULIO DEL 2008

**FIGURA 4.3****REVOQUE # 1****FIGURA 4.4****REVOQUE # 2**

FOTOS TOMADAS POR JEAN RAYMOND JOSEPH V.

21 DE JULIO DEL 2008

El filtrado API para las dos formulaciones es bajo, 4 ml para la 1 y 4.1 ml para la 2, que es lo que se quiere obtener en un fluido de perforación. A pesar que el revoque de lodo es muy pequeña ($< 1/32$ de pulgada) es algo inconsistente, aunque sea normal por los polímeros utilizados se requiere algo de consistencia para mejor estabilidad de las paredes del hueco. El revoque de la formulación 1 es de menor tamaño ya que cuenta con más variedad de controladores de filtrado, pero el revoque de la formulación 2 es un poco más consistente por la mayor concentración de los controladores de filtrado en la formulación.

6. La densidad de la formulación 1 es de 9.8 lb/gal y la de la formulación 2 es de 9.6 lb/gal. Los valores se encuentran en un buen

rango para las profundidades que serían utilizados, siendo el primero un poco mayor a causa de la mejor suspensión de sólidos presente.

7. En las tablas 10 y 11 se muestran los resultados de las dos pruebas con el lubricímetro:

TABLA 10

PRUEBA # 1 DE LUBRICIDAD

Fluido	Torque	Factor de Corrección	Coefficiente de Fricción
Agua destilada	37	0,9189	0,3399
Formulación 1	13	0,9189	0,1195

@ 60 RPM & 150 pulgadas-libras

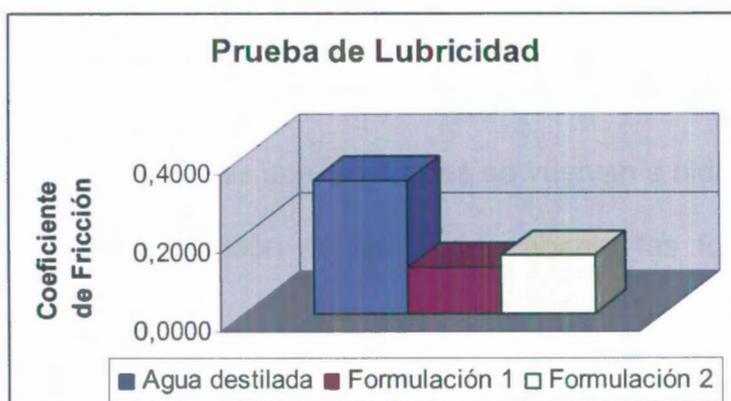
TABLA 11

PRUEBA # 2 DE LUBRICIDAD

Fluido	Torque	Factor de Corrección	Coefficiente de Fricción
Agua destilada	35	0,9714	0,3399
Formulación 2	15	0,9714	0,1457

@ 60 RPM & 150 pulgadas-libras

En la gráfica 4.3 se compara el coeficiente de fricción del agua con el de los fluidos de perforación elaborados:



GRÁFICA 4.3 COEFICIENTES DE FRICCIÓN DE LOS FLUIDOS

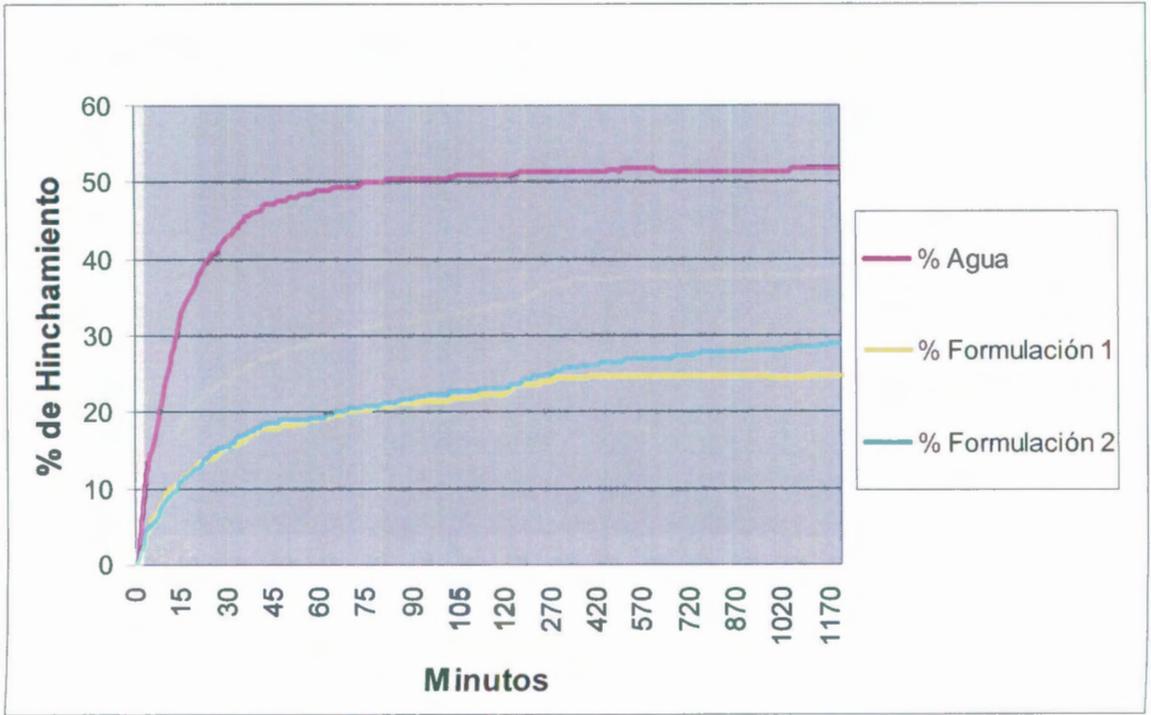
La lubricidad de ambas formulaciones es muy buena y evita la necesidad de agregar algún lubricante en el lodo ya que no haría mucho efecto en el tipo de fluido. Esta lubricidad se la obtiene gracias a los polímeros presentes y al agente tensioactivo.

8. Para las pruebas de hinchamiento lineal se eligen por dos razones las muestras de 5790', 5830' y 6900' de la formación Orteguzaza, y las de 7170', 7520' y 8900' de la formación Tiyuyacu que fueron parte del análisis mineralógico:
 1. Aunque las muestras a profundidades menores son más reactivas, se tomó en cuenta las secciones del pozo a la cual pertenecen. Las primeras muestras de la formación Chalcana pertenecen a la primera sección en la cual se suele perforar con agua más dispersantes primordialmente, porque como es la formación más reactiva, tendríamos que utilizar más productos inhibidores y los costos para la empresa operadora serían excesivos,

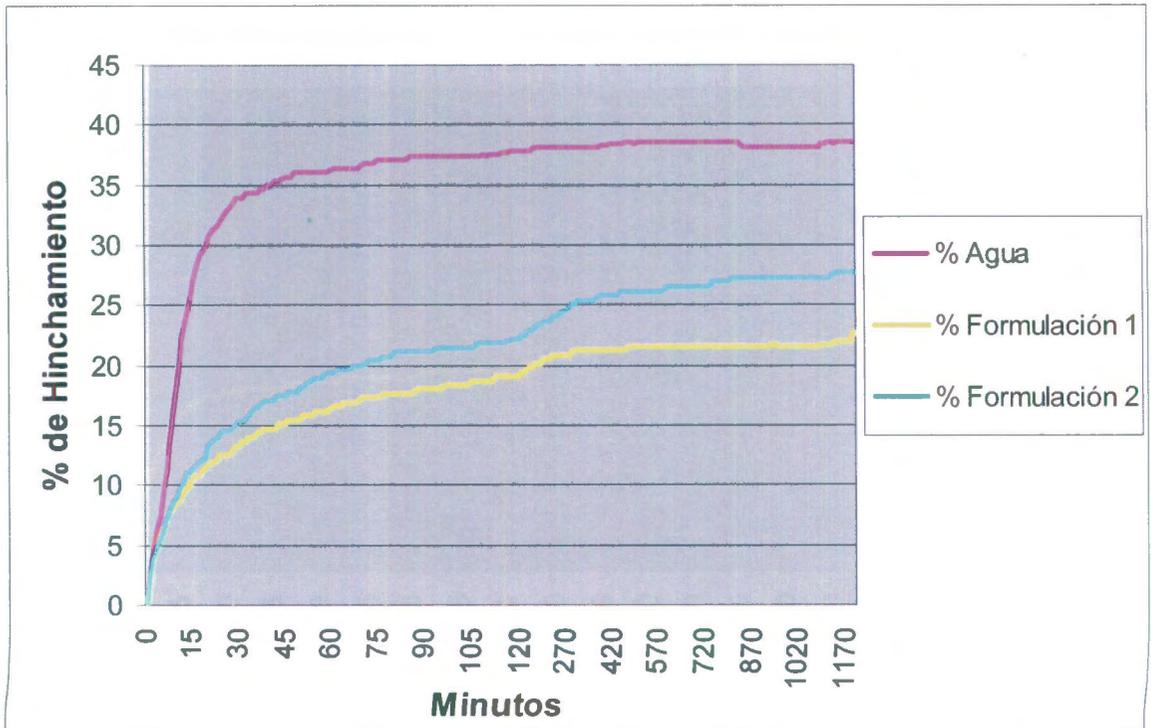
entonces lo que se hace es dispersar las arcillas, haciendo un hueco más grande y así tener tiempo para bajar el revestidor y hacer las demás operaciones antes que las arcillas se vuelvan a hidratar.

2. En la tercera sección del pozo que abarca las formaciones Tena, Napo hasta Hollín la reactividad es muy baja como se observó en la Capacidad de Azul de Metileno y análisis mineralógico, por ende nos queda analizar la segunda sección del pozo que incluye las formaciones Orteguzza y Tiyuyacu donde se utiliza un fluido de perforación más completo y es donde más se requiere la inhibición en el pozo, ya que las formaciones son moderadamente reactivas.

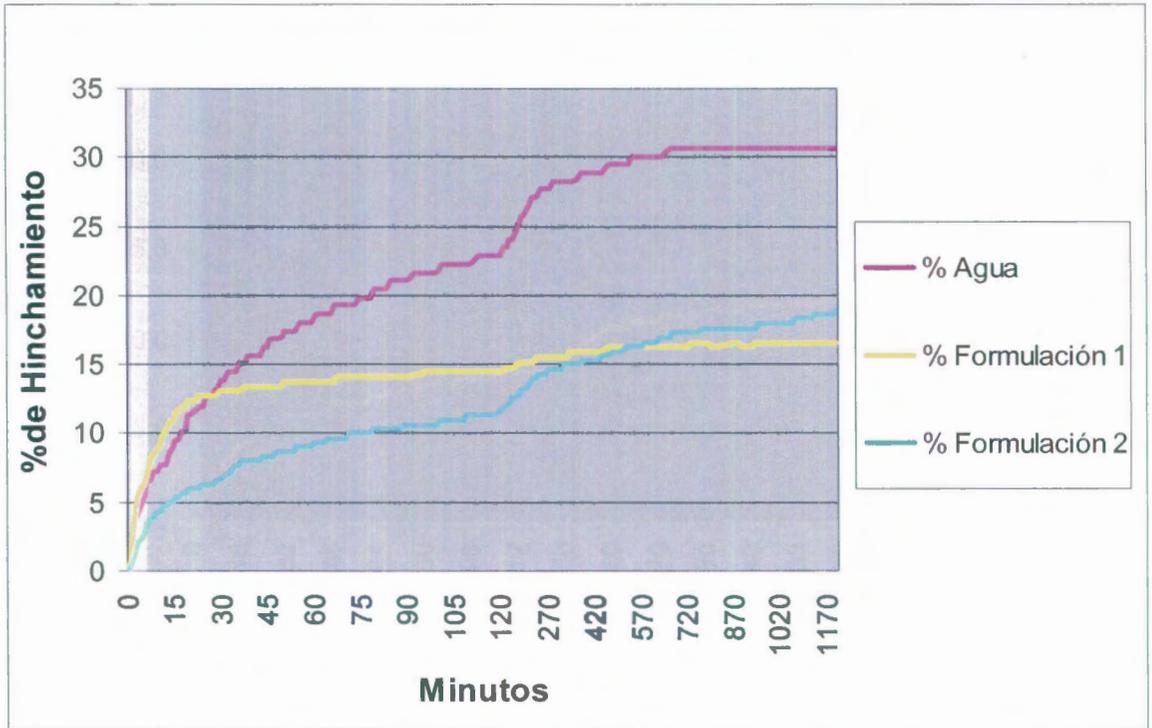
En las siguientes gráficas observamos el hinchamiento de las muestras especificadas anteriormente expuestas al agua, a la formulación 1 y a la formulación 2.



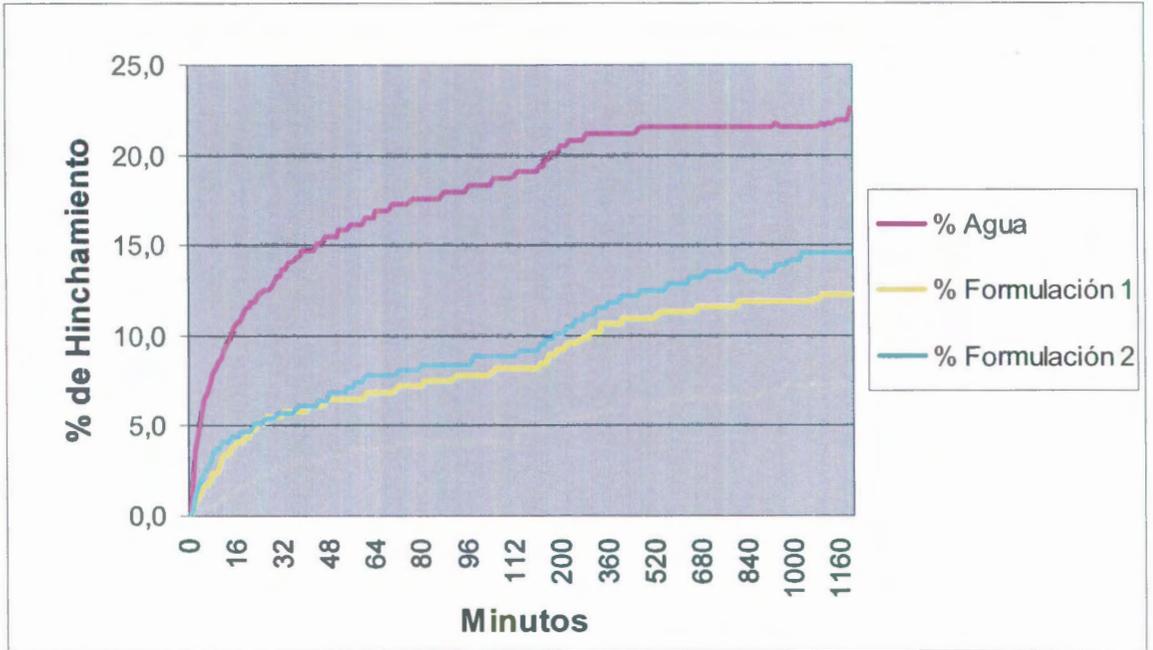
GRÁFICA 4.4 CURVA COMPARATIVA DEL HINCHAMIENTO LINEAL DE LOS FLUIDOS ESPCIFICADOS CON MUESTRA DE 5790' (CEC=30) DEL POZO FANNY 18B-92



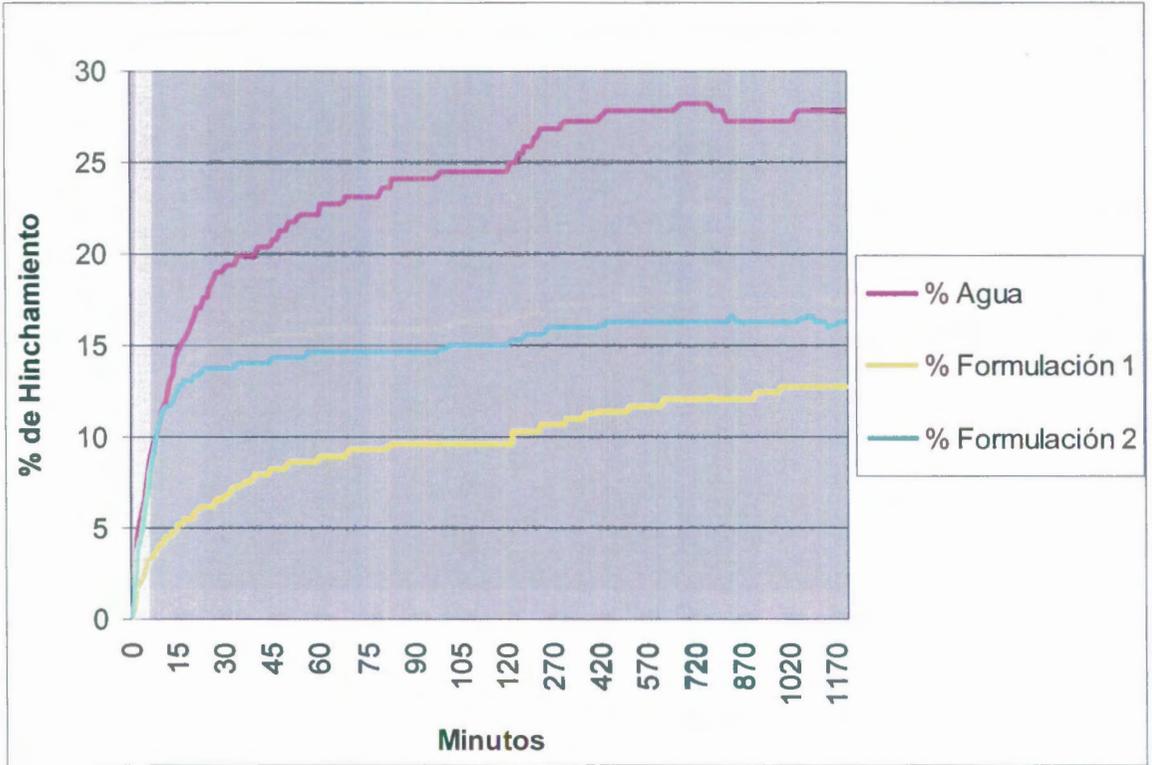
GRÁFICA 4.5 CURVA COMPARATIVA DEL HINCHAMIENTO LINEAL DE LOS FLUIDOS ESPCIFICADOS CON MUESTRA DE 5830' (CEC= 20) DEL POZO FANNY 18B-92



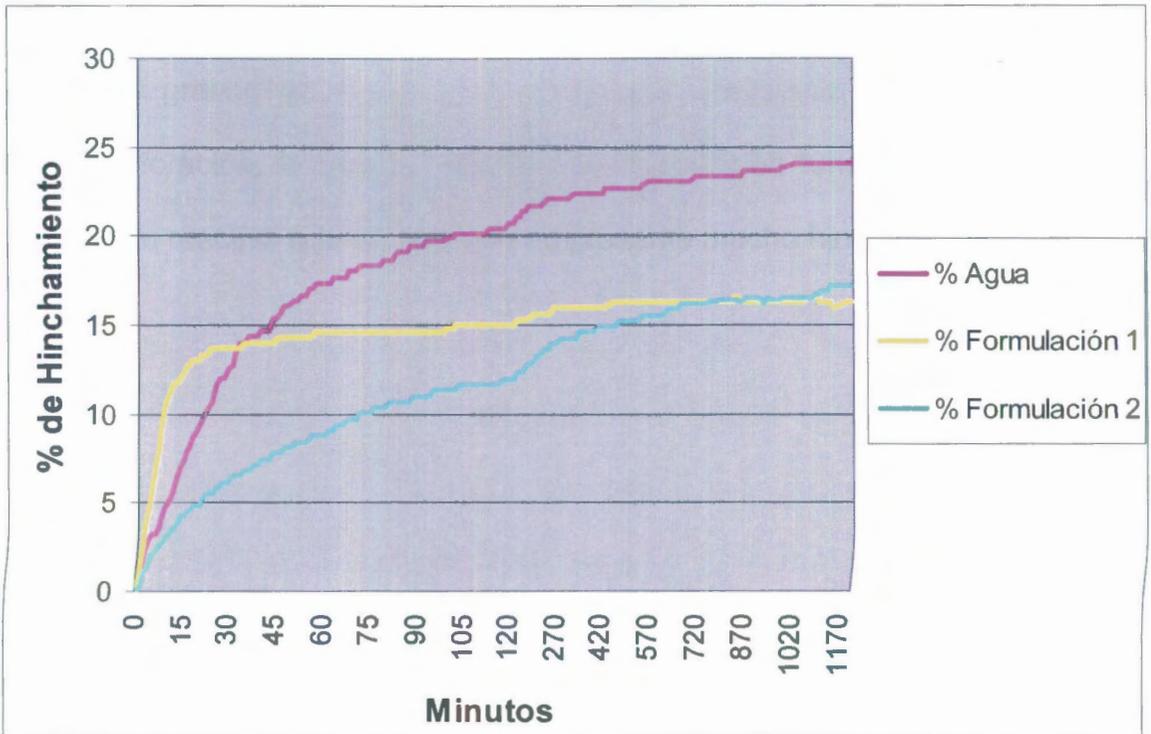
GRÁFICA 4.6 CURVA COMPARATIVA DEL HINCHAMIENTO LINEAL DE LOS FLUIDOS ESPCIFICADOS CON MUESTRA DE 6900' (CEC=15) DEL POZO FANNY 18B-92



GRÁFICA 4.7 CURVA COMPARATIVA DEL HINCHAMIENTO LINEAL DE LOS FLUIDOS ESPCIFICADOS CON MUESTRA DE 7170' (CEC= 10) DEL POZO FANNY 18B-92



GRÁFICA 4.8 CURVA COMPARATIVA DEL HINCHAMIENTO LINEAL DE LOS FLUIDOS ESPECIFICADOS CON MUESTRA DE 7520' (CEC=15) DEL POZO FANNY 18B-92



GRÁFICA 4.9 CURVA COMPARATIVA DEL HINCHAMIENTO LINEAL DE LOS FLUIDOS ESPCIFICADOS CON MUESTRA DE 8900' (CEC=10) DEL POZO FANNY 18B-92

En el hinchamiento lineal los resultados son satisfactorios con ambas formulaciones ya que se puede apreciar la diferencia del hinchamiento del agua con la de los fluidos de perforación. Ambos lodos tienen sus mecanismos de inhibición. El primero con aminas principalmente y el segundo por intercambio catiónico del Al^{3+} , un ión con más fuerza de enlace, siendo el primero que brindó los mejores resultados en la prueba.

Se puede apreciar en las gráficas que mientras más grande sea el MBC de la muestra más grande es la diferencia entre el hinchamiento del agua y el fluido de perforación, lo que nos indica que la inhibición funciona mejor en una formación reactiva que en otra que no presente mucho hinchamiento.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el presente trabajo experimental de laboratorio para el pozo Fanny 18B-92 del bloque Tarapoa se concluye y recomienda lo siguiente:

1. La reactividad de una muestra depende de las clases y de las cantidades de minerales arcillosos presentes en la muestra. En el análisis mineralógico y del MBC, se apreció que las formaciones más reactivas se encuentran superficialmente, y a medida que aumenta la profundidad de entierro las formaciones se vuelven menos hinchables, esto se ve reflejado en la cantidad de esmectita que va disminuyendo.
2. La mezcla de varios productos en un fluido de perforación nos brinda mejores resultados que la adición de un solo producto aumentando su concentración. Esto se observó en la primera formulación que tiene cuatro controladores de filtrado y dos inhibidores de arcilla, a menores concentraciones contra la segunda formulación que tiene un controlador de filtrado y un inhibidor a grandes concentraciones, obteniéndose así un mejor desempeño en la primera formulación.
3. La primera formulación que tiene un valor de 14500 cp en la LRSV es más conveniente de utilizar en la perforación de pozos con alto de desviación.

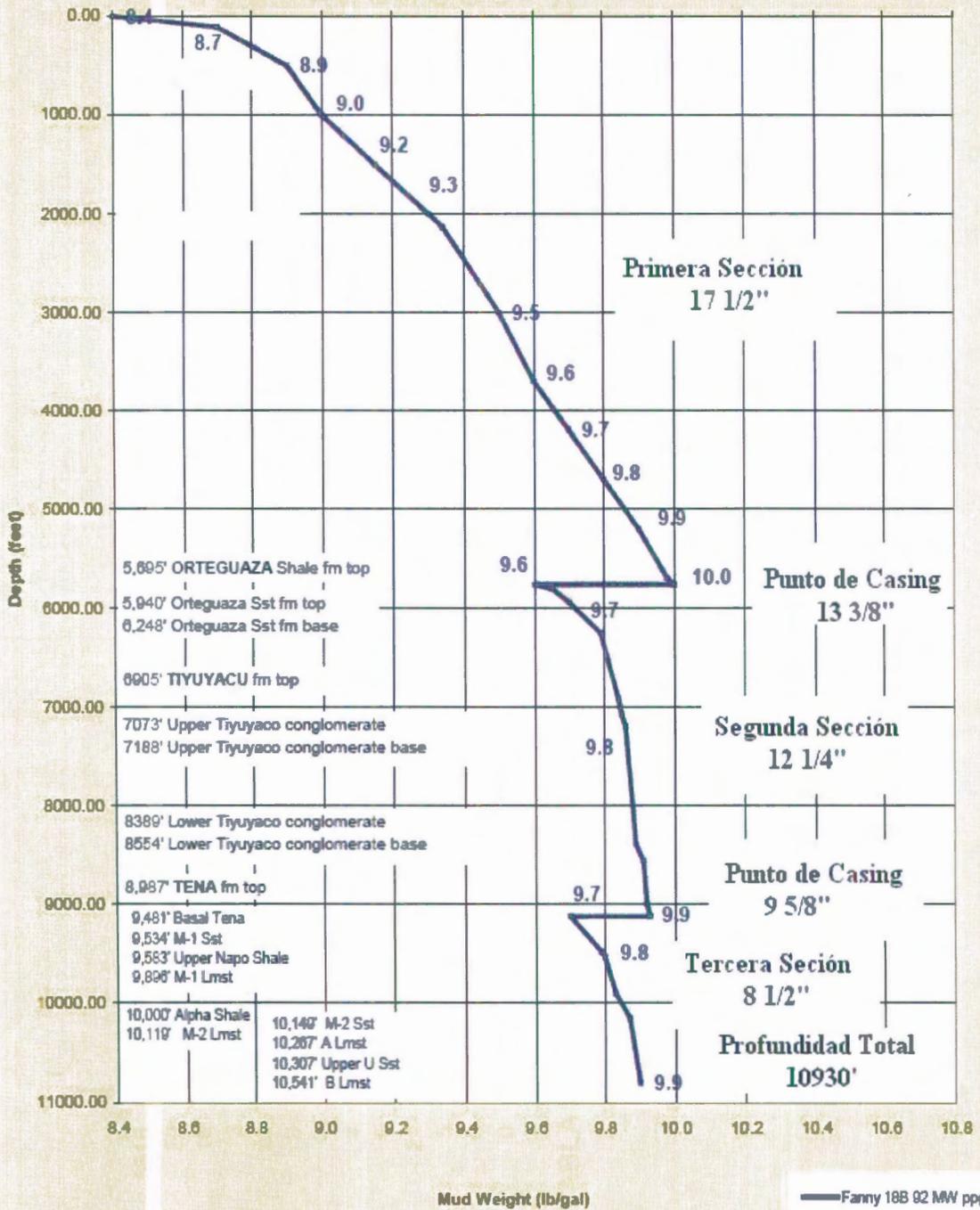
4. Los polímeros ayudan a mejorar la lubricidad en los fluidos de perforación. Esta es una característica que evita la necesidad de utilizar lubricante en el sistema. El agente tensioactivo como segunda función también incrementa la lubricidad.
5. Las aminas proporcionan una mejor inhibición que la CMC de aluminio. Reflejada en las curvas de hinchamiento lineal de todas las muestras ensayadas.
6. Polímeros encapsulantes como el PAC, el PHPA son de gran ayuda para inhibir arcillas, pero preferiblemente estos productos deben estar acompañados de inhibidores para asegurar la estabilidad del pozo, ya que las formaciones son muy heterogéneas y no se va a conseguir el mismo efecto en todo el hueco.
7. Se recomienda utilizar las aminas y la CMC de aluminio en la misma formulación para conseguir mejores resultados en formaciones más reactivas.

8. Se recomienda mejorar la reología de la segunda formulación caracterizada por tener la CMC de aluminio, en especial la LSRV, utilizando más variedad de productos y aumentando la concentración de la goma xantana si fuera necesario.
9. Para obtener un buen revoque se recomienda tener una buena variedad y concentración de controladores de filtrado.
10. El precio es un factor importante en la selección del fluido de perforación y de lo que piden los clientes que son las empresas operadoras, lastimosamente ese es un campo que no se pudo cubrir en este trabajo, pero se puede concluir que la formulación que contiene la mayor cantidad de productos a menores concentraciones es más cara que la otra, por lo que sería conveniente mejorar las propiedades de la formulación que tiene pocos aditivos a mayores concentraciones por si el precio de los fluidos se incluye en la elección de los mismos.

ANEXOS



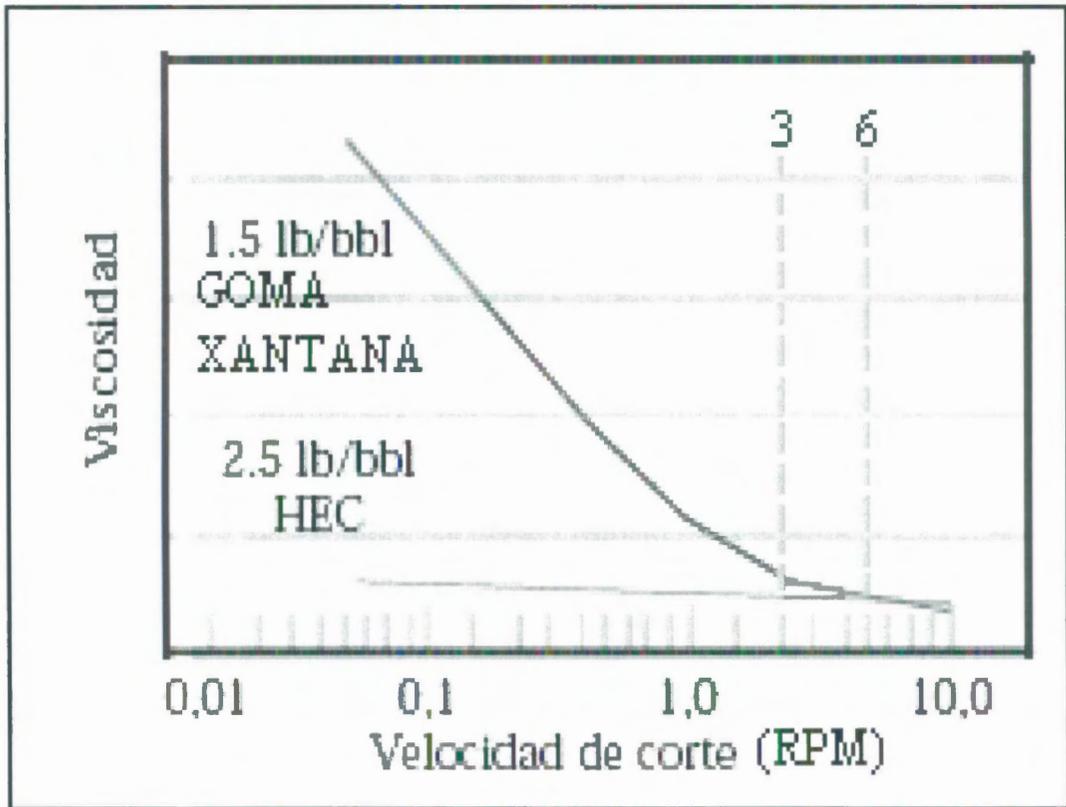
Mud Weight Curve
FANNY 18B 92 WELL



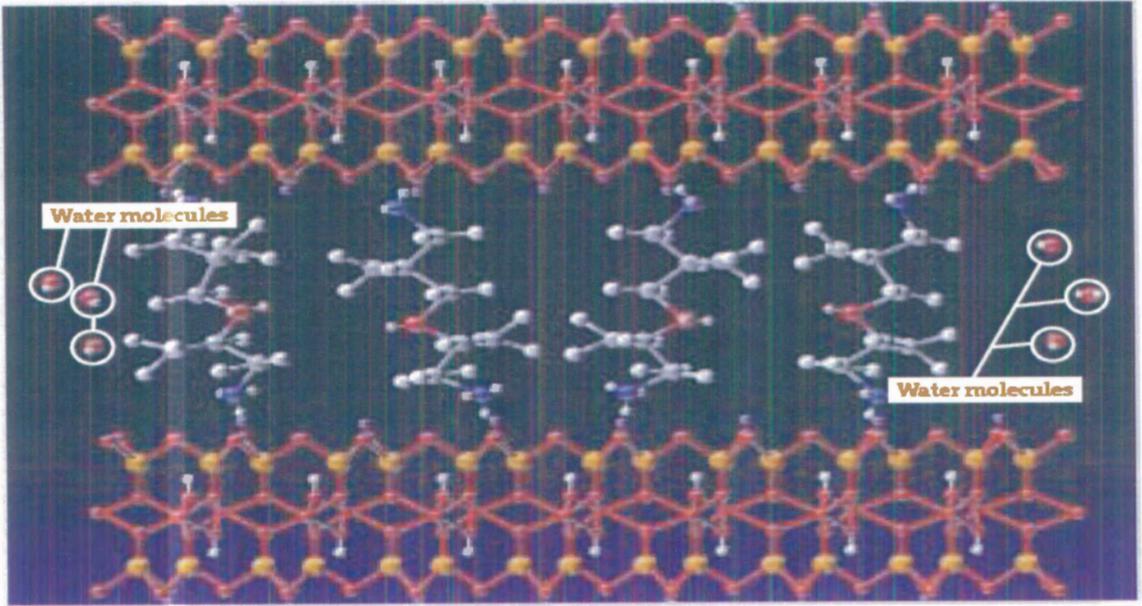
ANEXO 1 CURVA DEL PESO DEL LODO DEL POZO FANNY 18B-92

(% en peso)	5515	5604	5634	5790	5830	6900	7170	7520	8900	9020	9290	9500	9560	10190	10380	10460	10640	10720
Esmectita	29	31	35	30	24	19	13	18	13	15	16	16	14	9	9	8	8	9
Ilita/Mica	18	18	16	18	19	9	7	11	7	12	10	8	7	7	7	6	6	6
Calcita	2	2	3	1	2	9	4	1	2	10	8	25	18	52	44	38	53	44
Cuarzo	22	22	21	22	25	34	55	44	60	44	46	44	56	28	36	45	30	37
Barita	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dolomita	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Feldespatos	4	3	2	4	4	3	2	0	1	1	2	1	1	0	0	0	0	0
Halita	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kaolita	21	20	22	22	22	26	19	26	16	18	17	6	5	4	2	3	4	5
Anhidrita	5	4	3	3	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pirita	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Siderita	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0

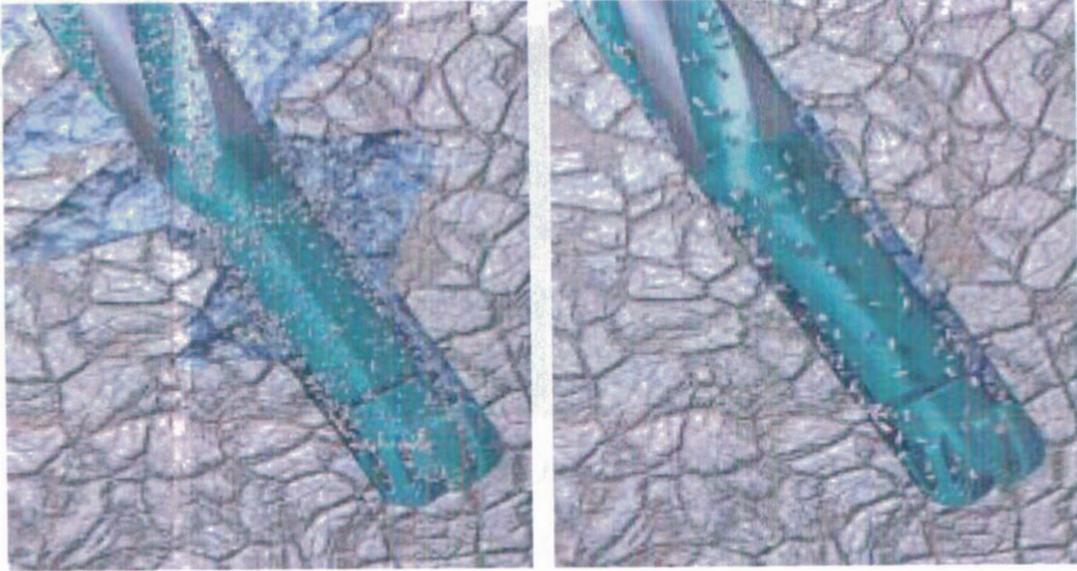
ANEXO 2 TABLA DE LOS DATOS DE LA COMPOSICIÓN MINERALÓGICA DE LAS MUESTRAS ESCOGIDAS



ANEXO 3 COMPARACIÓN DE LA VISCOSIDAD A BAJAS TASAS DE CORTE



ANEXO 4 MECANISMO DE ACCIÓN DE LAS AMINAS



ANEXO 5 COMPARACIÓN DE LA PERFORACIÓN ENTRE LA INHIBICIÓN QUE OFRECE UN SISTEMA DE FLUIDOS BASE AGUA CONVENCIONAL CON UNO QUE CONTIENE AMINAS



AGUA

FORMULACIÓN 2

FORMULACIÓN 1

**ANEXO 6 PASTILLAS DE 5790' DESPUÉS DE LA PRUEBA DE
HINCHAMIENTO LINEAL**



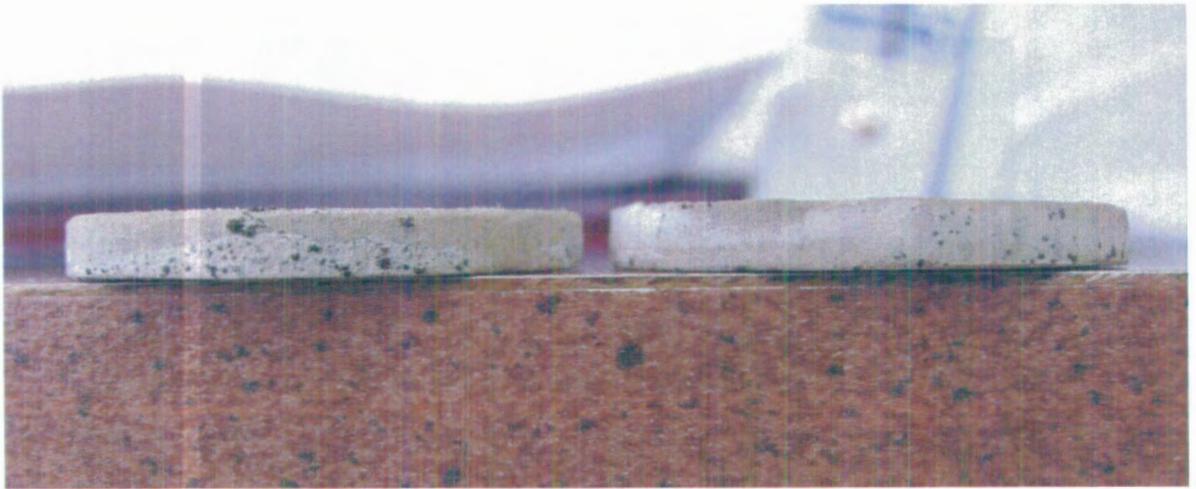
FORMULACIÓN 2

AGUA

FORMULACIÓN 1

AGUA

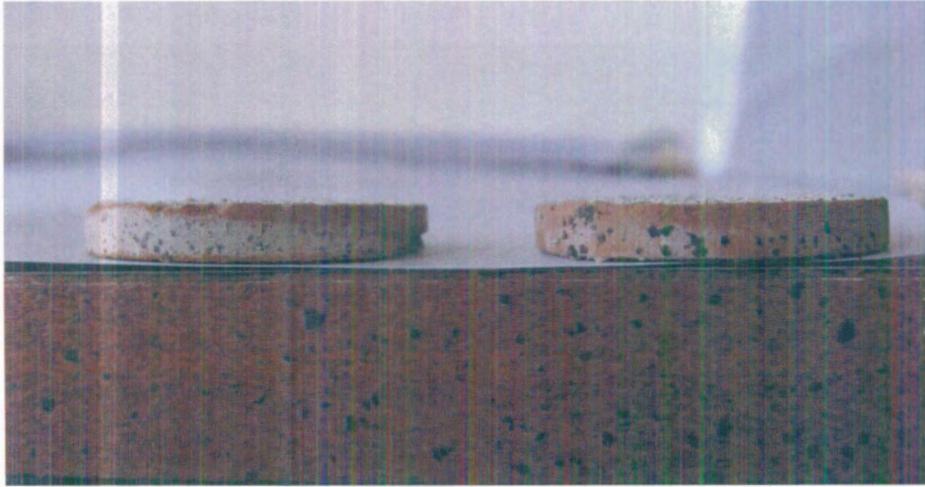
**ANEXO 7 PASTILLAS DE 5830' DESPUÉS DE LA PRUEBA DE
HINCHAMIENTO LINEAL**



FORMULACIÓN 1

FORMULACIÓN 2

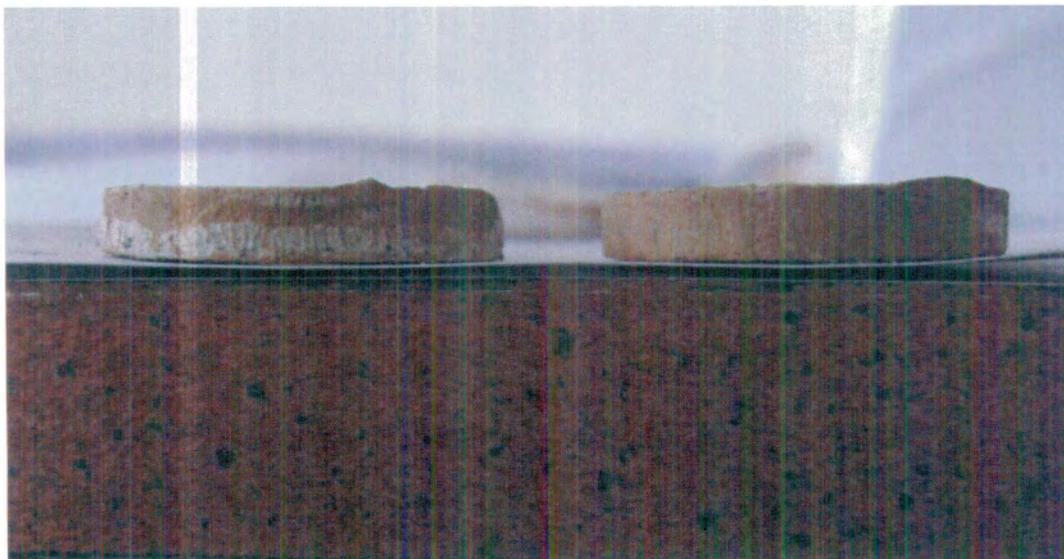
**ANEXO 8 PASTILLAS DE 6900' DESPUÉS DE LA PRUEBA DE
HINCHAMIENTO LINEAL**



FORMULACIÓN 1

FORMULACIÓN 2

**ANEXO 9 PASTILLAS DE 7170' DESPUÉS DE LA PRUEBA DE
HINCHAMIENTO LINEAL**



FORMULACIÓN 1

FORMULACIÓN 2

**ANEXO 10 PASTILLAS DE 7520' DESPUÉS DE LA PRUEBA DE
HINCHAMIENTO LINEAL**



FORMULACIÓN 2

AGUA

FORMULACIÓN 1

AGUA

**ANEXO 11 PASTILLAS DE 8900' DESPUÉS DE LA PRUEBA DE
HINCHAMIENTO LINEAL**

GLOSARIO

Absorción La penetración o desaparición aparente de moléculas o iones de una o varias sustancias dentro de un sólido o líquido.

Aditivo de Lodo: Cualquier material agregado a un fluido de perforación para lograr un propósito en particular.

Adsorción: Un fenómeno superficial demostrado por un sólido (adsorbente) para mantener o concentrar gases, líquidos o sustancias disueltas (adsorbtivos) sobre su superficie, una propiedad causada por la adhesión.

Agente Tensioactivo Un material que tiende a concentrarse en una superficie de contacto, disminuyendo la tensión superficial.

Almidón Un grupo de carbohidratos encontrado en muchas células vegetales.

Aminas: Compuestos orgánicos derivados del nitrógeno utilizados en los fluidos de perforación para brindar la función de inhibición de arcillas.

Capacidad del espacio anular: Volumen en el espacio entre la columna de perforación y la pared del pozo o de la tubería de revestimiento por cada pie.

Catión: Partícula cargada positivamente en la solución de un electrolito que, bajo la influencia de un potencial eléctrico, se mueve hacia el cátodo (electrodo negativo).

Centipoise: Una unidad de viscosidad igual a 0,01 poise. Un poise es igual a 1 g por metro-segundo, y un centipoise es igual a 1 g por centímetro-segundo.

Esfuerzo de Gel: La capacidad o medida de la capacidad de un coloide para formar geles. El esfuerzo de gel es una unidad de presión reportada generalmente en lb/100 pies².

Filtración El proceso de separación de sólidos suspendidos de su líquido, forzando el líquido a través de un medio poroso. Dos tipos de filtración de fluido ocurren en un pozo: filtración dinámica durante la circulación y filtración estática cuando el fluido no está circulando.

Filtrado El líquido forzado a través de un medio poroso durante el proceso de filtración.

Fluido de perforación Base Agua: Fluidos de perforación convencionales comunes en el que el agua es el medio de suspensión para los sólidos y

constituye la fase continua, independientemente de que el fluido contenga o no aceite.

Gilsonita: Asfalto natural duro y quebradizo que se presenta en grietas de rocas, constituido por cadenas complejas de hidrocarburos no volátiles de alto peso molecular.

Hidratación: El acto por el cual una sustancia adquiere agua por absorción y/o adsorción.

Material Densificante: Cualquiera de los materiales de alta gravedad específica usados para aumentar la densidad de los fluidos de perforación.

Punto Cedente: Es la resistencia al flujo inicial o representa el esfuerzo requerido para iniciar el movimiento del fluido. Esta resistencia se debe a las cargas eléctricas ubicadas en o cerca de las superficies de las partículas.

Recortes (ripios): Pequeños fragmentos de formación que resultan de la acción desbastadora, raspante y/o triturante de la barrena.

Reología: La ciencia que trata de la deformación y del flujo del agua.

Revoque: Los sólidos suspendidos que se depositan sobre un medio poroso durante el proceso de filtración.

Viscosidad: La resistencia interna de un fluido al flujo. Este fenómeno puede atribuirse a las atracciones entre las moléculas de un líquido, constituyendo una medida de los efectos combinados de adhesión y cohesión, a los efectos de las partículas suspendidas y al ambiente líquido.

Viscosidad Plástica: La viscosidad plástica es una medida de la resistencia interna al flujo de fluido, atribuible a la cantidad, tipo y tamaño de los sólidos presentes en un fluido determinado.

BIBLIOGRAFÍA

1. Castillo Álvaro ,”Optimización y Evaluación de diferentes Fluidos de Perforación en campo Bermejo de la Compañía Agip)” (Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la tierra, ESPOL, 2008).
2. CHILINGARAIN G. V., “Drilling and Drilling Fluids” updated text book edition, 1983.
3. GATLIN CARL, “Petroleum Engineering Drilling and Well Complitions”, 1960.
4. Magcobar, “Handbook”, 1977
5. MC. CAIN WILLIAM, “Properties of Petroleum Drilling Fluids”, 1973
6. M-I SWACO, Manual de Ingeniería en Fluidos de Perforación, 2001.
7. <http://www.fann.com>
8. <http://www.ofite.com>
9. <http://www.miswaco.com>